

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**A REPOTENCIAÇÃO E MOTORIZAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS COMO
ALTERNATIVA PARA MITIGAR OS EFEITOS DAS MUDANÇAS CLIMÁTICAS NA
GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL**

FERNANDO HENRIQUE TAVARES BORBOREMA

Itajubá, Maio de 2015

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**A REPOTENCIAÇÃO E MOTORIZAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS COMO
ALTERNATIVA PARA MITIGAR OS EFEITOS DAS MUDANÇAS CLIMÁTICAS NA
GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL**

Dissertação apresentada à Universidade Federal de Itajubá como parte dos requisitos para a obtenção do grau de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração:
Sistemas Elétricos de Potência

Orientador:
Prof. Dr. José Wanderley Marangon Lima

Co-Orientador: Prof. Dr. Anderson Rodrigo de Queiroz

FERNANDO HENRIQUE TAVARES BORBOREMA

Itajubá, Maio de 2015

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

FERNANDO HENRIQUE TAVARES BORBOREMA

**A REPOTENCIAÇÃO E MOTORIZAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS COMO
ALTERNATIVA PARA MITIGAR OS EFEITOS DAS MUDANÇAS CLIMÁTICAS NA
GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL**

Dissertação aprovada por banca examinadora em 25 de maio de 2015, conferindo ao autor o título de **Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.**

Banca Examinadora:

Prof. Dr. José Wanderley Marangon Lima (Orientador)

Prof. Dr. Anderson Rodrigo de Queiroz (Co-Orientador)

Prof. Dr. Edson da Costa Bortoni

Prof. Dr. Roberto Cayetano Lotero

Prof. Dr. Sergio Valdir Bajay

Itajubá, Maio de 2015

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, pelo presente que é a vida, por colocar oportunidades e pessoas fantásticas pelo meu caminho. Essas oportunidades e pessoas certamente me inspiraram, desafiaram e me encorajaram a crescer.

Aos meus orientadores e amigos, José Wanderley Marangon Lima e Anderson Rodrigo de Queiroz, pela confiança em mim depositada e pelo suporte dado nestes anos; pela dedicação e sabedoria. Agradeço às conversas e observações que sempre agregaram valor neste trabalho.

Agradeço aos meus pais, Silvana e Milton Borborema, pelo amor incondicional. Meus pais são meu norte e os maiores exemplos de vivência que tenho. Agradeço novamente a Deus por tê-los colocado como meus tutores e guias. Agradeço por serem pessoas presentes em todas as fases da minha vida, com muito amor, orientação, suporte, compreensão e dedicação.

Agradeço ao meu irmão, Bruno Borborema, pelo amor e companheirismo; pelas conversas e conselhos; por ser o maior presente que já pude ganhar.

Agradeço ao prof. Roberto Lotero, pelas conversas, ajudas e conselhos. Certamente a sua influência foi determinante para a decisão deste caminho tomado.

Agradeço a namorada Letícia Dastre, pelo companheirismo, conselhos, paciência e abnegação, principalmente na reta final de mais esta conquista.

Aos amigos do Grupo de Engenharia de Sistemas (GESis), Bruno Nadai, Denisson Oliveira, Francisco Portelina, Welinton Dias, Diogo Marujo, Marcos Santos, Lucas Ramalho, Dabit Sonada, Silas Oliveira, Thiago Pietrafesa, Saulo Ribeiro e Luana Medeiros, pela companhia, risadas, conhecimentos compartilhados, e por nesses dois anos de mestrado serem a minha segunda família.

Ao amigo André Mota, que mesmo longe, está sempre junto comigo.

Agradeço a toda a minha família, avôs, avós, tios, tias e primos. Todos cooperaram de alguma forma para que este sonho fosse alcançado.

Ao Centro Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), pelo apoio financeiro prestado através da bolsa de estudos, que durante o período do mestrado foi de grande importância.

Por fim, agradeço a todos os amigos que compartilharam momentos nestes anos, seja com uma conversa, uma partida de basquete ou de Dota, esses momentos certamente alegraram o meu dia.

RESUMO

O setor de geração de energia elétrica do Brasil é majoritariamente composto de fontes renováveis. Em 2014, as usinas hidrelétricas respondiam por mais de 70% da geração de energia elétrica no país. As fontes renováveis, onde a hidro eletricidade se inclui, são dependentes das condições climáticas e alterações no clima global não previstos nos históricos podem alterar a geração de energia prevista através destas fontes. Este trabalho apresenta uma alternativa de repotenciação de usinas hidrelétricas como resposta aos efeitos das mudanças climáticas na geração de energia hidrelétrica no Brasil. A repotenciação, em seu termo geral, é a ação de aprimorar os parâmetros de uma usina, seja com a melhora do rendimento ou fator de capacidade, seja através do aumento da capacidade instalada da usina por meio da atualização tecnológica dos equipamentos ou pela instalação de unidades geradoras adicionais. Após a identificação das usinas hidrelétricas que estão aptas a serem repotenciadas dentro dos cenários climáticos avaliados, foram feitas simulações de despacho hidrotérmico, utilizando o modelo NEWAVE, estabelecendo ganhos de capacidade instalada para as unidades geradoras aptas a repotenciação como também avaliar a motorização das usinas através da instalação de unidades adicionais. Este trabalho buscou fazer análises dos resultados obtidos nas simulações, evidenciando os principais benefícios da repotenciação de usinas hidrelétricas para o sistema elétrico brasileiro e para os agentes geradores. Utilizando os resultados das simulações, é feita uma análise econômica e de decisão da implementação destes projetos, com o objetivo de determinar, dentro de uma quantidade de alternativas, a que apresenta maior atratividade de investimento no Brasil.

Palavras chave: Usinas hidrelétricas, mudanças climáticas, repotenciação, motorização

ABSTRACT

The electricity production in Brazil is mainly dependent on renewable sources. In 2014, the hydropower plants represented more than 70% of the total electricity generation in the country. The renewable sources, which includes the hydroelectricity, however, are dependent on the climate conditions and not predicted variations on the global climate can interfere the country electricity production. This work presents an alternative of hydropower plants rehabilitation to face the impacts of climate change effects in hydro generation. Rehabilitation is the action of improving the parameters of a power plant, by increasing the plant's efficiency or capacity factor, or else increasing the plant's installed capacity through equipment technology update or the installation of additional generating units. After the identification of hydropower plants that are capable of being rehabilitated in the Brazilian power system, simulations of the hydrothermal dispatch were made. In these simulations gains of installed capacity of the generating units were defined for the plants that has existing generating units capable of being rehabilitated. Also was made the simulation of generating units insertion in hydropower plants which the installation of additional generating units is possible. This study aims to analyze the results obtained by the simulation and expose the main benefits of the hydropower plants rehabilitation in the Brazilian power system and generation agents, also is presented an economic and decision analysis of the implementation of such projects, aiming to identify the most attractive investment alternative in Brazil.

Keywords: Hydropower plants, climate change, rehabilitation, motorization

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Distribuição percentual da matriz energética brasileira.....	6
Figura 2.2 – Evolução do atendimento à demanda máxima do SIN	7
Figura 2.3 – Processo de planejamento da operação.....	11
Figura 2.4 – Processo de decisão para sistemas hidrotérmicos.....	12
Figura 2.5 – Funções de custo x armazenamento.....	12
Figura 2.6 – Função custo total e ponto ótimo de operação em sistemas hidrotérmicos	13
Figura 4.1 – Localização geográfica das UHEs aptas a serem motorizadas	33
Figura 4.2 – Localização geográfica das UHEs aptas a serem repotenciadas.....	42
Figura 5.1 – Estrutura das simulações.....	44
Figura 5.2 – Modificação dos dados das UHEs no programa Hydroedit.....	45
Figura 6.1 – Oferta térmica do sistema	62
Figura 6.2 – Oferta hidráulica do sistema	63
Figura 6.3 – Geração hidráulica máxima – Período de 2071	67
Figura 6.4 – CMO do subsistema Sudeste	68
Figura 6.5 – CMO do subsistema nordeste	69
Figura 6.6 – Energia armazenada final – Período de 1991	71
Figura 6.7 – Energia armazenada final – Período de 2041	71
Figura 6.8 – Diagrama de influências da decisão da repotenciação.....	75
Figura 6.9 – Árvore de decisões do problema da decisão da repotenciação	76
Figura 6.10 – Valor monetário esperado para as alternativas de repotenciação	85
Figura 6.11 - Mudanças previstas na vazão média nas UHEs com base nas previsões climáticas do membro controle do modelo Eta 40 km no cenário climático de 2011 a 2040.....	86
Figura 6.12 – Valor monetário esperado para as alternativas de repotenciação, com adição do investimento na repotenciação da seleção de UHEs	89
Figura 6.13 – Diagrama de influências da decisão da motorização	90

Figura 6.14 – Árvore de decisões do problema da decisão da motorização	91
Figura 6.15 – Valor monetário esperado para as alternativas de motorização.....	96

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 – Potencial existente para instalação de novas unidades geradoras	32
Tabela 4.2 – Usinas que passaram pelo processo de repotenciação no Brasil	37
Tabela 4.3 – UHEs candidatas a passarem pelo processo de repotenciação	40
Tabela 5.1 – Períodos do novo histórico de dados climáticos para simulação	47
Tabela 5.2 – UHEs utilizadas na simulação da repotenciação completa do SIN	49
Tabela 5.3 – UHEs utilizadas na simulação da repotenciação combinada dos subsistemas nordeste e norte	51
Tabela 5.4 – UHEs utilizadas na simulação da repotenciação combinada dos subsistemas sudeste e sul	51
Tabela 5.5 – UHEs utilizadas na simulação da motorização completa do sistema.....	53
Tabela 5.6 – UHEs utilizadas na simulação da motorização do subsistema nordeste	54
Tabela 5.7 – UHEs utilizadas na simulação da motorização do subsistema sudeste	55
Tabela 5.8 – UHEs utilizadas na simulação da motorização do subsistema sudeste e sul.....	56
Tabela 5.9 – Resumo dos casos de simulação.....	56
Tabela 6.1 – EASS do SIN para os casos de simulação [MWmédios]	60
Tabela 6.2 – Aumento da EASS do SIN [MWmédios] e percentual em relação ao caso base.....	60
Tabela 6.3 – Oferta térmica e hidráulica do sistema [MWmédios]	62
Tabela 6.4 – Variação percentual da oferta térmica e hidráulica em relação ao caso base.....	63
Tabela 6.5 – Aumento percentual de GH do SIN em relação ao ganho de capacidade instalada.	64
Tabela 6.6 – Geração hidráulica máxima do sistema [MWmês]	66
Tabela 6.7 – Histórico do IGP-M – 1997 a 2014	74
Tabela 6.8 – Custo geral do investimento de repotenciação	74
Tabela 6.9 – Ganho percentual de capacidade instalada devido a repotenciação de UHEs	78
Tabela 6.10 – Probabilidade de ocorrência dos cenários climáticos.....	80
Tabela 6.11 – Probabilidades condicionais de preço de energia e ENA.....	82

Tabela 6.12 – VPL das alternativas de repotenciação considerando incertezas	83
Tabela 6.13 – UHEs com aumento nas vazões naturais selecionadas para a repotenciação.....	87
Tabela 6.14 – VPL da alternativa de repotenciação da seleção de UHEs.....	88
Tabela 6.15 – Custo geral do investimento de motorização	90
Tabela 6.16 – VPL da alternativa de motorização completa do sistema considerando incertezas	93
Tabela 6.17 – VPL da alternativa de motorização nordeste e norte considerando incertezas	93
Tabela 6.18 – VPL da alternativa de motorização sudeste considerando incertezas	94
Tabela 6.19 – VPL da alternativa de motorização sudeste e sul considerando incertezas.....	95

LISTA DE SIGLAS

ABRAGE	Associação Brasileira dos Geradores de Energia Elétrica
AMS	American Meteorology Society
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanço Energético Nacional
CCPE	Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CESP	Companhia Energética de São Paulo
CME	Custo Marginal de Expansão
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
EASS	Energia Assegurada
EF	Energia Firme
EMAE	Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A
ENA	Energia Natural Afluyente
EPE	Empresa de Pesquisas Energéticas
Eta	Modelo Atmosférico Regional Usado Para Estudos Climatológicos
CPTEC	Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos
FCF	Função de Custo Futuro
FCI	Função de Custo Imediato
FH	Fator Hidráulico
FT	Fator Térmico
GF	Garantia Física
GFDL	Geophysical Fluid Dynamics Laboratory

GH	Geração Hidráulica
GT	Geração Térmica
HadCM3	Hadley Centre Coupled Model 3
IEC	International Electrotechnical Commission
IGP-M	Índice Geral de Preços do Mercado
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
MGB	Modelo Hidrológico de Grandes Bacias
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia
MSUI	Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas
OH	Oferta Hidráulica
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OT	Oferta Térmica
PAR(p)	Modelo Periódico Auto-regressivo de Ordem p
PCH	Pequena Central hidrelétrica
PDDE	Programação Dinâmica Dual Estocástica
PDE	Programação Dinâmica Estocástica
PDHC	Problema de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo
PDHCM	Problema de Despacho Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo
PDHM	Problema de Despacho Hidrotérmico de Médio Prazo
PGF	Parque Gerador Futuro
PMO	Programa Mensal da Operação Energética
PNE	Plano Nacional de Energia
PNUMA	Programa Ambiental das Nações Unidas
REQEs	Reservatórios Equivalentes de Energia
SEASS	Simulações para Energia Assegurada

SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
SPE	Secretaria de Política Econômica
SREX	Special Report on Managing the Risks of Extreme Events and Disasters to Advance Climate Change Adaptation
TVA	Tennessee Valley Authority
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termelétrica
VPL	Valor Presente Líquido

LISTA DE VARIÁVEIS

cc_s	Carga crítica do subsistema s [MWmédio]
$cmo_{i,j,k,s}$	Custo marginal de operação, para o mês i , para o ano j , para a série k e para o subsistema s [R\$/MWh]
D_{max}	Disponibilidade máxima de uma usina termelétrica [MW]
$gh_{i,j,k,s}$	Geração hidráulica total, para o mês i , para o ano j , para a série k , para a térmica l e para o subsistema s [MWmédio]
$gt_{i,j,k,l,s}$	Geração térmica total, para o mês i , para o ano j , para a série k , para a térmica l e para o subsistema s [MWmédio]
$P_{Efetiva}$	Potência efetiva da usina [MW]
FC_{max}	Fator de capacidade máximo da usina
FH	Fator hidráulico
FT	Fator térmico
IF	Taxa equivalente de indisponibilidade forçada
IP	Taxa de redução de disponibilidade por manutenção programada
n	Número de usinas termelétricas do sistema
ENA^i	Energia natural afluyente de característica i [MWmês]
$Preço^i$	Preço da energia elétrica de característica i [R\$/MWh]

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	Contextualização e Motivação da pesquisa	1
1.2	Objetivos da Pesquisa	3
1.3	Estrutura da Dissertação	4
2	COORDENAÇÃO HIDROTÉRMICA E EFEITOS DO CLIMA NO SISTEMA	5
2.1	O Parque Gerador Hidrotérmico.....	5
2.2	Planejamento do Despacho de Geração no Brasil	8
2.3	Otimização do Despacho de Geração de Médio Prazo.....	11
2.4	Os Efeitos do Clima No Sistema Eletro-Energético Brasileiro	15
2.4.1	A Vulnerabilidade da Geração Hidrelétrica Frente às Mudanças Climáticas	15
2.4.2	Efeito das Mudanças Climáticas na Demanda de Energia Elétrica.....	18
2.5	A Utilização de Modelos Climáticos para a Representação das Mudanças Climáticas	19
2.6	Mitigação dos Efeitos do Clima no Sistema Eletro-Energético	20
3	A REPOTENCIAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS	23
3.1	Repotenciação.....	23
3.1.1	Motorização de Usinas	24
3.1.2	Repotenciação de Unidades Geradoras Existentes.....	25
3.2	Regulamentação Relacionada à Repotenciação e Motorização de Usinas Hidrelétricas no Brasil.....	29
4	PERSPECTIVAS E POTENCIAL TÉCNICO PARA PROJETOS DE REPOTENCIAÇÃO E MOTORIZAÇÃO NO BRASIL	31
4.1	Perspectivas e Potencial Técnico de Motorização de Usinas	31
4.1.1	O Potencial Técnico para Projetos de Motorização.....	31
4.2	Perspectivas e Potencial Técnico de Repotenciação de Usinas.....	34
4.2.1	Estudos Anteriores.....	34
4.2.2	Repotenciações de Unidades Existentes Realizadas no Brasil.....	35
4.2.3	Metodologia Utilizada para Análise e Seleção das Unidades	39
4.2.4	Potencial Técnico para os Projetos de Repotenciação de Unidades Existentes Estimado Neste Trabalho	39
5	METODOLOGIA DE SIMULAÇÃO	43
5.1	Estrutura das Simulações	43

5.2	Modificação dos Decks de Entrada	45
5.3	Configuração do Parque Hidrotérmico	46
5.4	Modelo Regional	46
5.5	Modelo Hidrológico.....	47
5.6	Casos de Simulação	48
5.6.1	Casos de Repotenciação	48
5.6.2	Casos de Motorização.....	53
5.7	Análise das Simulações - NEWAVE.....	57
6	RESULTADOS	59
6.1	Energia Assegurada do Sistema.....	59
6.1.1	Ofertas Hidráulicas e Térmicas	61
6.2	Geração Hidráulica Máxima.....	66
6.3	Custo Marginal de Operação	67
6.4	Déficit de Energia	70
6.5	Energia Armazenada Final	70
6.6	Análise Econômica dos Projetos de Repotenciação e Motorização	72
6.6.1	Análise de Decisão dos Projetos de Repotenciação	73
6.6.2	Análise de Decisão considerando Projetos de Repotenciação em UHEs Selecionadas em Função do Aumento de Vazão Natural	85
6.6.3	Análise de Decisão dos Projetos de Motorização.....	89
7	CONCLUSÕES.....	98
7.1	Limitações e Trabalhos Futuros.....	100
8	REFERÊNCIAS.....	102
	ANEXOS	113
	ANEXO A – INFORMAÇÕES ANALISADAS NA SIMULAÇÃO	113
	ANEXO B - USINAS DA CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR PRESENTE E FUTURO.....	123
	ANEXO C – ÁRVORE DE CENÁRIOS DO PROBLEMA DE REPOTENCIAÇÃO	127
	ANEXO D - ÁRVORE DE CENÁRIOS DO PROBLEMA DE MOTORIZAÇÃO	131

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização e Motivação da pesquisa

A utilização da energia hidráulica foi uma das primeiras formas de substituição do trabalho animal pelo mecânico, particularmente pela necessidade da moagem de grãos. A utilização da energia potencial das massas de água foi motivada pelas características de disponibilidade do recurso hídrico e principalmente o seu caráter renovável (ANEEL, 2005).

Ao contrário das demais fontes renováveis, a geração hidráulica representa uma parcela considerável na matriz energética mundial; e apesar da tendência de aumento da geração de energia através de outras fontes alternativas, a energia hidráulica deve continuar sendo, por muitos anos, a principal fonte de geração de energia elétrica no Brasil (EPE, 2013).

Dada a característica de geração de energia elétrica no Brasil, uma alteração no comportamento das precipitações pode impactar significativamente na disponibilidade dos recursos hídricos, uma vez que estas alterações podem modificar as afluições nos reservatórios das usinas hidrelétricas.

Atualmente, o setor elétrico brasileiro utiliza séries hidrológicas históricas para fazer a previsão de afluições e a tomada de decisão quanto à regulação dos múltiplos recursos hídricos existentes. Neste sentido, pesquisadores vêm alertando quanto ao processo de mudanças climáticas em função da concentração de gases de efeito estufa na atmosfera terrestre (Hackbart et al, 2008). Estes processos tendem a alterar o regime das vazões naturais afluentes, fazendo com que as séries hidrológicas utilizadas possam não ser as mais adequadas para se usar como base para previsões futuras de afluição e seu consequente uso nas tomadas de decisão associadas aos problemas de despacho de geração.

Portanto, a avaliação dos impactos das mudanças climáticas na geração de energia se torna essencial para o direcionamento de uma política energética no país, pois o risco da indisponibilidade dos recursos hídricos para o atendimento da demanda deve levar à utilização de fontes de geração de energia mais custosas, podendo levar também ao déficit de energia.

Neste contexto, para que a caracterização do clima seja possível, o entendimento das interações entre a atmosfera, a superfície da terra e os oceanos são fundamentais. Os modelos climáticos são importantes por representarem matematicamente os processos naturais que podem afetar o clima; esses modelos de previsão são de alta complexidade, pois eles propõem representar toda a física da atmosfera terrestre, o que demanda elevado esforço computacional (Scianni, 2014).

Pesquisas tais como as de Andrade et al (2012), Schaeffer et al (2008), Scianni et al (2012) e Marangon et al (2014) abordaram como a mudança global do clima pode afetar a produção de energia elétrica no Brasil. Em função da grande influência das mudanças climáticas na geração de energia, as pesquisas expõem que, em geral, as alterações climáticas tendem a resultar em impactos negativos na geração de energia hidrelétrica para o sistema elétrico brasileiro. Portanto, autores alertam que as concessionárias de geração devem voltar a atenção para investimentos para se adaptarem às mudanças climáticas que já estão ocorrendo.

Neste contexto, surge a oportunidade de avaliar a repotenciação de usinas hidrelétricas como forma de tratar os efeitos do clima na geração de energia elétrica, uma vez que a energia hidráulica é a mais explorada no Brasil e existe uma grande quantidade de usinas do parque gerador hidráulico brasileiro que oferecem esta possibilidade.

A ANEEL (2001) descreve que a definição clássica do termo repotenciação corresponde a todas as obras que visem gerar ganho de potência ou rendimento na usina. É exposto que as obras de repotenciação podem ser definidas em duas vertentes: a primeira é a repotenciação de unidades existentes através da adoção de avanços tecnológicos e a segunda é a instalação de unidades geradoras em usinas existentes com folga comprovada, a chamada motorização de poços disponíveis. Entende-se como poços, os espaços devidamente dimensionados para colocação de unidades geradoras adicionais nas casas de máquina das usinas.

Repotenciar é o ato de aprimorar os parâmetros de uma usina hidrelétrica, seja através do ganho de potência instalada, rendimento ou fator de capacidade, seja aplicando melhorias com relação à degenerações nos componentes, tal como cavitação; seja através de quaisquer ações que ofereçam a melhor operação da usina no futuro (Gomes, 2013).

Portanto, a repotenciação de usinas hidrelétricas representa uma possível alternativa para amenizar os efeitos do clima na geração de energia elétrica no Brasil, uma vez que a

repotenciação de uma usina hidrelétrica é uma forma de contribuir com o aumento da confiabilidade e expansão de oferta de energia do sistema sem o aumento dos impactos ambientais já causados na construção do empreendimento.

Visto que a repotenciação e a motorização de usinas hidrelétricas pode ser uma alternativa para aumentar a energia assegurada, favorecendo a geração em regiões onde os modelos climáticos indicam um incremento de precipitação, este trabalho faz uma primeira avaliação quantitativa desta possibilidade para o sistema elétrico brasileiro. Neste sentido, foram identificadas as usinas hidrelétricas candidatas a repotenciação de unidades geradoras e motorização de poços existentes no Brasil. Sendo assim, um conjunto de possibilidades de repotenciação e motorização foi definido e simulado utilizando o modelo climático regional Eta-CPTEC. A partir destes dados e dos modelos chuva-vazão utilizados no Projeto Estratégico P&D ANEEL 10 (Marangon, 2014) foram feitas simulações com o modelo NEWAVE que representa o modelo oficial do setor elétrico para otimização dos despachos das usinas e cálculo de energia assegurada.

Neste trabalho foram utilizados, como referência climática, os resultados que constam nos relatórios emitidos pelo IPCC em 2007, intitulado “Climate Change 2007”, o relatório de avaliação número quatro (AR4). Recentemente, em 2013, os resultados do quinto relatório de avaliação do IPCC foram finalizados, porém as alterações, na maioria, não foram significativas em relação ao quadro apresentado no relatório de 2007 (Marangon et al, 2014).

1.2 Objetivos da Pesquisa

Um dos objetivos deste trabalho é avaliar, através de simulações, o impacto da implementação de projetos de repotenciação e motorização de usinas hidrelétricas como forma de enfrentar os efeitos do clima no sistema interligado nacional. A partir das respostas do custo marginal de operação, déficits de energia, energia armazenável final, geração hidráulica máxima, assim como o posterior cálculo de energia assegurada, são quantificados os impactos destes projetos para o sistema elétrico brasileiro.

De posse da análise quantitativa destes projetos no sistema elétrico brasileiro, busca-se aplicar uma análise econômica com o propósito de avaliar os benefícios destas implementações aos agentes geradores. Com os dados destas análises, o trabalho aborda uma análise de tomada de decisão da implementação dos projetos de repotenciação e motorização de UHEs, utilizando

algumas incertezas inerentes ao problema, visto que os modelos climáticos não representam previsões, mas um conjunto de cenários de longo prazo.

1.3 Estrutura da Dissertação

No Capítulo 2 é realizada uma revisão bibliográfica sobre o problema do planejamento hidrotérmico. São abordados os efeitos do clima no sistema elétrico brasileiro e a utilização de modelos climáticos para a representação destas mudanças que ocorrem no clima. Por fim são abordadas formas de mitigação destes efeitos climáticos no sistema elétrico brasileiro.

O Capítulo 3 apresenta um detalhamento dos conceitos da repotenciação de usinas hidrelétricas, e apresenta considerações sobre as vertentes de repotenciação de unidades existentes de motorização de poços vazios em usinas hidrelétricas.

A determinação do potencial de repotenciação e motorização de usinas hidrelétricas é apresentado no Capítulo 4, assim como a metodologia utilizada na seleção destas usinas.

O Capítulo 5 aborda a metodologia utilizada na simulação, a metodologia de cálculo da energia assegurada do sistema e faz uma breve apresentação das variáveis de interesse no estudo.

Os resultados das simulações do impacto dos projetos de repotenciação e motorização, como forma de mitigar os efeitos climáticos no sistema elétrico brasileiro são apresentados no Capítulo 6. Este capítulo apresenta também uma análise econômica e de decisão da implementação dos projetos de repotenciação pelos agentes geradores.

O Capítulo 7 conclui esta dissertação, apresentando suas principais contribuições e apresentando algumas possibilidades de trabalhos futuros.

2 COORDENAÇÃO HIDROTÉRMICA E EFEITOS DO CLIMA NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

2.1 O Parque Gerador Hidrotérmico

A estrutura do sistema de geração de energia elétrica no Brasil é formada por subsistemas elétricos, que abrangem todas as regiões do país. A maior parte do Sistema Interligado Nacional (SIN) abrange as regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste, onde mais de 70% da capacidade de geração instalada do Brasil está concentrada. Outra parte conecta as regiões Norte e Nordeste, representando aproximadamente 25% da capacidade de geração instalada no país. Há também o sistema formado por pequenos sistemas isolados, localizados principalmente na região Norte. Estes pequenos sistemas possuem menos de 5% da capacidade de geração instalada sendo que a energia que é produzida provém principalmente de usinas termelétricas (UTES) (ONS, 2013).

Esta característica de interligação dos subsistemas elétricos se deve ao fato do Brasil possuir diversas bacias hidrográficas com centenas de rios, que se espalham pelas diversas regiões do país, o que permite a transferência de energia elétrica de uma região para outra, aproveitando as diferenças de geração sazonal afetada pelas estações chuvosas de cada região. Neste sentido, o SIN possui, como pilar de sua estrutura, as usinas hidrelétricas (UHEs), algumas com grandes reservatórios planejados para armazenamento plurianual (Lanzetti, 2010).

A principal forma de complementação da geração de energia hidrelétrica no SIN se dá através do uso de geração térmica. As UTES entram em operação quando se faz necessário complementar a energia de origem hidráulica nos períodos onde a demanda de energia é elevada ou em períodos de pouca chuva; ou, ainda, quando, nos períodos secos, o valor indireto associado ao uso da água armazenada nos reservatórios para produção de energia é maior do que o custo de operação das UTES. Apesar da predominância de geração hidráulica na matriz energética brasileira, mais de 25% da capacidade instalada do Brasil é proveniente de energia térmica, portanto, o sistema de geração de energia brasileiro é classificado como hidrotérmico (EPE, 2013a).

O crescimento de um país está associado ao crescimento de sua demanda de energia. Para o atendimento desta demanda crescente, o Brasil utiliza empreendimentos de fonte eólica, fotovoltaica, hidrelétrica. Segundo a EPE (2013a), no ano de 2012 o Brasil apresentava a capacidade instalada de 120.973 [GW] distribuídos em todo o SIN. A parcela referente a cada uma das fontes na matriz de geração de energia brasileira, no ano de 2012, é apresentada na Figura 2.1

O Brasil utiliza de geração flexível e inflexível para o constante atendimento da demanda de energia elétrica do sistema. A geração inflexível, também chamada de geração de base, é a quantidade de energia gerada por usinas que são despachadas continuamente. Tecnologias energéticas com elevado custo de investimento e baixo custo de operação e manutenção são as mais apropriadas para a geração de base; usinas hidrelétricas, termelétricas a carvão e centrais nucleares são exemplos de usinas de geração de base.

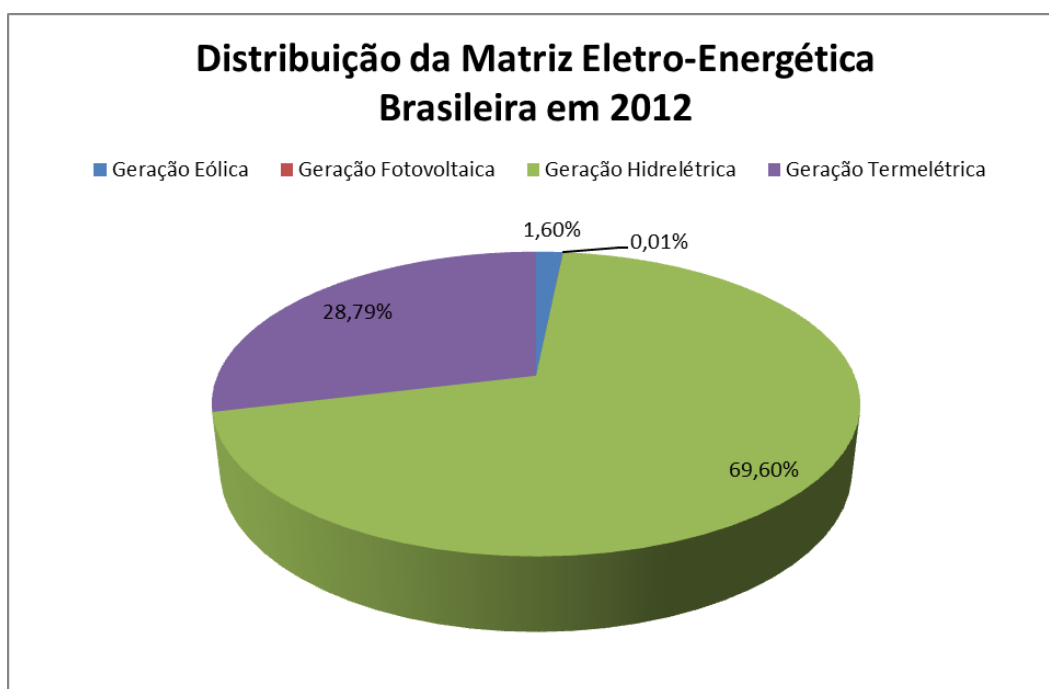


Figura 2.1 – Distribuição percentual da matriz energética brasileira
Fonte: EPE (2013a)

Em momentos de maior demanda de energia, o volume de geração inflexível é complementado pela ativação de outros recursos de geração flexível; tecnologias com menor custo de investimento e custo de operação e manutenção elevados são indicados para a complementação da geração inflexível; usinas termelétricas a óleo e gás natural e as usinas hidrelétricas supermotorizadas são exemplos de geração flexível (Weitzel, 2006).

A Figura 2.2 ilustra o atendimento à demanda máxima instantânea do SIN. Na figura é representado o comportamento da demanda máxima do sistema e a disponibilidade de potência flexível ou inflexível para o suprimento da demanda instantânea. Na maioria dos intervalos a demanda é completamente atendida pela geração inflexível, ou seja, geração hidráulica, eólica e térmicas, excetuando as que utilizam óleo como fonte de geração.

Porém, há intervalos em que existe a necessidade da complementação da geração inflexível para o atendimento da demanda, como destacado pela seta em vermelho. Esta complementação é feita incluindo a Geração Térmica (GT) das usinas térmicas a óleo para o atendimento da demanda. Nesta condição, devido o alto custo de operação e manutenção desta fonte, há um aumento do custo de operação do sistema.

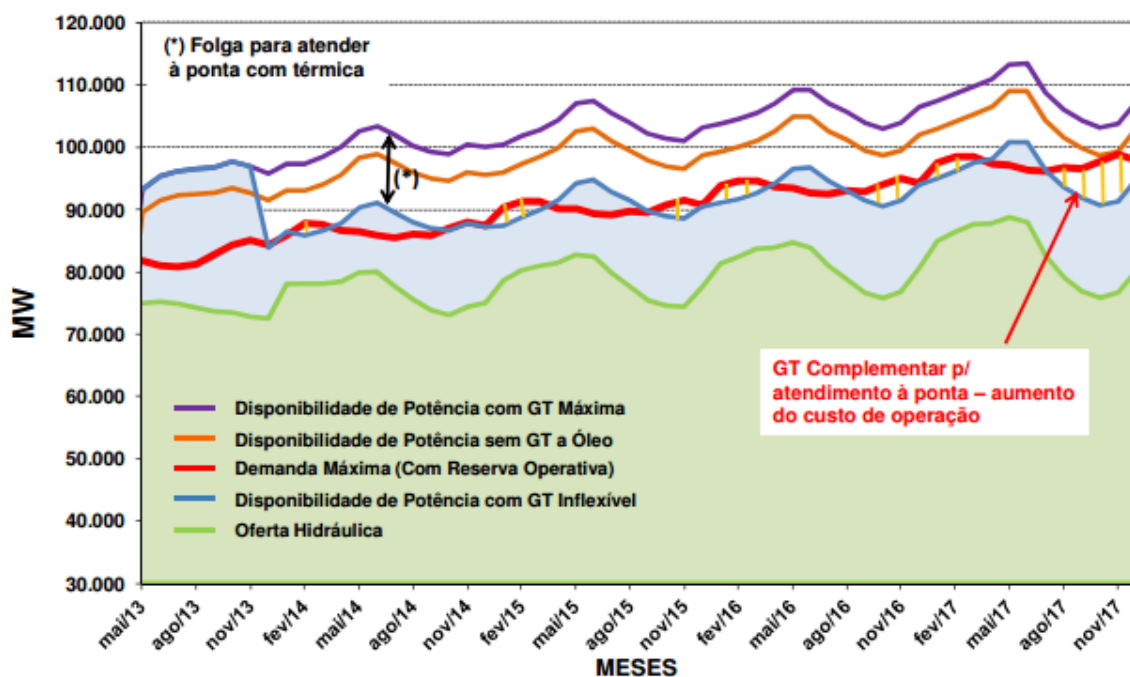


Figura 2.2 – Evolução do atendimento à demanda máxima do SIN
Fonte: ONS (2013)

Neste sentido, a operação do despacho de geração de energia no Brasil segue um planejamento, de forma que a demanda seja atendida completamente e que os recursos sejam utilizados de maneira eficiente.

2.2 Planejamento do Despacho de Geração no Brasil

O sistema de geração de energia elétrica através do potencial hidráulico é, em geral, composto de UHEs em cascata e, portanto, interdependente, uma vez que a operação de uma usina afeta diretamente as usinas que estão à jusante. Desta forma, a operação de um sistema de geração hidráulico deve ser executada de modo que os recursos sejam usados de forma eficiente.

A limitação de disponibilidade de energia elétrica, na forma do volume d'água armazenado nos reservatórios, faz com que o problema de gestão dessas reservas se torne complexo, pois cria uma relação entre as decisões tomadas num estágio qualquer e suas consequências futuras. Devido à impossibilidade de se ter um conhecimento perfeito das afluições futuras, a operação de um sistema de geração hidráulico se torna um problema probabilístico (Fortunato et al, 1990).

O planejamento do despacho de geração em um sistema hidrotérmico, como o do Brasil, tem como objetivo a determinação de uma meta de geração do sistema que minimize o custo esperado de operação ao longo do período de planejamento. O problema em questão apresenta as seguintes características:

- Complexo e não separável no tempo: A existência de estoques limitados de energia hidrelétrica, sob a forma de água armazenada nos reservatórios das UHEs introduz uma ligação entre a decisão operativa em um período qualquer e as consequências futuras desta decisão;
- Estocástico: As vazões naturais afluentes futuras aos reservatórios das UHEs são desconhecidas no instante da tomada de decisão operativa;
- Grande porte: Existência de múltiplos reservatórios em cascata e a necessidade de uma otimização multi-período;
- Não linear: Função objetivo resultante de custos de operação térmica e relações cota-volume e cota-área não lineares (Finardi, 1999).

Neste sentido, o Operador Nacional do Sistema (ONS) dispõe de modelos computacionais que realizam a otimização da operação em três etapas: médio prazo, curto prazo e curtíssimo prazo. Estas etapas são abordadas a seguir.

Planejamento em Médio Prazo

O modelo NEWAVE (CEPEL, 2013) é utilizado para representar o Problema de Despacho Hidrotérmico de Médio Prazo (PDHM), e auxiliar o operador nas tomadas de decisão mensais. Através deste modelo, é definida, para cada mês do horizonte de planejamento, a alocação ótima dos recursos hídricos e térmicos, de forma a minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo de todo o horizonte de planejamento (5 anos). Neste modelo, o parque gerador é representado de forma agregada, ou seja, o parque gerador hidrelétrico de cada região é representado por um reservatório equivalente de energia (REQEs) (Arvanitids, 1970 ; Queiroz, 2011 ; CEPEL, 2013).

O modelo NEWAVE leva em consideração a capacidade de regulação plurianual do sistema e a estocasticidade das afluições através da simulação de um grande número de cenários hidrológicos, calculando, assim, índices probabilísticos de desempenho do sistema (Moraes, 2007).

Planejamento em Curto Prazo

O modelo DECOMP (CEPEL, 2013) é utilizado para representar o Problema de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo (PDHC), e auxiliar o operador em tomadas de decisão semanais. Nesta etapa, há um acoplamento com os resultados do despacho do PDHM através da função de custo futuro gerada pelo modelo NEWAVE.

O objetivo no PDHC é minimizar o valor esperado do custo de operação das usinas geradoras ao longo do período de planejamento de até um ano. Neste modelo, a discretização é semanal para o primeiro mês e mensal para o restante do horizonte de planejamento. Para tanto, é feita a otimização da evolução dos armazenamentos dos reservatórios e as metas de geração de cada usina do sistema hidrotérmico considerando a possibilidade de intercâmbio de recursos entre os subsistemas.

Assim como no médio prazo, as incertezas das afluências são representadas através de cenários hidrológicos, porém, devido ao curto período de planejamento, nesta etapa, as incertezas das afluências já não são tão grandes quanto às incertezas existentes no PHDM (Moraes, 2007).

Planejamento em Curtíssimo Prazo

O modelo DESSEM é utilizado como ferramenta de auxílio à tomada de decisão diárias no Problema de Despacho Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo (PDHCM) pelo ONS. Neste modelo o horizonte de planejamento é de até uma semana com intervalos de trinta minutos. As vazões naturais afluentes aos reservatórios das UHEs são consideradas determinísticas para esse horizonte, devido à maior previsibilidade desse parâmetro para intervalos de tempo mais curtos. Neste horizonte de planejamento, a rede de transmissão pode ser representada de maneira mais detalhada, assim como diversas restrições operativas adicionais (Trajano, 2008).

A fim de que as decisões associadas ao despacho fornecidas pelo DESSEM estejam próximas dos despachos que são efetivamente colocados em prática, Moraes (2007) descreve que este modelo considera em sua formulação a dinâmica das UTEs, bem como uma representação detalhada das funções de produção das UHEs, além de considerar as perdas de energia na rede elétrica, simulada através de uma representação DC.

Os modelos NEWAVE e DECOMP foram desenvolvidos pelo CEPEL e são amplamente utilizados por agentes do setor elétrico desde o final da década de 1990. Já o modelo DESSEM ainda se encontra em desenvolvimento, também pelo CEPEL. A Figura 2.3 apresenta uma ilustração do processo de despacho hidrotérmico.

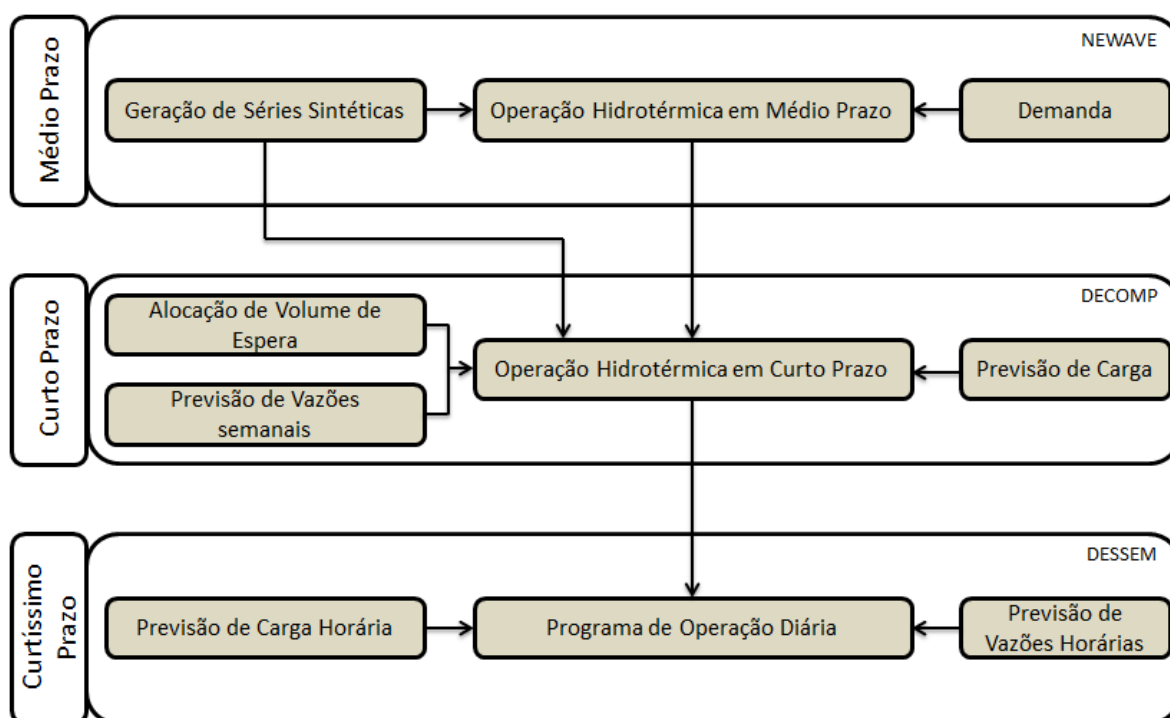


Figura 2.3 – Processo de planejamento da operação
 Fonte: Moraes (2007)

2.3 Otimização do Despacho de Geração de Médio Prazo

A otimização do despacho de geração em um sistema hidrotérmico tem como objetivo determinar as metas de geração para as usinas em cada mês de forma a minimizar o custo esperado de operação no período planejado. O custo total de operação no horizonte de planejamento é formado pela soma de todos os custos dos recursos utilizados; portanto, este custo é composto pelo custo variável de combustível das UTEs e pelo custo atribuído às interrupções de fornecimento de energia (CEPEL, 2013).

No PDHM existe uma relação entre a decisão tomada em um estágio qualquer e sua consequência futura. Se no presente muita água dos reservatórios das UHEs for utilizada e no futuro ocorrer um baixo regime de chuvas, provavelmente será necessária a utilização da geração termelétrica para atender a demanda de energia do sistema. Porém, se um volume elevado de água for mantido nos reservatórios, através da utilização da geração termelétrica preventiva, e ocorrerem altos índices pluviométricos, deve haver vertimento de água, e consequentemente energia, no sistema (Silva, 2012). A Figura 2.4 apresenta este processo de tomada de decisão.

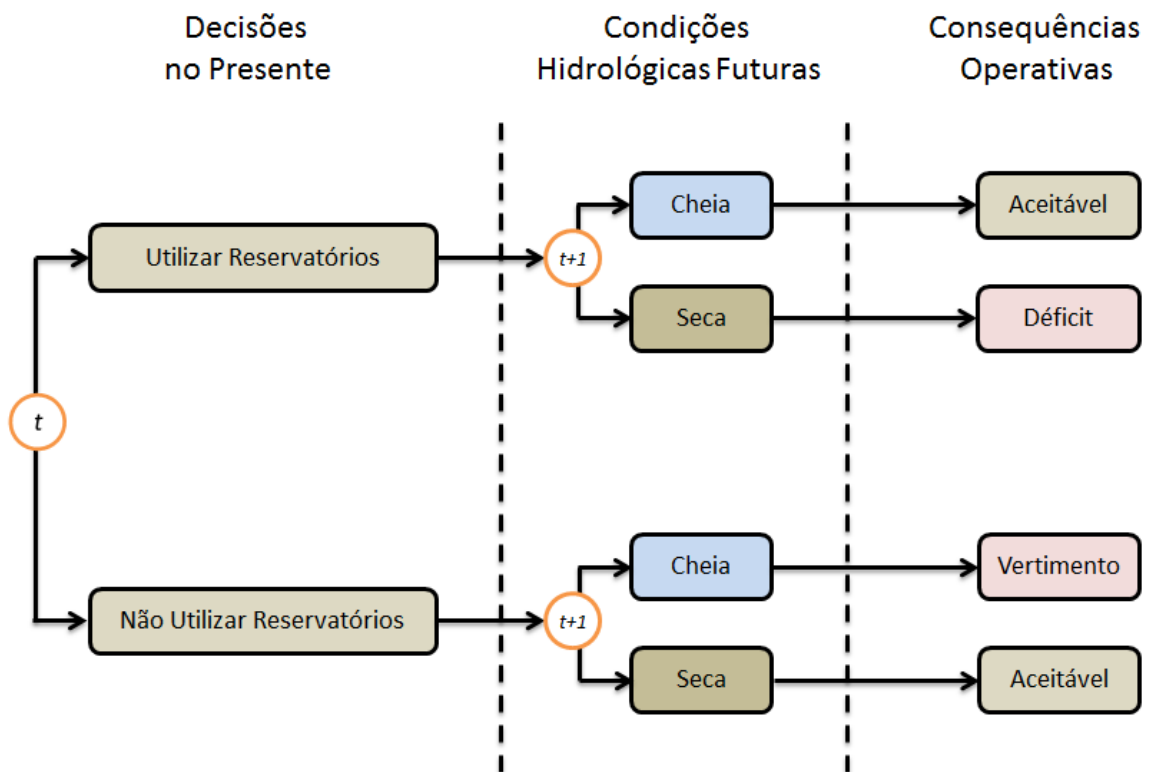


Figura 2.4 – Processo de decisão para sistemas hidrotérmicos
 Fonte: Silva (2012)

De outra maneira, o mesmo problema da decisão do benefício imediato do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento é apresentado na Figura 2.5.

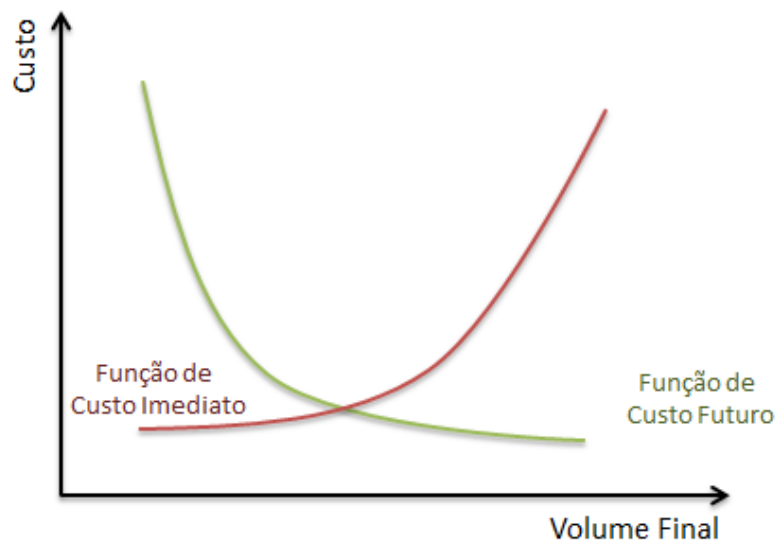


Figura 2.5 – Funções de custo x armazenamento
 Fonte: Silva, 2012

A Função de Custo Imediato (FCI) está associada aos custos de geração das UTEs no estágio t . É destacado que o custo imediato aumenta à medida que a utilização dos recursos hidráulicos é reduzida. Por sua vez, a Função de Custo Futuro (FCF) está associada ao custo esperado de geração térmica e déficit no fim do estágio t até o final do período de estudo. À medida que o volume final do reservatório aumenta a FCF diminui.

Trajano (2008) descreve que a inclinação da FCF indica a variação do custo futuro em relação ao volume de água armazenado no sistema. A derivada desta função é conhecida como valor da água. Já a inclinação da FCI indica o custo de geração térmica ou o custo de déficit necessário para se atingir aquele volume armazenado no fim do período de planejamento.

Desta forma, o custo total é formado através do equilíbrio da geração térmica e hidráulica, de forma a igualar o valor da água ao custo de geração da térmica mais cara que estiver sendo acionada. Assim, o custo total é composto pela soma das parcelas FCI e FCF, a primeira é referente às decisões tomadas no presente e a segunda às adotadas no futuro, como apresentado na Figura 2.6. O mínimo desta curva é onde se garante o menor custo total e é o ponto a ser buscado pela estratégia de tomada de decisões (Silva, 2012).

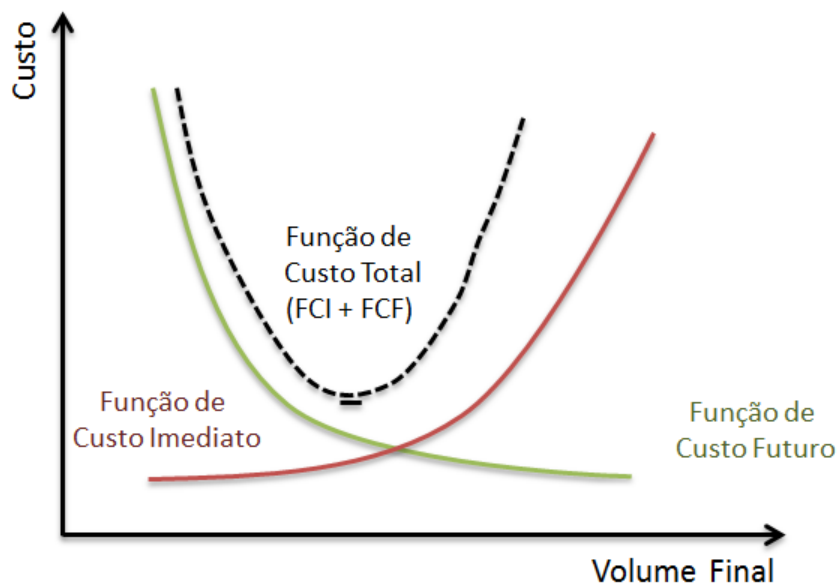


Figura 2.6 – Função custo total e ponto ótimo de operação em sistemas hidrotérmicos
Fonte: Silva (2012)

Resolver o problema do planejamento da operação em sistemas hidrotérmicos significa decidir, ao início de cada estágio, a quantidade de água a ser turbinada que minimiza o custo de operação ao longo de todo o período de planejamento. Para tanto, são necessárias decisões de geração por usina, de origem hidrelétrica e termelétrica, de intercâmbio de energia entre as diversas regiões do sistema interligado e de corte de carga.

Em geral, o valor do custo imediato é de simples obtenção. Já o custo futuro é dependente das aflúncias que vão ocorrer futuramente nos rios em que estão localizadas as UHEs. As vazões naturais afluentes são indiretamente modeladas no PDHM de maneira probabilística, devido à incerteza associada à sua realização futura ser grande, pois depende dos regimes de chuva, o que é de difícil previsibilidade. Na prática, apenas um cenário de registro de vazão natural afluente para as UHEs do sistema seria insuficiente para estimar índices de risco para este com incertezas aceitáveis.

No Brasil, o PDHM, representado pelo modelo NEWAVE, possui uma representação probabilística da Energia Natural Afluente (ENA) aos REQEs do SIN. Para maiores informações sobre o processo de obtenção de ENAs e da modelagem sobre REQEs os leitores devem se dirigir aos trabalhos de (CEPEL, 2013), (Queiroz, 2011), (Matos, 2008) e (Marcato, 2002). O modelo Auto-Regressivo Periódico de ordem p , PAR(p), é o modelo estatístico utilizado de maneira intrínseca no NEWAVE para geração de cenários de ENA. Neste modelo, as ENAs atuais dependem das ENAs que ocorrem nos mesmos REQEs em até p meses anteriores (Trajano, 2008).

Para resolver o PDHM, as técnicas de Programação Dinâmica Estocástica (PDE) (Dias, 2010) e Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) (Pereira et al, 1991) têm sido empregadas em diversos trabalhos na literatura. Porém, em aplicações de grande porte, que envolvem múltiplos reservatórios, a PDDE se destaca e continua sendo o estado da arte para solução de problemas de otimização estocástica de múltiplos estágios.

A PDDE pode ser caracterizada como uma extensão da PDE, sendo que na PDDE é possível reduzir o esforço computacional na solução do problema, possibilitando representar o sistema hidráulico de forma mais detalhada. A técnica PDDE foi adotada no NEWAVE devido ao problema da dimensionalidade associado à discretização do espaço de estados, pois é necessário

construir a estratégia de operação de múltiplos REQEs, cada um deles correspondendo a um subsistema (Trajano, 2008).

A PDDE é baseada no princípio de decomposição de Benders (Benders, 1962) e programação linear. A técnica foi inicialmente desenvolvida para o caso determinístico e foi posteriormente estendida para o caso estocástico em que as afluições não apresentam dependência temporal (Finardi, 1999). O método adotado pelo NEWAVE permite estudar a evolução do sistema e trazer informações do futuro para o presente, garantindo que o custo futuro calculado em cada estado seja o mínimo possível.

Visto que o Brasil possui um sistema de geração hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de UHEs, o SIN se mostra muito sensível às variações climáticas, o que torna a decisão do despacho hidrotérmico brasileiro ainda mais complexo. A seguir são apresentados alguns efeitos do clima no setor eletro-energético brasileiro.

2.4 Os Efeitos do Clima No Sistema Eletro-Energético Brasileiro

É notório que o setor eletro-energético brasileiro é muito dependente das fontes renováveis, uma vez que aproximadamente 80% do total de energia elétrica produzida, em um ano de afluência favorável, é proveniente de UHEs (ANEEL, 2008a). A disponibilidade e confiabilidade de tais fontes renováveis, porém, depende de condições climáticas, que podem sofrer alterações em consequência da mudança no clima global. A seguir são apresentados possíveis efeitos das mudanças climáticas sobre a oferta e demanda de energia elétrica no Brasil, assim como possíveis medidas para mitigar os efeitos das alterações climáticas, com o enfoque na repotenciação e motorização de UHEs.

2.4.1 A Vulnerabilidade da Geração Hidrelétrica Frente às Mudanças Climáticas

Alguns trabalhos, tais como o de Andrade et al (2012), Schaeffer et al (2008), Scianni et al (2012) e Marangon et al (2014) apresentam efeitos de possíveis cenários de mudanças climáticas na geração de energia elétrica no Brasil.

O trabalho de Andrade et al (2012) foca na região Nordeste do Brasil e objetiva identificar como a mudança global do clima pode afetar a produção de energia elétrica e como o planejamento estratégico pode sobrepor este problema. A análise qualitativa do problema conclui que o

subsistema Nordeste deve enfrentar impactos negativos na geração de energia elétrica devido às alterações climáticas. O trabalho conclui também que devido a grande influência do clima na geração no Nordeste, as empresas de geração devem voltar sua atenção para investimentos em inovação tecnológica com o intuito de se adaptarem às mudanças climáticas que podem vir a ocorrer.

Scianni et al (2012) aborda a influência das mudanças climáticas na Energia Assegurada (EASS) no SIN. O trabalho mostra que as mudanças climáticas podem causar grandes variações negativas na EASS o que sinaliza possíveis transtornos para o futuro. Neste trabalho são expostos dois cenários de simulação de EASS do sistema considerando as mudanças climáticas; um cenário para avaliação da EASS de 1991 (utilizando informações de vazões naturais afluentes do período de 1961 a 1990) e outro para avaliação da EASS de 2041 (utilizando projeções das vazões naturais afluentes futuras para o período de 2011 a 2040). A simulação da EASS utilizando o modelo Eta, com 40 km de resolução, para os períodos citados, apontou uma redução de aproximadamente 1500 [MW médios] no SIN no período de 2041 em relação ao período de 1991. O trabalho de Scianni (2014) apresenta apenas os resultados iniciais de um amplo estudo, que foi contemplado em Marangon et al (2014).

O trabalho de Marangon et al (2014) definiu um conjunto de casos ou possibilidades de comportamento do clima considerando os atuais modelos globais, cinco deles pertencendo ao conjunto de casos do Eta, cuja origem é o modelo global do Hadley Centre, e outros cinco diretamente retirados de outros centros de desenvolvimento. A partir das variáveis climáticas obtidas da simulação dos modelos globais, as precipitações foram convertidas em aflúências nos reservatórios das usinas do SIN e então foram calculadas as EASS para os casos de comportamento do clima referentes aos anos de 1991, 2041, 2071 e 2100.

O trabalho de Marangon et al (2014) considerou, nas simulações, dois parques de geração; um com um conjunto de usinas existentes no Plano Mensal de Operação (PMO) de Janeiro de 2012 e outro com um conjunto de usinas previstas para entrar em operação até o ano de 2030, utilizando a configuração do Plano Nacional de Expansão (PNE) 2030 (EPE, 2007). No conjunto de simulações, o trabalho considera também as diferentes alternativas para o uso do solo nas bacias hidrográficas. Um cenário representa a atual situação da agricultura/agropecuária existente e a vegetação brasileira. O outro cenário apresenta as condições modificadas de acordo

com a intensificação da agricultura e alteração na vegetação de diversas áreas; essas alterações são influenciadas por questões econômicas nacionais e internacionais.

O trabalho concluiu que devido às alterações climáticas há a possibilidade de se observar no futuro uma acentuada redução da EASS. A média de redução da EASS, em relação ao ano de 1991, para os membros do modelo Eta do parque gerador existente chega a 15%, enquanto para o parque gerador futuro chega a 25% a partir do ano de 2041.

Schaeffer et al (2008) descreve que o sistema energético brasileiro é muito vulnerável à mudanças climáticas que impactam diretamente no regime das chuvas e consequentemente na disponibilidade hidrelétrica do sistema. Não apenas a geração hidráulica, mas diversas fontes de geração de energia, salvo a cana-de-açúcar, apresentam a tendência de queda na oferta de energia frente às mudanças climáticas esperadas. Desta forma, os autores descrevem que a vulnerabilidade de produção de energia em um país se mostra tão intensa quanto maior é a sua dependência em fontes renováveis de energia. Assim como apresentado no trabalho de Andrade et al (2012) e Marangon et al (2014), o trabalho de Schaeffer et al (2008) apresenta que o Nordeste é a região mais afetada pelas mudanças climáticas, tanto na produção de energia hidrelétrica, em virtude da redução das vazões na bacia do rio São Francisco, como na produção de biodiesel e energia eólica.

Através de cenários otimistas, moderados e pessimistas, Schaeffer et al (2008) procura identificar possíveis impactos das alterações climáticas na geração de energia hidrelétrica. As simulações mostram uma redução da energia hidrelétrica gerada em bacias das regiões Nordeste e Centro-Oeste, tais como Parnaíba, São Francisco e Tocantins-Araguaia. Dentre as bacias mais afetadas, São Francisco se destaca com as maiores reduções de geração hidrelétrica; nela, o decréscimo de geração de energia atinge mais de 7% no cenário de alterações climáticas moderado.

Os impactos que as mudanças climáticas podem ter sobre o sistema de geração hidrelétrica brasileiro são originados de alterações no comportamento das vazões naturais afluentes nas bacias dos rios que possuem aproveitamentos com UHEs instaladas, ou de alterações na probabilidade de ocorrência de eventos externos, tais como tempestades e secas (Andrade et al, 2012).

Uma vez que muitas UHEs no Brasil têm reservatório de armazenamento d'água, as reduções nas vazões não devem ter um efeito proporcional sobre a geração hidráulica, pois a capacidade de gerenciar a quantidade de água disponível nos reservatórios amortece os efeitos negativos da redução da vazão no rio.

2.4.2 Efeito das Mudanças Climáticas na Demanda de Energia Elétrica

Alterações climáticas também podem ser determinantes para a alteração da demanda de energia elétrica de um país. Schaeffer et al (2008) mostra que as mudanças no clima podem resultar em um aumento acentuado no consumo de energia elétrica tanto no setor residencial quanto no setor de serviços.

Segundo o PNE 2030 (EPE, 2007), em 2005, o consumo de energia elétrica representava 33% do consumo de energia nas residências do Brasil (lenha e gás liquefeito de petróleo representavam mais de 50%). O PNE 2050 (EPE, 2013b) apontou que em 2012 o consumo de energia elétrica no setor residencial já apresentou um aumento significativo em relação ao ano de 2005, passando para 42,6%. Para o ano de 2030, é previsto que este percentual seja superior a 60%. Já nos setores comercial e público, a participação da energia elétrica continuará alta, mas sem crescimento expressivo, passando de 83% em 2005 para 85% em 2030.

Um dos motivos para o aumento acentuado do consumo de energia elétrica apontado pelo PNE 2030 é o aumento do uso de sistemas de refrigeração de ambientes em diversos setores de consumo de energia. O PNE 2030 aponta que, em 2005, o uso de aparelhos de ar condicionado no setor residencial consumiu 7,6 TWh, equivalente a 9,2% do consumo total de energia elétrica no setor. Para o ano de 2030, é previsto um aumento para 14,8 TWh.

Neste contexto, o PNE 2050 prevê um acentuado aumento na quantidade de aparelhos de ar condicionado para o ano de 2050; nesse sentido, é previsto um aumento de 182% na quantidade destes equipamentos do ano de 2013 até 2050. Este é o equipamento com aumento mais expressivo dentre os apresentados pela EPE. O PNE 2050 estima que em 2050, o setor residencial brasileiro consuma 212 TWh adicionais em relação ao ano de 2012, passando de um consumo de 124 TWh para 336 TWh. Isto evidencia a influência das mudanças climáticas também no crescimento da demanda de energia elétrica.

2.5 A Utilização de Modelos Climáticos para a Representação das Mudanças Climáticas

Na realização de estudos de efeitos ou impactos das mudanças climáticas em sistemas de geração de energia, frequentemente modelos climáticos são utilizados para a representação da dinâmica das alterações climáticas.

Há dificuldades e limitações relacionadas à utilização destes modelos de representação de mudanças no clima, devido principalmente à escassez de dados disponíveis e à própria natureza de longo prazo do estudo. Modelos climáticos são representações aproximadas de sistemas muito complexos; o nível de incerteza relacionado aos dados do clima global, e do clima brasileiro em particular é grande, quando se comparam resultados de diferentes modelos climáticos, como revelam estudos do CPTEC/INPE (Bustamante et al, 2005).

Para avaliar o impacto de alterações climáticas na geração de energia hidrelétrica, é preciso projetar o impacto destas alterações sobre as vazões naturais afluentes de cada UHE do SIN, uma vez que as vazões nos reservatórios das UHEs representam as variáveis mais sensíveis no modelo que define a oferta de energia em um sistema hidrotérmico. Segundo Schaeffer (2008), o ciclo hidrológico é o fenômeno de circulação fechada da água entre a superfície do planeta e a atmosfera. A água proveniente da precipitação que atinge o solo está sujeita a infiltração, percolação e evaporação. A porção que não se infiltra, não evapora e nem é capturada pela vegetação é drenada para os cursos d'água, resultando na vazão usada para a geração de eletricidade.

Os modelos climáticos são utilizados para representar matematicamente os processos físicos e químicos da atmosfera e suas alterações em outros componentes do sistema climático (atmosfera, biosfera, criosfera, hidrosfera e litosfera) que possam afetar o tempo e o clima (AMS, 2000). Os modelos climáticos baseiam-se em cálculos infinitesimais do escoamento e perturbações para a solução de equações básicas de movimento, termodinâmica, continuidade, aproximação hidrostática e leis de conservação de energia e massa (Gomes, 2008). Portanto, estes modelos são representações numéricas de equações e leis que regem os movimentos atmosféricos e as interações com a superfície.

O IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), criado em 1988 pela organização mundial de meteorologia e pelo Programa Ambiental das Nações Unidas (PNUMA), foi estabelecido com o propósito de expandir o conhecimento científico, técnico e socioeconômico relevantes para o entendimento das mudanças climáticas e seus impactos. Esses avanços que se desenvolveram com o passar dos anos foram representados em relatórios de mudanças climáticas; o quinto (AR5), e mais recente, apresentado em 2014, sob título “Mudanças Climáticas 2014”, confirma que as mudanças climáticas já são uma realidade (Toledo, 2013).

Em razão de não se ter ainda disponível os resultados do quinto relatório (AR5), neste trabalho foram utilizados os dados do quarto relatório (AR4), disponibilizados em 2007 (IPCC, 2007). Entre os cenários de emissões de gases de efeito estufa no horizonte de 2000 a 2100 existentes, o cenário A1B foi escolhido, o qual representa o crescimento moderado de emissões futuras de dióxido de carbono.

Em relação à América do Sul, onde o trabalho é aplicado, de acordo com o com o Relatório Especial sobre Gestão dos Riscos de Eventos Climáticos e Desastres (SREX), do IPCC (2012), é apontada uma tendência positiva nas temperaturas extremas, nas ondas de calor e também em índices de chuvas extremas, enquanto as tendências de seca são incertas. Também é projetado que as secas serão intensificadas ao longo do século 21 em certas estações e regiões devido à precipitação reduzida e aumento da evapotranspiração na Amazônia e Nordeste brasileiro.

2.6 Mitigação dos Efeitos do Clima no Sistema Eletro-Energético

Os trabalhos de Andrade et al (2012), Schaeffer et al (2008), Scianni et al (2012) e Marangon et al (2014) apresentam alterações na geração de energia devido às alterações climáticas, como abordado anteriormente. Schaeffer et al (2008) apresentou também que as mudanças climáticas tendem a influenciar o consumo de energia tanto no setor residencial quanto no setor de serviços, devido principalmente ao crescente uso de aparelhos de ar condicionado. Da forma como prevista pelos modelos climáticos, as mudanças no clima global, apresentam a tendência de dificultar o suprimento da demanda de energia no Brasil, tanto pela redução da geração de energia, quanto pelo aumento da demanda de energia.

Diante dos potenciais impactos das mudanças climáticas sobre a oferta e demanda de energia, medidas para o uso racional da energia elétrica, eficiência energética e expansão da oferta de

energia devem ser propostas. Neste sentido, ações mitigatórias dos efeitos do clima na produção de energia elétrica são essenciais.

A expansão do SEB, com base em fontes convencionais, tende a se tornar cada vez mais difícil, principalmente devido às restrições ambientais. Schaeffer et al (2008) expõe que mais de 60% do potencial hidrelétrico remanescente brasileiro está localizado na região da Amazônia, tendo seu aproveitamento limitado pelas restrições de desmatamento para a instalação de reservatórios de armazenamento d'água. Neste contexto, é destacada a UHE de Belo Monte, a qual teve o andamento das obras prejudicado em virtude de atrasos e exigências ambientais (Faria, 2011). Portanto, a utilização de fontes alternativas como forma de expandir a oferta de energia elétrica se torna cada vez mais atraente, sobretudo no cenário de mudança do clima global.

Há várias medidas alternativas propostas para a expansão da oferta de energia elétrica no Brasil, como por exemplo, a expansão da geração solar, a maior penetração de geração eólica, a qual tem se mostrado mais atrativa com o passar dos anos (Ribeiro, 2014), geração termelétrica através da biomassa etc. Assim como as citadas, a repotenciação e motorização de UHEs também são medidas de expansão da oferta de energia elétrica, porém são limitadas à disponibilidade de implementação de tais projetos nas usinas existentes.

A repotenciação pode ser realizada tanto em UHEs como em outros tipos de centrais geradoras. No entanto, no Brasil, onde a maior parte da geração de energia elétrica é proveniente de UHEs, atenção especial deve ser dada a este tipo de geração. Já o conceito de motorização de poços é destinado e aplicado nesse trabalho apenas às UHEs. No Brasil, alguns projetos de repotenciação e motorização foram realizados, e grande parte deles apresentou ganho de capacidade instalada significativo.

Em países que possuem um parque gerador hidrelétrico mais antigo, como Estados Unidos, Canadá, Índia, Suíça e Noruega, a repotenciação das máquinas de UHEs é bastante comum. O Tennessee Valley Authority (TVA) realizou uma pesquisa sobre programas de repotenciação e modernização de UHEs nos países que possuem um parque gerador mais antigo e foi constatado um aumento médio de 22% de capacidade instalada nas UHEs em que intervenções desta natureza ocorreram (Veiga, 2001).

Diante do potencial de expansão da geração de energia elétrica através dos projetos de repotenciação e motorização, surge então a oportunidade da exploração destes projetos como alternativa para a mitigação dos efeitos do clima na geração de energia elétrica. Através do aproveitamento das mudanças no regime de vazões, como em casos de alta precipitação; os projetos de repotenciação e motorização podem representar importante alternativa de expansão da geração de energia e mitigação dos efeitos do clima no setor eletro-energético brasileiro.

3 A REPOTENCIAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS

A crescente demanda por energia elétrica, aliada ao aumento dos seus custos de produção e a preocupação com questões ambientais, econômicas e sociais, tem levado o setor elétrico de diversos países a intensificar cada vez mais os estudos em estratégias de utilização diferenciada das fontes de geração de energia existentes (Astorga, et al, 2008).

É neste contexto que a discussão sobre a repotenciação de UHEs ganha espaço, uma vez que esta é uma forma alternativa de estimular a produção de energia com grandes vantagens sociais, econômicas e também ambientais. Existe uma diversidade de definições do termo “repotenciar” na literatura, conforme é detalhado a seguir.

3.1 Repotenciação

Segundo a Nota Técnica nº 03/2008 da EPE, existe uma grande variedade de interpretações para o significado dos termos repotenciação e modernização de UHEs ou de seus equipamentos. Segundo Santos (2003), existem duas definições para repotenciação de UHEs:

- Redefinição da potência nominal originalmente projetada, através da adoção de avanços tecnológicos e de concepções mais modernas de projeto;
- Elevação da potência máxima de operação, em função de folgas devidamente comprovadas no projeto originalmente concebido, sem incorporar novas tecnologias à unidade geradora.

Segundo a Nota Técnica nº 026/2011 da ANEEL, a definição clássica de repotenciação corresponde a todas as obras que visem gerar ganho de potência ou rendimento na usina. Semelhante ao exposto pela EPE (2008a), a ANEEL expõe que as obras de repotenciação nas unidades geradoras podem ser definidas através de duas diferentes vertentes:

- Repotenciação de unidades geradoras existentes: consiste na redefinição da potência nominal projetada para a unidade geradora, seja pela adoção de avanços tecnológicos, de concepções mais modernas de projeto ou folgas existentes no projeto originalmente concebido que podem ser aproveitadas;

- Instalação de unidades geradoras adicionais em usinas existentes: consiste na viabilização da conclusão final de projeto originalmente previsto, com a finalização de obras civis e instalação de equipamentos eletromecânicos em UHEs que foram dimensionadas com poços adicionais para futura motorização.

Por fim, a norma IEC (International Electrotechnical Commission) 62256 (2008) define repotenciação como o reestabelecimento da capacidade, ou do rendimento do equipamento próximo ao nível tecnológico atual, extensão da vida útil do equipamento através da integridade mecânica e aumento da capacidade instalada ou rendimento face aos valores originais.

No que diz respeito ao meio ambiente, repotenciar ou motorizar uma UHE não resulta no aumento do impacto ambiental já causado por ela. Outras grandes vantagens são também o curto período de obras e custo inferior, quando comparado à construção de um novo empreendimento de geração hidráulica, uma vez que, no valor total de uma nova UHE, as obras civis correspondem, em média, 60% do valor total da obra (Gomes, 2013; Andritz, 2012).

A seguir são abordadas as duas vertentes da repotenciação (ANEEL, 2011).

1. Motorização adicional de UHEs, o que significa a instalação de unidades geradoras adicionais em usinas hidrelétricas já existentes;
2. Repotenciação de unidades geradoras existentes.

3.1.1 Motorização de Usinas

É comum que uma usina, ainda no processo de construção, inicie a operação de suas unidades geradoras a medida que suas máquinas forem sendo instaladas e tornando-se aptas a gerar energia. Portanto, frequentemente ocorre de uma UHE operar por muitos anos sem que seu projeto inicial esteja totalmente concluído, fazendo com que a usina opere com poços motorizáveis ociosos durante um longo período.

No Brasil, durante as décadas de 1960 a 1980, era comum a construção destes poços nas casas de força de grandes UHEs para expansões futuras, com a finalidade de atender, futuramente, a ponta da curva de carga do sistema. Algumas dessas expansões previstas acabaram não ocorrendo, deixando, como legado, um potencial não desprezível para motorizações destas UHEs (Gomes, 2013).

Fica evidente então a alternativa de ganho de capacidade instalada sem a necessidade de construção de novas UHEs, apenas utilizando a complementação da motorização dos poços livres de UHEs que foram projetadas para abrigar uma quantidade de unidades geradoras superior à atual. Em outras palavras, o ganho de capacidade instalada ocorre simplesmente mediante a conclusão dos projetos das UHEs com poços disponíveis para geração de energia.

É possível citar alguns exemplos de UHEs que passaram muitos anos em operação com uma quantidade de máquinas inferior à capacidade projetada para a usina. Nesse contexto destaca-se a UHE de Itaipu, que em 1973 foi projetada para operar com 20 unidades geradoras de 700 [MW]. A usina teve a operação iniciada no ano de 1984, quando entrou em funcionamento a primeira das 20 unidades geradoras projetadas, e até o ano de 1991 mais 17 unidades geradoras foram instaladas. Porém, apenas no ano de 2007 os dois últimos poços disponíveis foram motorizados, totalizando 20 unidades geradoras, assim como descrito em projeto (ITAIPU, 2014).

No Brasil, há muitas UHEs que dispõem de poços passíveis de motorização. Mais adiante nesse trabalho é apresentado o potencial técnico para projetos de motorização de unidades geradoras adicionais em usinas existentes no Brasil.

3.1.2 Repotenciação de Unidades Geradoras Existentes

A história do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) começou ainda durante o Reinado de D. Pedro II, na cidade de Diamantina (MG), onde os primeiros 500 [kW] de geração hidrelétrica foram instalados no Brasil (ANEEL, 2008b).

A construção de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) continuou e, em 1939, o Brasil já tinha 738 UHEs, totalizando 885 [MW] de capacidade de geração instalada (Escelsa, 2001). Até hoje o Brasil conta com a contribuição de algumas usinas da época do começo da história do setor elétrico em seu parque gerador. Um dos destaques é a UHE de Ilha dos Pombos que foi construída no ano de 1924, com capacidade instalada de 187,1 [MW], e que continua em operação (Gomes, 2013).

Os equipamentos que compõem uma UHE estão sujeitos a grandes esforços, tanto elétricos, quanto mecânicos, fazendo com que estes equipamentos sejam dotados de vida útil limitada. Desta forma, frequentemente são feitas intervenções de maneira a recuperar a vida útil dos

equipamentos que compõe uma UHE, uma vez que a construção de uma nova UHE, além de ser muito custosa, apresenta grandes impactos ambientais e sociais.

Devido aos grandes avanços tecnológicos, é possível afirmar que os equipamentos produzidos atualmente, que compõem as UHEs mais novas, são superiores aos equipamentos que compõem as UHEs mais antigas. Portanto, além da intervenção para renovar a vida útil do equipamento, é frequente a intervenção para a modernização dos equipamentos (Goldberg et al, 2011).

Desta forma, é considerada como repotenciação de unidades existentes, qualquer reforma, alteração, implementação ou modernização que venha a aprimorar qualquer dos atuais parâmetros da usina, fazendo com que os novos parâmetros sejam melhores que os anteriores ao processo de repotenciação (Blacken, 1997). No entanto, diferente do tema de motorização de poços disponíveis, o qual é bastante claro e fácil de quantificar os possíveis ganhos, a repotenciação de unidades existentes é um tema mais complexo para se tentar quantificar os seus efeitos, que dependem de muitos parâmetros técnicos, tecnológicos e construtivos.

Neste sentido, uma vez que a repotenciação é vista como uma intervenção ou conjunto de intervenções nas estruturas, circuitos hidráulicos e equipamentos eletromecânicos envolvidos no processo de conversão energética de uma UHE já construída, estas intervenções exigem a realização prévia de análises técnicas a fim de se conhecer, criteriosamente, a eficiência da geração de energia e o estado dos equipamentos. Os principais objetivos destes diagnósticos são a estimativa do tempo de vida útil residual da usina e a introdução oportuna de ações corretivas ou intervenções, visando a otimização da geração elétrica (buscando reduzir perdas e aumentar a confiabilidade) (EPE, 2008a).

A EPE (2008a) expõe que o fator tempo pode alterar a EASS de uma UHE desde a época do seu dimensionamento até o presente. Os três efeitos principais desta defasagem temporal apresentados pela EPE são:

- Deterioração dos equipamentos;
- Obsolescência do dimensionamento da usina;
- Defasagem tecnológica.

Além disso, existem também possibilidades de ganho energético com a repotenciação de uma UHE, estes são expostos e posteriormente abordados pela EPE (2008a):

- Ganhos de rendimento;
- Ganhos na queda líquida;
- Ganhos na vazão turbinada;
- Ganhos de disponibilidade.

O primeiro diz respeito à introdução de tecnologias mais modernas nos equipamentos de conversão eletromecânica na UHE, principalmente turbinas e geradores, buscando alcançar o rendimento teórico máximo dos equipamentos.

Os ganhos na queda líquida são possíveis de se obter através do aumento do nível de montante, por diminuição do nível de jusante ou, ainda, por redução das perdas por atrito no circuito hidráulico.

Um ganho por aumento de vazão turbinada, ou seja, por aumento do engolimento máximo da turbina só é possível caso o projeto tenha sido subdimensionado originalmente ou caso tenha havido alguma alteração hidrológica estrutural responsável por um aumento na vazão natural média no local da usina. Portanto, o aumento do engolimento máximo da turbina pode aumentar a capacidade instalada da UHE.

Define-se como disponibilidade de um equipamento a capacidade dele estar em condições de executar certa função, em um dado instante ou durante intervalo de tempo determinado, levando-se em conta aspectos combinados de sua confiabilidade, manutenibilidade e suporte à manutenção.

A título de exemplo, a EPE (2008a) também cita uma gama de intervenções comuns em projetos de repotenciação:

- Substituição do estator e re-isolamento de bobinas polares de geradores: para estes casos, é inerente o aumento de potência do gerador, devido à utilização de isolantes de menor espessura e melhor condutividade de calor;
- Manutenção geral na turbina e em seus componentes mecânicos, sem ganho de potência;

- Manutenção geral na turbina com estudos para se aumentar a potência total gerada, porém sem alteração de rendimento, aproveitando-se a folga de potência disponível do gerador pela reforma dos seus componentes;
- Reforma geral da turbina com troca do rotor e/ou otimização do desenho das pás, com correspondentes aumentos de potência nominal e rendimento.
- Substituição ou re-isolamento de transformadores elevadores.

Por fim, Veiga (2001) afirma que existem, basicamente, quatro opções a serem consideradas para decisão após uma avaliação do desempenho global de uma usina e de suas unidades geradoras individualmente:

- Desativação;
- Reparo e prosseguimento operacional;
- Reconstrução;
- Reabilitação.

A desativação e o reparo e prosseguimento operacional representam inconstâncias na disponibilidade futura das máquinas, isto é, baixa confiabilidade e baixo fator de capacidade, não justificando investimentos no empreendimento (que provavelmente se encontra no final de sua vida útil). Já a reconstrução envolve a construção de uma usina essencialmente nova, com a total substituição dos principais componentes e de estruturas importantes para a otimização do recurso. Veiga (2001) ressalta que esta opção é mais aplicada em PCHs.

Já a reabilitação deve resultar em extensão da vida útil, melhoria do rendimento, incremento da confiabilidade, redução da manutenção e simplificação da operação da usina. Esta opção é mais aplicada em grandes centrais hidrelétricas (EPE, 2008a).

Há também a modernização, que consiste na utilização de novas tecnologias na operação das usinas, automatizando, até mesmo tornando-as “desassistidas”, através da digitalização da informação de seus controles e comandos. Segundo a EPE (2008a), a modernização está presente na reconstrução e reabilitação de usinas, mas não constitui uma repotenciação.

Veiga (2001) expõe que muitos autores afirmam que os empreendimentos de geração de energia elétrica passarão por todas estas fases e que a história das usinas é sempre a mesma. Estas usinas

tiveram seus estudos de viabilidade, projetos básicos, projetos executivos e construção. Então na fase de operação e manutenção, as usinas deverão estar sujeitas a reabilitação, reconstrução e possivelmente desativação.

3.2 Regulamentação Relacionada à Repotenciação e Motorização de Usinas Hidrelétricas no Brasil

A atual regulamentação do SEB, no que diz respeito à repotenciação e motorização de UHEs, está concentrada na Nota Técnica N° 26/2011, da ANEEL. Esse documento apresenta a proposta regulatória com a finalidade de incentivar a repotenciação e instalação de unidades geradoras adicionais em empreendimentos existentes, com vistas a trazer ganhos na operação energética e agregar maior disponibilidade de potência horária no SIN.

A ANEEL expõe que atualmente existe apenas um benefício regulatório para os projetos de repotenciação, que é a possibilidade de expurgo do período de indisponibilidade associado ao período de modernização da unidade geradora, porém muitos agentes atuantes no setor elétrico afirmam que este incentivo é de difícil acesso (ANEEL, 2013). No mesmo documento a ANEEL reconhece a carência de incentivos regulatórios para que os projetos de repotenciação passem a ser uma alternativa interessante de curto e médio prazo para mitigar o problema de atendimento da demanda máxima do sistema.

Atualmente a ANEEL não possui regras claras de remuneração para as usinas que passaram por reformas e apresentaram ganho de capacidade instalada, deixando claro que muitas UHEs que tiveram um ganho de EASS não estão sendo devidamente valorizadas, desincentivando ações neste sentido.

Neste contexto, destaca-se o exemplo da usina de Capivara, pertencente atualmente à Duke Energy, localizada no rio Paranapanema, entre os municípios de Porecatu (PR) e Taciba (SP). Construída pela CESP, entre 1970 e 1978, a UHE foi projetada para operar com 4 grupos de geradores de 152 [MW], totalizando 608 [MW]. Nos anos de 2003 e 2004, a máquina 3 dessa UHE foi totalmente reformada, executando-se a modernização de todos os seus sistemas de comando e controle, além da substituição do rotor da turbina (Gomes, 2013).

A troca desta turbina resultou em um aumento da potência nominal de 152 [MW] para 163 [MW] e o rendimento médio ponderado da turbina aumentou em 2,7%. Este percentual equivale a um ganho de aproximadamente 3 [MWmédios] de EASS que ainda não foi reconhecido pela ANEEL. Se o mesmo processo de repotenciação fosse estendido para as outras três unidades geradoras, o ganho energético alcançado equivaleria a uma PCH de 44 [MW] de capacidade instalada e 12 [MW] médios de EASS, mantendo as mesmas condições de vazão no local (EPE, 2008a).

Segundo a EPE (2008a), a Duke Energy tem realizado várias tentativas junto à ANEEL para o reconhecimento deste aumento de EASS. Até o ano de 2014 não obteve sucesso, o que confirma as dificuldades institucionais e regulatórias apontadas anteriormente.

As usinas de Furnas e Estreito, pertencentes a Furnas, estão passando por processos de modernização, mantendo, contudo, a mesma capacidade instalada (Gomes, 2013). A AES Tietê também desenvolveu estudos que indicam a possibilidade de aumento da capacidade instalada e aumento de rendimento nas usinas de Água Vermelha (1.396 [MW]), Promissão (264 [MW]), Caconde (80 [MW]) e Barra Bonita (140 [MW]) (EPE, 2008a). Porém, a legislação atual faz com que o aproveitamento destes projetos não se mostre viável economicamente.

Porém, mesmo diante de dificuldades regulatórias, a ANEEL (2011) reconhece que o SIN apresenta um considerável potencial técnico para incremento de sua potência instalada, seja pela motorização de poços disponíveis em diversas UHEs ou pela elevação da potência de unidades geradoras em operação.

4 PERSPECTIVAS E POTENCIAL TÉCNICO PARA PROJETOS DE REPOTENCIAÇÃO E MOTORIZAÇÃO NO BRASIL

4.1 Perspectivas e Potencial Técnico de Motorização de Usinas

Esta seção descreve a metodologia para a estimativa do potencial de motorização de poços existentes de UHEs no Brasil utilizada neste trabalho. Dentre as usinas geradoras de energia elétrica, apenas as UHEs são analisadas. As UHEs existentes, independentemente da sua idade, com infraestrutura disponível e comprovada em projeto para a instalação futura de novas unidades geradoras, são as usinas candidatas a motorização.

4.1.1 O Potencial Técnico para Projetos de Motorização

A ANEEL (2011) expõe que a seu pedido, a Associação Brasileira dos Geradores de Energia Elétrica (ABRAGE) realizou um levantamento junto aos seus associados para tomar ciência do potencial técnico existente passível de instalação de novas unidades geradoras.

Conforme apresentado pela ANEEL (2011), existem 14 UHEs passíveis de motorização de poços existentes, totalizando 29 poços disponíveis. Todas as UHEs apresentadas têm, em seu projeto, a capacidade de abrigar mais unidades geradoras do que o número atual. Portanto, segundo a ANEEL e a ABRAGE, há uma potência de 5.215 [MW] disponíveis para motorização no Brasil.

Além das usinas informadas pela ABRAGE, a UHE Xingó, da CHESF, foi acrescentada ao conjunto de usinas passíveis de motorização. A usina foi projetada para abrigar 10 unidades geradoras, porém atualmente opera com apenas 6 unidades. Isto representa um total de 2.000 [MW] de capacidade instalada não motorizada dividido em 4 unidades geradoras (CHESF, 2014). A Tabela 4.1 apresenta o potencial de motorização de poços existentes utilizado no trabalho.

Tabela 4.1 – Potencial existente para instalação de novas unidades geradoras

Empresa	Usina	Rio	UF	Nº de Poços	Potência Disponível [MW]
CEMIG	São Simão	Paranaíba	MG-GO	4	1.075
	Três Marias	São Francisco	MG	2	123
	Jaguará	Grande	SP-MG	2	213
CESP	Três Irmãos	Tietê	SP	3	485
	Porto Primavera	Paraná	SP	4	440
CHESF	Itaparica	São Francisco	PE	4	1.000
	Xingó	São Francisco	AL-SE	4	2.000
COPEL	Foz do Areia	Iguaçu	PR	2	838
Duke	Taquaruçu	Paranapanema	SP-PR	1	105
	Rosana	Paranapanema	SP-PR	1	89
Eletronorte	Curuá-Una	Curuá-Una	PA	1	10
EMAE	Edgard de Souza	Tietê	SP	1	12
Endesa	Cachoeira Dourada	Paranaíba	MG-GO	1	105
EDP	Mimoso	Pardo	MS	1	10
Tractebel	Salto Santiago	Iguaçu	PR	2	710
				33	7.215

Fonte: ANEEL(2013) ; CHESF(2014)

Pelo apresentado na Tabela 4.1, fica evidente a grande capacidade de motorização de poços vazios existentes nas UHEs brasileiras. Considerando que no ano de 2012 a capacidade instalada no Brasil era de 120,973 [GW] (EPE, 2013), o potencial existente de motorização representa então cerca de 6% da capacidade total e cerca de 8% de toda a capacidade de geração hidrelétrica do Brasil.

Destaca-se neste contexto as UHEs Xingó e Itaparica, da CHESF, que somadas possuem 3.000 [MW] de potência motorizável distribuído em 8 poços disponíveis na bacia do rio São Francisco. Ambas foram projetadas para a operação com 10 unidades geradoras, porém até o ano de 2014 as usinas operam com apenas 6 unidades cada.

A Figura 4.1 aponta a localização geográfica das UHEs com potencial existente para a instalação de unidades geradoras adicionais vislumbradas neste trabalho.



Figura 4.1 – Localização geográfica das UHEs aptas a serem motorizadas

4.2 Perspectivas e Potencial Técnico de Repotenciação de Usinas

4.2.1 Estudos Anteriores

Os principais trabalhos realizados até o momento sobre as possibilidades de repotenciação de UHEs no Brasil são os de Bermann et al (2004), EPE (2008a), ANEEL (2011) e ANEEL (2013). Existem alguns trabalhos mais recentes, derivados dos supracitados, como o de Bortoni (2011), Nogueira et al (2011) e Gomes (2013), porém nenhum deles mostra os impactos que a implementação dos projetos de repotenciação podem resultar em termos sistêmicos.

O trabalho de Bermann et al (2004) é considerado o pioneiro no Brasil, no que diz respeito a apresentação das usinas candidatas a repotenciação e estimação do ganho de capacidade instalada através da implementação destes projetos. O objetivo do trabalho é apresentar alternativas que otimizem o desenvolvimento futuro da matriz energética brasileira por meio de repotenciação de UHEs. Os autores do trabalho argumentam que seria possível expandir consideravelmente a oferta de energia elétrica brasileira através da repotenciação de UHEs.

No estudo em questão, foram listadas 67 UHEs com mais de 20 anos de operação e capacidade instalada superior a 30 [MW]. Estas usinas representam um total de 34.734,7 [MW], cerca de 40% da capacidade instalada total existente em 2004, ano em que o trabalho foi realizado; no ano de 2012, as UHEs listadas por Bermann et al (2004) representavam cerca de 30% da capacidade instalada total existente.

A ANEEL adota, desde 2000, um critério de perspectivas de repotenciação para o SIN, classificando-as por tipos de repotenciação – mínima, leve e pesada. Bermann et al (2004) utilizou desta definição para expor que a implementação de repotenciação nas UHEs sugeridas poderia resultar nos seguintes aumentos na capacidade instalada: 868 [MW], 3.473 [MW] e 8.093 [MW], para repotenciação mínima, leve e pesada, respectivamente.

Em 2008 a EPE realizou um estudo com o objetivo de estimar o real potencial de repotenciação de unidades geradoras existentes no Brasil utilizando como base as mesmas 67 UHEs utilizadas no trabalho feito por Bermann et al (2004). Neste estudo, a EPE adota um rendimento teórico para o conjunto turbina-gerador que se supõe atingir após o processo de repotenciação. Desta forma, 23 das 67 UHEs tiveram a análise descartada por já apresentarem um rendimento do

conjunto superior ao rendimento teórico utilizado no estudo ou pertencerem a autoprodutores e não serem despachadas pelo ONS. Portanto, segundo o estudo da EPE (2008a), 44 UHEs são aptas a passarem pelo processo de repotenciação, totalizando 24.053 [MW] de capacidade instalada.

Neste estudo, a EPE (2008a) realizou uma avaliação da estimação do ganho de potência efetiva e energia firme que resultariam da repotenciação das 44 UHEs em análise. Para tanto, foi utilizado o modelo SUIISHI-O, do CEPEL, que permite que seja calculada a energia firme de uma configuração do sistema brasileiro através do procedimento de simulação estática (ONS, 2010). A partir das simulações, foi verificado que as repotenciações máximas do conjunto de usinas conduziram a um aumento na potência efetiva total do SIN de 605,1 [MW]. Este aumento de potência efetiva, por sua vez, impactou no acréscimo de 272,3 [MWmed] na energia firme do SIN. A simulação mostra que o ganho de potência efetiva resultante foi muito mais baixo do que o apresentado no trabalho de Bermann et al (2004).

4.2.2 Repotenciações de Unidades Existentes Realizadas no Brasil

Grande parte das UHEs brasileiras foi projetada e construída durante o período de ditadura militar (1964-1985), fazendo com que muitas UHEs atualmente tenham pelo menos 30 anos de operação (Campos, 2012).

O primeiro caso de repotenciação de unidades geradoras existentes no Brasil aconteceu na UHE Rasgão, no rio Tietê, propriedade da Empresa Metropolitana de Águas e Energia (EMAE), localizada no município de Pirapora do Bom Jesus. A usina entrou em operação com uma de suas duas unidades em 1925. Desativada em 1961 por motivos de infiltração, ficou fora de operação por 28 anos, até que em 1989 suas estruturas foram recuperadas, aumentando mais de 50% a sua capacidade instalada, e continua em operação até hoje (EMAE, 2014).

A segunda unidade geradora mais antiga a ser repotenciada foi da PCH Dourados, propriedade da CPFL, localizada no rio Sapucaí-Mirim. A usina entrou em operação em 1926 com um grupo gerador de 6,4 [MW]. A PCH foi reformada em 2002, aumentando em 68% o seu potencial instalado, chegando a 10,8 [MW], essa usina continua em operação até hoje.

Depois da UHE Rasgão, as próximas repotenciações de unidades existentes no Brasil ocorreram em 1996, nas UHEs Jupuíá (de 1969) e Ilha Solteira (de 1973). O ganho de potência instalada foi nas UHEs de 9,9% e 6,6%, respectivamente (Bermann et al, 2004).

Na literatura relativa a este tema, o caso brasileiro mais divulgado é o de Jupuíá. A UHE pertence à CESP e está localizada no rio Paraná, entre as cidades de Castilho (SP) e Três Lagoas (MS). A sua repotenciação foi motivada principalmente pela necessidade de manutenções mais profundas nos geradores (Bermann et al, 2004). Ao mesmo tempo, a CESP apresentava dificuldades operativas com a UHE e também via a possibilidade de um aumento da capacidade das unidades geradoras através da utilização de margens de folga de projeto. Após a repotenciação, a capacidade instalada da UHE Jupuíá passou de 1.411,2 [MW] para 1.551,2 [MW], distribuídas em 14 unidades geradoras (Gomes, 2013).

Outro grande processo de repotenciação ocorrido no Brasil é o da UHE Ilha Solteira, também pertencente à CESP, localizada no rio Paraná, entre os municípios de Ilha Solteira (SP) e Selvíria (MS). A UHE originalmente tinha a capacidade instalada total de 3.230 [MW], distribuída em 20 unidades geradoras, e, após um aproveitamento das folgas da turbina e substituição de componentes que já apresentavam desgaste e tecnologia ultrapassada, a capacidade instalada foi aumentada para 3.444 [MW] (EPE, 2008a).

A UHE Salto Santiago, atualmente pertencente à Tractebel, localizada no rio Iguçu, no município de Saudade do Iguçu, também passou pelo processo de repotenciação. A UHE originalmente tinha a capacidade instalada total de 1.332 [MW] e, a repotenciação de 1998 resultou num acréscimo de 88 [MW] de capacidade instalada. A Tractebel comprovou o novo desempenho da UHE através de ensaios nas unidades geradoras e com isso a UHE Salto Santiago conseguiu um acréscimo de 24,20 [MWmédios] de EASS, que podem ser comercializados (DOU, 2012).

A Tabela 4.2 apresenta a relação das UHEs que passaram pelo processo de repotenciação de unidades geradoras existentes no Brasil. Na tabela foram acrescentados comentários referentes à repotenciação de algumas UHEs. É destacado que a média de idade das UHEs quando algum processo de repotenciação, modernização ou reparo ocorreu é de 39,2 anos e o aumento médio de capacidade instalada nas UHEs é de 14,4%.

Tabela 4.2 – Usinas que passaram pelo processo de repotenciação no Brasil

	Usina	Concessão	Rio	Estado	Início da Operação	Ano da Repotenciação	Capacidade Pré-Rep. [MW]	Capacidade Pós-Rep. [MW]	Variação [%]	Situação
1	Água Vermelha	AES Tietê	Grande	SP	1978	1997	1.380	1.396,2	1,17	Abertura do distribuidor
2	Bariri	AES Tietê	Tietê	SP	1965	2006	136,8	143,1	4,61	Reparo e modernização
3	Capivara	Duke Energy	Paranapanema	SP-PR	1978	2003	152	163	7,24	Repotenciação da unidade 3
4	Ilha dos Pombos	LIGHT	Paraíba do Sul	RJ	1924	2001	164	187	14,02	
5	Ilha Solteira	CESP	Paraná	SP	1973	1996	3.230	3.444	6,63	
6	Jaraguá	CEMIG	Grande	SP-MG	1971	2004	424	424		Modernização
7	Jupiaá	CESP	Paraná	SP	1969	1996	1.411,2	1.551,2	9,92	
8	Mascarenhas	ESELSA	Doce	ES	1974	2000	90	99	10,00	Repotenciação das unidades 1 e 2
9	Mascarenhas de Moraes	Furnas	Grande	MG	1956	2001	476	476		Modernização
10	Nova Avanhandava	AES Tietê	Tietê	SP	1982	1997	302,4	347,4	14,88	
11	Parigot de Souza	COPEL	Capivari	PR	1970	1999	252	260	3,17	Apenas Geradores
12	Passo Fundo	Tractebel	Passo Fundo	RS	1973	1998	220	226	2,73	Abertura do distribuidor
13	PCH Dourados	CPFL	Sapucaí Mirim	SP	1926	2000	6,4	10,8	68,75	

14	Rasgão	EMAE	Tietê	SP	1925	1989	14,14	22	55,59	
15	Salto Osório	Tractebel	Iguaçu	PR	1975	2005	700	728	4,00	Apenas Geradores
16	Salto Santiago	Tractebel	Iguaçu	PR	1980	1998	1.332	1.420	6,61	Abertura do distribuidor
17	Três Marias	CEMIG	São Francisco	MG	1962	2011	390	396	1,54	Apenas Geradores
18	PCH Esmeril	CPFL	Esmeril	SP	1912	1997	1,76	2,1	19,32	

4.2.3 Metodologia Utilizada para Análise e Seleção das Unidades

Neste trabalho, são consideradas candidatas a repotenciação as UHEs com mais de 30 anos de operação e capacidade instalada superior a 30 [MW]. Usinas com capacidade instalada de até 30 [MW] são consideradas PCHs, de acordo com a resolução N° 394/98 da ANEEL; os ganhos deste tipo de hidrelétrica são menores e, na maioria das vezes, ou elas são relativamente novas, não necessitando repotenciação, ou são muito antigas e com capacidade de geração muito baixa, o que inviabiliza o investimento (Gomes, 2013).

4.2.4 Potencial Técnico para os Projetos de Repotenciação de Unidades Existentes Estimado Neste Trabalho

Nesta seção são apresentados os resultados de uma estimativa do potencial de repotenciação de UHEs em operação no Brasil.

Grande parte da base de dados para a estimação do potencial técnico de repotenciação de unidades existentes no Brasil foi extraída da EPE (2008a), Bermann et al (2004) e Gomes (2013). Este último, porém, apresenta algumas atualizações em relação às usinas já repotenciadas no intervalo de 2008 a 2013.

Na Tabela 4.3 são listadas 50 UHEs que foram consideradas aptas à repotenciação estabelecidos neste trabalho. As 50 UHEs candidatas a repotenciação, totalizam 224 unidades geradoras e 28.083,8 [MW] de capacidade instalada, o que representa cerca de 23% da capacidade instalada total existente no Brasil no ano de 2012.

Tabela 4.3 – UHEs candidatas a passarem pelo processo de repotenciação

	Usina	Concessão	Início da Operação	Rio	Estado	Capacidade Total [MW]	Número de Máquinas
1	Água Vermelha	AES Tietê	1978	Grande	SP	1.396,2	6
2	Apolônio Sales	CHESF	1977	S. Francisco	AL	400	4
3	Armando Laydner	CGEEP	1962	Paranapanema	SP	98	2
4	A. Sales de Oliveira	AES Tietê	1958	Pardo	SP	32	2
5	Barra Bonita	AES Tietê	1963	Tietê	SP	140	4
6	Boa Esperança	CHESF	1970	Parnaíba	PI	237,4	4
7	Cachoeira Dourada	CELG	1959	Paranaíba	GO	658	8
8	Caconde	AES Tietê	1952	Pardo	SP	80,4	2
9	Camargos	CEMIG	1960	Grande	MG	46	2
10	Capivara	GEEP	1977	Paranapanema	SP	619	4
11	Chavantes	CGEEP	1970	Paranapanema	SP	414	4
12	Coaracy Nunes	Eletronorte	1975	Araguari	AP	78	3
13	Emborcação	CEMIG	1982	Paranaíba	MG	1.191,7	4
14	Estreito	FURNAS	1969	Grande	SP	1104	6
15	Euclides da Cunha	AES Tietê	1960	Pardo	SP	108,8	4
16	Fontes Novas	LIGHT	1940	Rib. Lages	RJ	132	3
17	Foz do Areia	COPEL	1980	Iguaçu	PR	1.676	4
18	Funil	FURNAS	1965	Paraíba do Sul	RJ	216	3
19	Furnas	FURNAS	1963	Grande	MG	1.312	8
20	Henry Borden - Externa	EPAULO	1926	Pedras	SP	469	8
21	Henry Borden – Subterrânea	EPAULO	1956	Pedras	SP	420	6
22	Ibitinga	AES Tietê	1969	Tietê	SP	131,5	3
23	Itaúba	CEEE	1970	Jacuí	RS	500	4
24	Itumbiara	FURNAS	1980	Paranaíba	MG	2.082	6

25	Itutinga	CEMIG	1955	Grande	MG	52	4
26	Jacuí	EEE	1962	Jacuí	RS	180	6
27	Jaguará	CEMIG	1971	Grande	MG	424	4
28	Lucas Nogueira Garcez	CGEEP	1958	Paranapanema	SP	74	4
29	Marimondo	FURNAS	1975	Grande	MG	1.440	8
30	Mascarenhas de Morais	FURNAS	1956	Grande	MG	478	10
31	Nilo Peçanha I	LIGHT	1953	Rib. Lages	RJ	380	6
32	Paraibuna	CESP	1978	Paraibuna	SP	85	2
33	Parigot de Souza	COPEL	1940	Capivari	PR	260	4
34	Passo Fundo	ESUL	1973	Erechim	RS	226	2
35	Passo Real	CEEE	1973	Jacuí	RS	157	2
36	Paulo Afonso I	CHESF	1955	S. Francisco	BA	180	3
37	Paulo Afonso II	CHESF	1961	S. Francisco	BA	443	6
38	Paulo Afonso III	CHESF	1971	S. Francisco	BA	794,4	4
39	Paulo Afonso IV	CHESF	1979	S. Francisco	BA	2.462,4	6
40	Pereira Passos	LIGHT	1962	Rib. Lages	RJ	100	2
41	Porto Colômbia	FURNAS	1973	Grande	MG	328	4
42	Promissão	AES Tietê	1975	Tietê	PR	264	3
43	Sá Carvalho	SCSA	1951	Piracicaba	MG	78	4
44	Salto Grande	CEMIG	1956	Santo Antônio	MG	102	4
45	Salto Osório	ESUL	1975	Iguaçu	PR	1.078	6
46	Salto Santiago	ESUL	1980	Iguaçu	PR	1.420	4
47	São Simão	CEMIG	1978	Paranaíba	MG	1.710	6
48	Sobradinho	CHESF	1979	S. Francisco	BA	1.050	6
49	Três Marias	CEMIG	1962	São Francisco	MG	396	6
50	Volta Grande	CEMIG	1974	Grande	MG	380	4
						28.083,8	224

A Figura 4.2 aponta a localização geográfica das UHEs candidatas a repotenciação de suas unidades geradoras identificadas na Tabela 4.3.



Figura 4.2 – Localização geográfica das UHEs aptas a serem repotenciadas

5 METODOLOGIA DE SIMULAÇÃO

Este Capítulo aborda a metodologia de simulação e a análise do possível impacto dos projetos de repotenciação e motorização como forma de mitigar os efeitos do clima no SEB. Primeiramente a estrutura das simulações é apresentada, em seguida é descrita a metodologia utilizada para a realização das modificações no conjunto de dados que as simulações de repotenciação e motorização necessitam no modelo NEWAVE. É feita também uma breve abordagem dos modelos regionais e hidrológicos adotados para representar as mudanças do clima nas simulações realizadas.

Os casos utilizados na simulação dos projetos de repotenciação e motorização das UHEs são apresentados e as saídas da simulação do modelo NEWAVE utilizadas na análise dos casos de simulação são detalhadas. Por fim, esse Capítulo aborda a metodologia de simulações iterativas com o NEWAVE para ajuste de um risco pré-determinado de não suprimento de energia para definição da EASS.

5.1 Estrutura das Simulações

As simulações da implementação dos projetos de repotenciação e motorização das UHEs como forma de mitigar os impactos das variações climáticas no SIN foram simuladas com o modelo NEWAVE, juntamente com o programa SEASS. Estas simulações foram subdivididas e executadas conforme a estrutura apresentada na Figura 5.1.

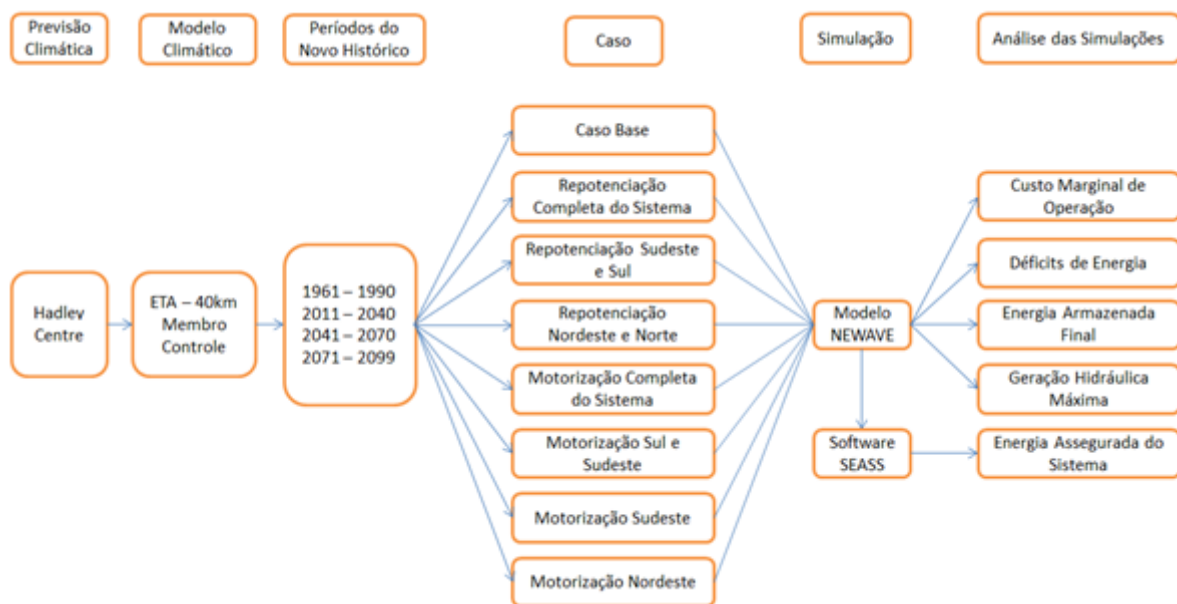


Figura 5.1 – Estrutura das simulações

Os estudos dos projetos de repotenciação e motorização das UHEs são referentes ao cenário futuro do sistema elétrico brasileiro, o qual considera a expansão do cenário atual com o acréscimo de empreendimentos de geração. A Figura 5.1 indica que o conjunto de simulações utilizado é composto por uma simulação do caso base e de sete simulações com informações modificadas, as quais caracterizam a representação dos projetos de repotenciação e motorização.

Os dados climáticos utilizados nas simulações são provenientes do modelo Eta 40 km – membro controle, do centro de estudos e previsões de questões associadas ao clima – Hadley Centre e estão separados em quatro cenários climáticos distintos, 1961 – 1990, 2011 – 2040, 2041 – 2070 e 2071 – 2099.

A Figura 5.1 mostra também que as simulações dos cenários propostos são feitas pelo modelo NEWAVE (CEPEL, 2013) e pelo software SEASS. O primeiro responde pelas simulações de Custo Marginal de Operação (CMO), Déficits de Energia, Energia Armazenada Final e Geração Hidráulica Máxima. O segundo responde pelo cálculo da Energia Assegurada do Sistema (EASS). A seguir são detalhados os principais aspectos das simulações.

5.2 Modificação dos Decks de Entrada

O arquivo de entrada hidr.dat do NEWAVE corresponde ao arquivo de cadastro das UHEs. Este é um arquivo de acesso direto, não formatado, binário, com 320 registros, cada registro correspondendo a uma UHE.

Para facilitar a leitura do arquivo binário de dados das UHEs, o ONS disponibiliza o programa executável hydroedit.exe; este programa, além de possibilitar a leitura das informações das UHEs, possibilita fazer a edição destas informações. Uma vez o arquivo hidr.dat aberto no programa Hydroedit, a modificação das informações das UHEs é feita diretamente nas células editáveis do programa, conforme mostra a Figura 5.2. No caso da simulação de repotenciação das unidades, apenas a célula que indica a potência efetiva de cada unidade geradora (PotEf) é alterada, considerando um incremento de capacidade instalada estabelecido. Já no caso da simulação de motorização de unidades geradoras em poços vazios existentes, é alterada a célula #Maq, a qual altera a quantidade de unidades geradoras de capacidade instalada definida na célula PotEf. Em geral, as usinas são dimensionadas para abrigar unidades geradoras de mesma característica (tipo e capacidade instalada), portanto, nos casos de motorização adicional de UHEs, apenas a célula #Maq foi alterada.

The screenshot displays the Hydroedit software interface for the CAMARGOS reservoir. The interface is divided into several sections:

- Top Bar:** Shows the ONS logo, a traffic light icon, a dropdown menu for '1 - CAMARGOS', the date '25/06/01', and the observation 'Inform CEMIG pot 23'. The version is 'Version 4.0 a'.
- Cadastro (Left Panel):**
 - Sistema: 1 - Sudeste
 - Empresa: 18 - Cemig
 - Posto: 1
 - Posto BDH: 61061080
 - Jusante: 2 - ITUTINGA
 - Desvio: 0 - NÃO HÁ
- Reservatório (Middle Panel):**
 - Regulação: M - Mensal
 - Volume de Referência: 792,00 hm3
 - Volume Máximo: 792,00 hm3
 - Cota Máxima: 913,00 m
 - Volume Vertedouro: 418,97 hm3
 - Volume Mínimo: 120,00 hm3
 - Cota Mínima: 899,00 m
 - Volume Desvio: 0,00 hm3
 - Polinômios: A0, A1, A2, A3, A4
 - Evaporação Mensal (mm/mês): JAN (0), FEV (2), MAR (29), ABR (40), MAI (51), JUN (46), JUL (32), AGO (23), SET (24), OUT (15), NOV (4), DEZ (7)
- Usina (Bottom Panel):**
 - Produt. Específica: 0,008525 MW/m3/s/m
 - Fator de Carga Máximo: 100,00 %
 - Vazão Min. Histórico: 34 m3/s
 - Canal de Fuga Médio: 886,10 m
 - Tipo de Turbina: 2 - Kaplan/Propeller
 - Fator de Carga Mínimo: 0,00 %
 - Núm. de Unid. de Base: 1
 - TEIF: 2,333 %
 - Conjuntos de Máq.: 1
 - Perdas Tipo: 1 - %
 - Influência do Vertimento no Canal de Fuga: 0 - No
 - IP: 6,861 %
 - Num. Polinômios de Jusante: 1
 - Valor: 1,20
 - Representação do Conjunto: 2 - Simpl.
- CONJUNTOS DE MÁQUINAS (Bottom Table):**

#	#Maq	PotEf (MW)	QEf (m3/s)	HEf (m)	#	RL	A0	A1	A2	A3	A4
1	2	23,0	110	24,60	1	QHT	0,000000E+00	0,000000E+00	0,000000E+00	0,000000E+00	0,000000E+00
					1	QHG	0,000000E+00	0,000000E+00	0,000000E+00	0,000000E+00	0,000000E+00
					1	PH	0,000000E+00	0,000000E+00	0,000000E+00	0,000000E+00	0,000000E+00
- Polinômios de Jusante (Bottom Table):**

#	A0	A1	A2	A3	A4	Refer (m):
1	8,861000E+02	0,000000E+00	0,000000E+00	0,000000E+00	0,000000E+00	0,00

Figura 5.2 – Modificação dos dados das UHEs no programa Hydroedit

5.3 Configuração do Parque Hidrotérmico

O estudo utiliza como referencia o Parque Gerador Futuro (PGF) do SEB, ou seja, uma expansão do cenário atual considerando as usinas hoje em operação e o acréscimo da maioria dos empreendimentos de geração previstos para implementação segundo o PNE 2030, provenientes do caso de simulação do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2020, da EPE.

5.4 Modelo Regional

As simulações dos casos de repotenciação e motorização foram realizadas com a resolução de 40 quilômetros sobre a América do Sul para o clima presente, período de 1961 a 1990, e clima futuro, de 2011 a 2100, no cenário de emissão de gases efeito estufa A1B (Nakinovic, 2000) a partir de condições do modelo Hadley Centre Coupled Model, versão 3 (HadCM3) utilizando o modelo Eta (Chou et al, 2012). Este modelo, desde 2002, tem sido utilizado pelo INPE para a previsão climática (Scianni, 2014).

O modelo Eta é um modelo utilizado para representar matematicamente os processos físicos e químicos da atmosfera. Este modelo é classificado como regional, ou de área limitada, devido à necessidade de modelos globais para o fornecimento de informações da atmosfera nos contornos laterais.

A resolução horizontal utilizada é de 40 km e a vertical de 38 camadas, sendo a resolução maior nos baixos níveis e diminuindo com a altura. As equações do modelo são discretizadas para a grade E de Arakawa, e a coordenada vertical é a coordenada η (Mesinger, 1984). A topografia do modelo é em forma de degraus discretos na grade. O esquema de integração é por particionamento explícito (“split-explicit”). Os termos de ajuste devido às ondas de gravidade são tratados pelo esquema “forward-backward”, e os termos de advecção pelo “Euler-backward”.

Os processos turbulentos na atmosfera livre são tratados através do esquema de Mellor-Yamada (1974 e 1982) nível 2.5, que calcula a energia cinética turbulenta e os fluxos verticais. O esquema de parametrização de radiação de ondas longas é segundo Fels e Schwarzkopf (1975) e curtas segundo Lacis e Hansen (1974), ambos desenvolvidos pelo Geophysical Fluid Dynamics Laboratory (GFDL). A água no solo segue o esquema de Chen et al (1997). As chuvas

convectivas são produzidas pelo esquema Betts-Miller-Janjic (Janjic, 1994). O domínio do modelo abrange a maior parte da América do Sul (Bustamante et al, 2005).

Os dados climáticos do modelo Eta 40 km utilizados são referentes ao membro controle e estão separados em quatro períodos climáticos distintos, 1961 – 1990, 2011 – 2040, 2041 – 2070 e 2071 – 2099, totalizando 4 simulações de períodos históricos para cada caso de repotenciação e motorização de UHEs. O período dos dados climáticos do modelo Eta utilizado é apresentado na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Períodos do novo histórico de dados climáticos para simulação

Período do Novo Histórico de Vazões	Simulação Definida no Ano
1961-1990	1991
2011-2040	2041
2041-2070	2071
2071-2099	2100

Nas simulações realizadas, algumas variáveis do modelo HadCM3 são utilizadas como condição inicial do modelo Eta, as quais são: umidade específica, temperatura potencial, pressão à superfície e vento horizontal. A escolha do modelo global HadCM3 foi feita devido que este modelo apresenta boa representação das condições climáticas da América do Sul (Marangon et al, 2014).

5.5 Modelo Hidrológico

Para a simulação hidrológica das bacias, o modelo hidrológico distribuído adotado foi o MGB-IPH, utilizado em Marangon et al (2014). Este modelo foi desenvolvido para representar os processos de transformação da chuva em vazão nas bacias de grande escala (Paiva et al, 2012). Desta maneira, as UHEs são detalhadas com configurações de localização, curso d'água, bacia e área da bacia de drenagem (Scianni, 2014).

O modelo hidrológico MGB-IPH proporciona a simulação hidrológica em bacias as quais a área é superior a 10.000 km². Este modelo já foi também aplicado com sucesso em outros estudos relacionados aos impactos das mudanças climáticas nas bacias hidrográficas, tais como Nóbrega et al (2011), Adam (2011) e Bravo et al (2014).

5.6 Casos de Simulação

A elaboração dos casos para a simulação do impacto dos projetos de repotenciação e motorização de UHEs, como forma de mitigação dos efeitos do clima no SEB, foi feito levando em consideração a localização geográfica das UHEs no SIN. As UHEs utilizadas na simulação estão de acordo com os pré-requisitos apresentados na metodologia de seleção das UHEs candidatas a serem repotenciadas e motorizadas.

Desta forma, além do caso base, foram criados sete casos de simulação de repotenciação e motorização de UHEs. O caso base representa a simulação do sistema sem alterações nas informações de entrada das UHEs. Já os casos modificados representam a caracterização da motorização e repotenciação de diversas UHEs no SIN. Os casos de simulação elaborados representam a simulação da repotenciação e motorização de UHEs de forma sistêmica e também de forma isolada por subsistemas, para que seja investigado os impactos dos projetos de repotenciação e motorização de forma global e isolada. Os casos de simulação elaborados foram:

- repotenciação completa do sistema;
- repotenciação combinada dos subsistemas nordeste e norte;
- repotenciação combinada dos subsistemas sudeste e sul;
- motorização completa do sistema;
- motorização do subsistema nordeste;
- motorização combinada dos subsistemas sudeste e sul;
- motorização do subsistema sudeste.

Cada um dos casos simulados é abordado a seguir.

5.6.1 Casos de Repotenciação

Repotenciação Completa do Sistema

O caso de repotenciação completa do sistema simula a repotenciação de todas as 224 unidades geradoras candidatas ao processo de repotenciação identificadas no Capítulo 4, aumentando a capacidade de geração destas unidades em 14,4%, de acordo com um levantamento histórico feito no Brasil, também apresentado no Capítulo 4; portanto, este caso simula o aumento na

capacidade em 4.044,1 [MW] no SIN através da repotenciação de 50 UHEs. As UHEs utilizadas na simulação da repotenciação completa do sistema estão apresentadas na Tabela 5.2.

A Tabela 5.2 apresenta a capacidade instalada das UHEs antes e após a repotenciação, supondo o ganho de capacidade instalada de 14,4% para todas as UHEs.

Tabela 5.2 – UHEs utilizadas na simulação da repotenciação completa do SIN

Usina	Capacidade Instalada [MW]	Capacidade instalada após a repotenciação [MW]
Água Vermelha	1.396,2	1.597,3
Apolônio Sales	400	457,6
Armando Laydner	98	112,1
A. Sales de Oliveira	32	36,6
Barra Bonita	140	160,2
Boa Esperança	237,4	271,6
Cachoeira Dourada	658	752,8
Caconde	80,4	92,0
Camargos	46	52,6
Capivara	619	708,1
Chavantes	414	473,6
Coaracy Nunes	78	89,2
Emborcação	1.191,7	1.363,3
Estreito	1.104	1.263,0
Euclides da Cunha	108,8	124,5
Fontes Novas	132	151,0
Foz do Areia	1.676	1.917,3
Funil	216	247,1
Furnas	1.312	1.500,9
Henry Borden - Externa	469	536,5
Henry Borden – Subterrânea	420	480,5
Ibitinga	131,5	150,4
Itaúba	500	572,0
Itumbiara	2.082	2.381,8
Itutinga	52	59,5
Jacuí	180	205,9
Jaguará	424	485,1
Lucas Nogueira Garcez	74	84,7

Marimbondo	1.440	1.647,4
Mascarenhas de Moraes	478	546,8
Nilo Peçanha I	380	434,7
Paraibuna	85	97,2
Parigot de Souza	260	297,4
Passo Fundo	226	258,5
Passo Real	157	179,6
Paulo Afonso I	180	205,9
Paulo Afonso II	443	506,8
Paulo Afonso III	794,4	908,8
Paulo Afonso IV	2.462,4	2.817,0
Pereira Passos	100	114,4
Porto Colômbia	328	375,2
Promissão	264	302,0
Sá Carvalho	78	89,2
Salto Grande	102	116,7
Salto Osório	1.078	1.233,2
Salto Santiago	1.420	1.624,5
São Simão	1.710	1.956,2
Sobradinho	1.050	1.201,2
Três Marias	396	453,0
Volta Grande	380	434,7
	28.083,8	32.127,9

Repotenciação Combinada dos Subsistemas Nordeste e Norte

O caso de repotenciação combinada dos subsistemas nordeste e norte simula a repotenciação das 36 unidades geradoras candidatas ao processo de repotenciação localizadas nos subsistemas nordeste e norte. A capacidade instalada destas unidades geradoras foi aumentada em 14,4%, assim como feito no caso de repotenciação completa do sistema, totalizando um aumento de 813,1 [MW] no SIN.

A Tabela 5.3 apresenta a capacidade instalada das UHEs antes e após a repotenciação, supondo o ganho de capacidade instalada de 14,4%.

Tabela 5.3 – UHEs utilizadas na simulação da repotenciação combinada dos subsistemas nordeste e norte

Usina	Capacidade Instalada [MW]	Capacidade instalada após a repotenciação [MW]
Apolônio Sales	400	457,6
Boa Esperança	237,4	271,7
Paulo Afonso I	180	205,9
Paulo Afonso II	443	506,9
Paulo Afonso III	794,4	908,8
Paulo Afonso IV	2.462,4	2.817
Sobradinho	1.050	1.201,2
Coaracy Nunes	78	89,2
	5.645,3	6.458,2

Repotenciação Combinada dos Subsistemas Sudeste e Sul

O caso de repotenciação combinada dos subsistemas sudeste e sul simula a repotenciação de 188 unidades geradoras candidatas ao processo de repotenciação localizadas nos subsistemas sudeste e sul. A capacidade instalada destas unidades geradoras foi aumentada em 14,4%, assim como feito nos outros casos apresentados, totalizando um aumento de 3.231 [MW] no SIN. A Tabela 5.4 apresenta a capacidade instalada das UHEs antes e após a repotenciação.

Tabela 5.4 – UHEs utilizadas na simulação da repotenciação combinada dos subsistemas sudeste e sul

Usina	Capacidade Instalada [MW]	Capacidade instalada após a repotenciação [MW]
A. Sales de Oliveira	32	36,6
Água Vermelha	1.396,2	1.597,3
Armando Laydner	98	112,1
Barra Bonita	140	160,2
Cachoeira Dourada	658	752,8
Caconde	80,4	92
Camargos	46	52,6
Capivara	619	708,1
Chavantes	414	473,6

Emborcação	1.191,8	1.363,3
Estreito	1.104	1.263
Euclides da Cunha	108,8	124,5
Fontes Novas	132	151
Foz do Areia	1.676	1.917,3
Funil	216	247,1
Furnas	1.312	1.500,9
Henry Borden - Externa	469	536,5
Henry Borden – Subterrânea	420	480,5
Ibitinga	131,5	150,4
Itaúba	500	572
Itumbiara	2.082	2.381,8
Itutinga	52	59,5
Jacuí	180	205,9
Jaguará	424	485,1
Lucas Nogueira Garcez	74	84,7
Marimbondo	1.440	1.647,4
Mascarenhas de Morais	478	546,8
Nilo Peçanha I	380	434,7
Paraibuna	85	97,2
Parigot de Souza	260	297,4
Passo Fundo	226	258,5
Passo Real	157	179,6
Pereira Passos	100	114,4
Porto Colômbia	328	375,2
Promissão	264	302
Sá Carvalho	78	89,2
Salto Grande	102	116,7
Salto Osório	1.078	1.233,2
Salto Santiago	1.420	1.624,5
São Simão	1.710	1.956,2
Três Marias	396	453,1
Volta Grande	380	434,7
	22.438,7	25.669,6

5.6.2 Casos de Motorização

Motorização Completa do Sistema

O caso de motorização completa do sistema simula instalação de unidades geradoras em todos os 33 poços disponíveis para serem motorizados identificados no Capítulo 4, totalizando 7.215 [MW], distribuídos em 15 UHEs em todo o SIN. Portanto, este caso simula a conclusão dos projetos de construção das usinas que estão em operação com uma quantidade de unidades geradoras inferior ao descrito em seus projetos.

As UHEs utilizadas na simulação da motorização completa do sistema são apresentadas na Tabela 5.5. A tabela apresenta a capacidade instalada das UHEs antes da motorização e após a motorização, assim como os respectivos aumentos de capacidade instalada devido a estes projetos.

Tabela 5.5 – UHEs utilizadas na simulação da motorização completa do sistema

Usina	Capacidade Instalada [MW]	Capacidade instalada após a motorização	Aumento da capacidade instalada [%]
São Simão	1.710	2.785	62,9
Três Marias	396	519	31,1
Jaguará	424	637	50,2
Três Irmãos	807,5	1.292,5	60,1
Porto Primavera	1.540	1.980	28,6
Itaparica	1.479,6	2.479,6	67,6
Xingó	3.162	5.162	63,3
Foz do Areia	1.676	2.514	50,0
Taquaruçu	525	630	20,0
Rosana	354	443	25,1
Curuá-Una	30	40	33,3
Edgard de Souza	16	28	75,0
Cachoeira Dourada	658	763	16,0
Mimoso	29,5	39,5	33,9
Salto Santiago	1.420	2.130	50,0
	14.227,6	21.442,6	50,7

Motorização do Subsistema Nordeste

O caso de motorização do subsistema nordeste simula instalação de 9 unidades geradoras no subsistema nordeste, totalizando 3.010 [MW], distribuídos em 3 UHEs.

As UHEs utilizadas na simulação da motorização do subsistema nordeste são apresentadas na Tabela 5.6, assim como a capacidade instalada antes e após a motorização das UHEs. É destacado que o aumento de capacidade instalada do subsistema nesta simulação foi de 64%.

Tabela 5.6 – UHEs utilizadas na simulação da motorização do subsistema nordeste

Usina	Capacidade Instalada [MW]	Capacidade instalada após a motorização [MW]
Itaparica	1.479,6	2.479,6
Xingó	3.162	5.162
Curuá-Una	30	40
	4.671,6	7.681,6

Motorização do Subsistema Sudeste

O caso de motorização do subsistema sudeste simula instalação de 20 unidades geradoras no subsistema sudeste, totalizando 2.655 [MW], distribuídos em 10 UHEs.

As UHEs utilizadas na simulação da motorização do subsistema sudeste são apresentadas na Tabela 5.7, assim como a capacidade instalada antes e após a motorização das UHEs. O aumento de capacidade instalada do subsistema nesta simulação foi de 41%.

Tabela 5.7 – UHEs utilizadas na simulação da motorização do subsistema sudeste

Usina	Capacidade Instalada [MW]	Capacidade instalada após a repotenciação [MW]
São Simão	1.710	2.785
Três Marias	396	519
Jaguará	424	637
Três Irmãos	807,5	1.292,5
Porto Primavera	1.540	1.980
Taquaruçu	525	630
Rosana	354	443
Edgard de Souza	16	28
Cachoeira Dourada	658	763
Mimoso	29,5	39,5
	6.460	9.117

Motorização Combinada dos Subsistemas Sudeste e Sul

O caso de motorização combinada dos subsistemas sudeste e sul simula instalação de 24 unidades geradoras nos subsistemas sudeste e sul, totalizando 4205 [MW], distribuídos em 12 UHEs.

As UHEs utilizadas na simulação da motorização combinada dos subsistemas sudeste e sul são apresentadas na Tabela 5.8, assim como a capacidade instalada antes e após a motorização das UHEs. O aumento de capacidade instalada dos subsistemas neste cenário foi de 44%.

Tabela 5.8 – UHEs utilizadas na simulação da motorização do subsistema sudeste e sul

Usina	Capacidade Instalada [MW]	Capacidade instalada após a repotenciação [MW]
São Simão	1.710	2.785
Três Marias	396	519
Jaguará	424	637
Três Irmãos	807,5	1.292,5
Porto Primavera	1.540	1.980
Taquaruçu	525	630
Rosana	354	443
Edgard de Souza	16	28
Cachoeira Dourada	658	763
Mimoso	29,5	39,5
Salto Santiago	1.676	2.514
Foz do Areia	1.420	2.130
	9.556	13.761

Resumo dos Casos de Simulação

Utilizando como referência o PNE 2013 (EPE, 2013) um resumo dos casos simulados, contendo o aumento de capacidade instalada e o percentual do aumento de potência em relação à capacidade hidrelétrica instalada apresentado no PNE 2013, é apresentado na Tabela 5.9.

Tabela 5.9 – Resumo dos casos de simulação

Caso	Incremento de potência hidráulica [MW]	Incremento hidráulico percentual no SIN
Repotenciação Completa	4044,1	4,8%
Repotenciação Nordeste e Norte	813,1	1%
Repotenciação Sudeste e Sul	3231	3,8%
Motorização Completa	7215	8,6%
Motorização Nordeste e Norte	3010	3,6%
Motorização Sudeste	2655	3,1%
Motorização Sul e Sudeste	4205	5,0%

5.7 Análise das Simulações - NEWAVE

Conforme mencionado anteriormente, o NEWAVE é o modelo adotado no Brasil para representar o PDHM. O NEWAVE utiliza, como algoritmo de solução no processo de otimização do despacho, a PDDE; após os processos de convergência da PDDE e simulação da política de operação, o modelo NEWAVE fornece um conjunto de arquivos de saída informando a operação do sistema para as séries sintéticas de ENA produzidas pelo modelo PAR.

Dentre os arquivos do despacho ótimo da operação fornecidos pelo NEWAVE, através do módulo NWLISTOP, foi avaliado que as informações de CMO, Déficit de Energia, Energia Armazenada Final e Geração Hidráulica Máxima são as que têm a capacidade de fornecimento de informações mais relevantes para uma primeira avaliação dos impactos que os projetos de repotenciação e motorização de UHEs podem representar no SIN frente às mudanças climáticas.

Uma vez que os projetos de repotenciação e motorização são, em sua maioria, caracterizados como intervenções de ganho de capacidade instalada, as informações do despacho utilizadas devem sofrer alterações, possibilitando a comparação e avaliação dos cenários simulados. De antemão, é esperada a redução nos CMOs e Déficit de Energia, e um aumento na Energia Armazenada Final e Geração Hidráulica Máxima, devido ao aumento de capacidade instalada no SIN.

Além das informações do despacho ótimo fornecidas pelo NEWAVE, a EASS também é avaliada. As informações de EASS são essenciais para uma primeira avaliação da viabilidade de tais projetos nos cenários climáticos considerados.

Durante o trabalho de Marangon et al (2014), foi desenvolvido um programa computacional para a obtenção da EASS, denominado SEASS (Simulador de Energia Assegurada), com o intuito de obter a EASS de maneira mais eficiente utilizando a metodologia descrita anteriormente. O programa permite fazer chamadas do NEWAVE em sistema operacional Linux explorando o ambiente multi-processado. Neste trabalho, a obtenção da EASS também é feita pelo programa SEASS. A principal característica do SEASS utilizado neste trabalho é ajustar as informações de mercado de energia dos subsistemas de forma iterativa, objetivando convergir o risco de déficit de energia para 5%, admitindo uma tolerância de 0,05%.

As informações de CMO, Déficits de Energia, Energia Armazenada Final, Geração Hidráulica Máxima e EASS são apresentadas em anexo.

6 RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados das simulações de repotenciação e motorização de UHEs para as variáveis de interesse, as quais são: CMO, Déficits de Energia, Energia Armazenada Final, Geração Hidráulica Máxima, Energia Assegurada do Sistema e as Ofertas Hidráulicas e Térmicas. Os resultados são apresentados para cada um dos casos simulados. São apresentadas também análises relacionadas às respostas obtidas e é feita a análise econômica e a análise de decisão da implementação dos projetos de repotenciação e motorização de UHEs simulados neste trabalho. É apresentado o VPL das diversas alternativas de repotenciação e motorização, assumindo uma probabilidade de ocorrência dos cenários de mudanças climáticas considerados, e também a probabilidade de ocorrência de diferentes preços de energia elétrica e níveis de ganho de capacidade instalada para os casos de repotenciação.

6.1 Energia Assegurada do Sistema

A EASS ou Garantia Física (GF) é a quantidade máxima de energia que os geradores hidrelétricos e os geradores termelétricos podem comercializar em contratos de venda de energia elétrica. A GF do sistema corresponde a quantidade máxima de energia que este sistema pode suprir a um dado critério de garantia de suprimento. A GF do sistema é então rateada em dois grandes blocos de energia: bloco hidráulico e bloco térmico. Estes blocos são obtidos através da multiplicação da GF total por um Fator Hidráulico (FH) e um Fator Termelétrico (FT), respectivamente (EPE, 2008b).

Na Tabela 6.1 são apresentados os resultados das simulações de EASS do sistema obtidos através do software SEASS. Os valores da EASS são apresentados em [MWmédios], que é uma medida usual no setor. É importante ressaltar que, em todos os casos de repotenciação e motorização das UHEs, a EASS do sistema apresentou aumento em relação ao caso sem modificações.

Tabela 6.1 – EASS do SIN para os casos de simulação [MWmédios]

Caso \ Período	1991	2041	2071	2100
Caso Base	109880	79656	77439	83546
Repotenciação Completa	110216	80076	77894	83956
Repotenciação Sudeste e Sul	109916	79907	77985	83808
Repotenciação Nordeste e Norte	110029	79745	77453	83548
Motorização Completa	110276	80241	78156	84012
Motorização Nordeste e Norte	110269	79781	77573	83641
Motorização Sudeste	110047	79983	77566	83641
Motorização Sul e Sudeste	110112	80228	77837	83965

Alguns casos apresentam resultados mais expressivos com relação ao aumento de EASS. Eles podem ser mais facilmente identificados através de uma comparação de ganho total e percentual em relação ao caso base, como mostra a Tabela 6.2.

Tabela 6.2 – Aumento da EASS do SIN [MWmédios] e percentual em relação ao caso base

Caso \ Período	1991	2041	2071	2100
Repotenciação Completa	336	420	455	410
	0,31%	0,53%	0,59%	0,49%
Repotenciação Sudeste e Sul	36	251	546	262
	0,03%	0,32%	0,71%	0,31%
Repotenciação Nordeste e Norte	149	89	14	2
	0,14%	0,11%	0,02%	0,00%
Motorização Completa	396	585	717	466
	0,35%	0,73%	0,93%	0,56%
Motorização Nordeste e Norte	389	125	134	95
	0,35%	0,16%	0,17%	0,11%
Motorização Sudeste	167	327	127	95
	0,15%	0,41%	0,16%	0,11%
Motorização Sul e Sudeste	232	572	398	419
	0,21%	0,72%	0,51%	0,50%

A Tabela 6.2 mostra que em todos os cenários climáticos analisados, a simulação da motorização completa do sistema apresentou os maiores acréscimos de EASS para o SIN, com destaque para o cenário climático de 2041 a 2070, onde o aumento de EASS é de 717 [MWmédios], o que representa um aumento de 0,93% na EASS do período analisado.

Isto ocorre principalmente pelo fato de que a motorização completa do sistema resulta nos maiores ganhos de potência para o SIN (7215 [MW]), quando comparada à motorização do subsistema Nordeste (3010 [MW]), motorização do subsistema Sudeste (2655 [MW]), motorização combinada dos subsistemas Sul e Sudeste (4203 [MW]), repotenciação completa do sistema (4044,1 [MW]), repotenciação combinada dos subsistemas sudeste e sul (3231 [MW]) e repotenciação combinada dos subsistemas nordeste e norte (813,1 [MW]).

Porém, uma vez que a EASS do sistema é formada pela soma da porção da energia gerada pelas UHEs e pelas UTEs, uma análise diferenciada deve ser feita, levando em consideração os ganhos de capacidade instalada nas UHEs e os resultados destes ganhos na oferta hidráulica que compõe a EASS do SIN. Para que essa análise possa ser feita, a seguir são apresentadas as ofertas hidráulicas e térmicas que compõe a EASS.

6.1.1 Ofertas Hidráulicas e Térmicas

Esta seção apresenta as ofertas hidráulicas e térmicas na composição da EASS do SIN, para cada cenário climático e caso de simulação. Para a obtenção dessas ofertas, as simulações realizadas atenderam os critérios de risco pré-estabelecidos que estão apresentados em anexo.

A Tabela 6.3 apresenta os resultados das ofertas de geração para os casos de simulação de EASS do SIN. Na primeira coluna é apresentada a Geração Térmica (GT) e na segunda a Geração Hidráulica (GH). A soma destas gerações resulta na EASS do sistema apresentada na Tabela 6.1.

Tabela 6.3 – Oferta térmica e hidráulica do sistema [MWmédios]

Caso \ Período	1991		2041		2071		2100	
	GT	GH	GT	GH	GT	GH	GT	GH
Caso Base	24994	84886	26650	53006	25416	52023	24899	58647
Repotenciação Completa	24950	85265	26558	53517	25360	52534	24880	59076
Repotenciação Sudeste e Sul	24839	85076	26648	53259	25416	52569	24884	58924
Repotenciação Nordeste e Norte	25028	85000	26673	53071	25402	52050	24866	58682
Motorização Completa	24964	85311	26697	53543	25399	52757	24817	59195
Motorização Nordeste e Norte	24913	85355	26687	53094	25370	52202	24940	58701
Motorização Sudeste	24864	85017	26635	53347	25384	52181	24857	58783
Motorização Sul e Sudeste	24901	85210	26624	53603	25282	52555	24836	59129

As Figura 6.1 e Figura 6.2 ilustram a variação da GH e GT com os mesmos dados contidos na Tabela 6.3.

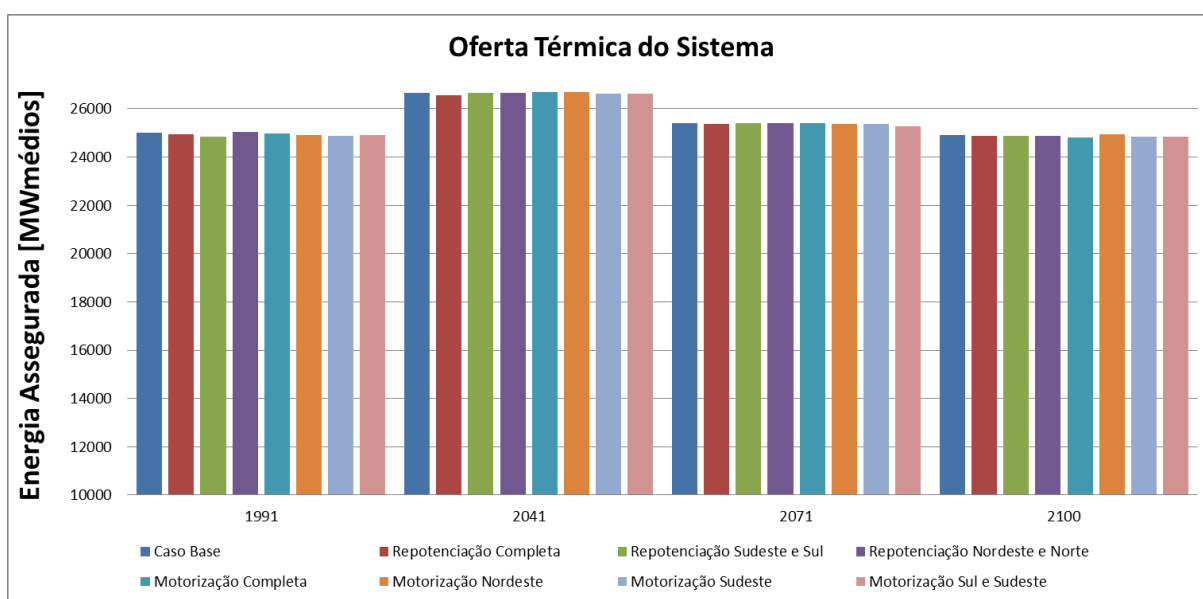


Figura 6.1 – Oferta térmica do sistema

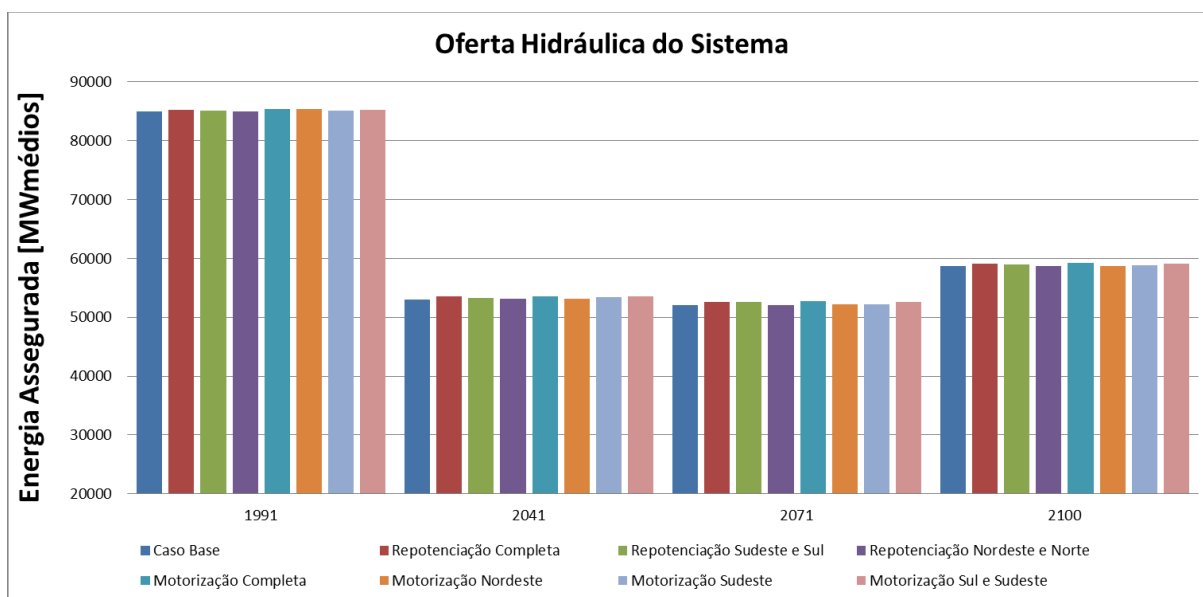


Figura 6.2 – Oferta hidráulica do sistema

A ideia da adição de capacidade instalada nas UHEs no sistema é elevar o potencial de geração de energia hidráulica do SIN. Em todas as simulações, há elevação da oferta hidráulica do sistema, porém, como apresentado na Tabela 6.3, em alguns casos há aumento tanto na oferta térmica quanto na oferta hidráulica. Para efeito comparativo, a Tabela 6.4 apresenta os incrementos e decrementos de oferta térmica e hidráulica de forma percentual em relação ao caso base.

Tabela 6.4 – Variação percentual da oferta térmica e hidráulica em relação ao caso base

Caso \ Período	1991		2041		2071		2100	
	GT	GH	GT	GH	GT	GH	GT	GH
Repotenciação Completa	-0,2%	0,4%	-0,3%	1,0%	-0,2%	1,0%	-0,1%	0,7%
Repotenciação Sudeste e Sul	-0,6%	0,2%	0,0%	0,5%	0,0%	1,0%	-0,1%	0,5%
Repotenciação Nordeste e Norte	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	-0,1%	0,1%	-0,1%	0,1%
Motorização Completa	-0,1%	0,5%	0,2%	1,0%	-0,1%	1,4%	-0,3%	0,9%
Motorização Nordeste e Norte	-0,3%	0,6%	0,1%	0,2%	-0,2%	0,3%	0,2%	0,1%
Motorização Sudeste	-0,5%	0,2%	-0,1%	0,6%	-0,1%	0,3%	-0,2%	0,2%
Motorização Sul e Sudeste	-0,4%	0,4%	-0,1%	1,1%	-0,5%	1,0%	-0,3%	0,8%

Tabela 6.5 – Aumento percentual de GH do SIN em relação ao ganho de capacidade instalada

Caso	Período	1991	2041	2071	2100
Repotenciação Completa		8,6%	11,6%	11,6%	9,7%
Repotenciação Sudeste e Sul		5,9%	7,8%	16,9%	8,6%
Repotenciação Nordeste e Norte		14,1%	8,1%	3,4%	4,3%
Motorização Completa		5,9%	7,5%	10,2%	7,6%
Motorização Nordeste e Norte		15,6%	2,9%	6,0%	1,8%
Motorização Sudeste		5,0%	12,9%	6,0%	5,1%
Motorização Sul e Sudeste		7,7%	14,2%	12,7%	11,5%

Pode ser observado que o aumento mais expressivo da GH do sistema ocorre no caso de simulação da motorização completa, porém, a análise deve ser feita verificando o quanto este valor representa do total de potência acrescida em relação ao caso base. Neste sentido, a

Tabela 6.5 mostra que, apesar de ter apresentado o maior aumento da GH do sistema, o caso de motorização completa do sistema não apresentou os melhores aproveitamentos do ganho de capacidade instalada, dentre os casos de simulação realizados.

No cenário climático de 1961 a 1990, os subsistemas norte e nordeste apresentaram os maiores aproveitamentos dos projetos de ganho de potência nas UHEs do SIN. O aumento de 813,1 [MW] através da repotenciação das UHEs destes subsistemas resultou em um aumento de 114 [MWmédios] de GH, um aproveitamento de 14,1%. Já a motorização das UHEs do nordeste, que resultou em um acréscimo de 3010 [MW] de potência instalada, implicou em um acréscimo de 469 [MWmédios] de GH no sistema, um aproveitamento de 15,6%.

Porém, nos cenários climáticos futuros, de 2011 a 2100, os projetos de motorização do subsistema nordeste se mostram subaproveitados. O aproveitamento da capacidade instalada em forma de GH, que era de 15,6% no cenário de 1961 a 1990, foi reduzido para 2,9% no cenário climático de 2011 a 2040 e 1,8% no cenário climático de 2071 a 2100. A simulação da repotenciação destes subsistemas mostra que o aproveitamento da capacidade instalada também não foi sustentado em cenários climáticos futuros, principalmente nos cenários climáticos de 2041 a 2070 e 2071 a 2100, onde o aproveitamento foi reduzido para 3,4% e 4,3%, respectivamente

O contrário do observado nos subsistemas nordeste e norte ocorre nos subsistemas sudeste e sul. No cenário climático de 1961 a 1990, pouco aproveitamento dos projetos de repotenciação e motorização de UHEs é observado. A repotenciação de 3231 [MW] nos subsistemas sudeste e sul resultou em um acréscimo de 190 [MWmédios] de GH no primeiro cenário climático, aproveitamento de 5,9%. Já o acréscimo de 4203 [MW] através da motorização das UHEs no sudeste e sul resultou em um ganho de 325 [MWmédios] de GH no SIN, um aproveitamento de 7,7%.

Porém, nos cenários climáticos futuros um melhor aproveitamento destes projetos é observado. No cenário climático de 2011 a 2040, os projetos de motorização de UHEs dos subsistemas sudeste e sul apresentaram um aproveitamento do acréscimo de capacidade instalada de 14,2%, aumentando a GH de 325 [MWmédios] no primeiro cenário climático para 597 [MWmédios]. No cenário climático de 2041 a 2070 o aumento da GH em relação ao primeiro cenário se mantém; já no último cenário climático, há uma pequena redução no aproveitamento dos projetos de motorização dos subsistemas sudeste e sul.

No mesmo sentido, os projetos de repotenciação de UHEs nos subsistemas sudeste e sul se mostram melhor aproveitados nos cenários climáticos futuros. O aproveitamento do acréscimo de capacidade instalada que era de 5,9% no cenário climático de 1961 a 1990, chega a 16,9% no cenário climático de 2041 a 2070, aumentando a GH do sistema em 546 [MWmédios] devido o acréscimo de 3231 [MW] de potência no sistema.

Devido à repotenciação e motorização completa do sistema representar o caso onde todos os projetos de repotenciação e motorização são realizados, espalhados por todo o SIN, é esperado que estes tenham desempenho intermediário em relação às simulações destes projetos divididos por subsistemas.

Na simulação da repotenciação completa do SIN, para o cenário climático de 1991 a 1990, o acréscimo de 4044,1 [MW] de capacidade instalada resultou em um aumento de 380 [MW] de GH no SIN, que equivale ao aproveitamento de 8,6% do ganho de capacidade instalada em forma de GH. Já no cenários climáticos de 2011 a 2041, 2041 a 2070 e 2071 a 2100, os acréscimos de GH foram de 511, 511 e 429 [MWmédios], representando o aproveitamento do ganho de capacidade instalada de 11,6%, 11,6% e 9,7%, respectivamente.

O acréscimo de 7215 [MW] através da motorização completa do SIN resultou também em um aumento intermediário de GH em comparação com a simulação dos projetos de motorização divididos por subsistemas. O aproveitamento do acréscimo de potência no sistema destes projetos foi de 5,9%, 7,5%, 10,2% e 7,6%, representando o aumento de 425, 538, 734 e 548 [MWmédios] de GH, respectivamente nos quatro cenários hidrológicos considerados.

6.2 Geração Hidráulica Máxima

A capacidade de geração hidráulica deve considerar que durante a simulação da operação os níveis de armazenamento se modificam, implicando em mudanças na quantidade disponível de geração hidrelétrica no sistema. Já a Geração Hidráulica Máxima não depende da série hidrológica considerada na simulação do despacho ótimo, dependendo tão somente da configuração do sistema. Portanto, os resultados da GHmáx não estão considerando as influências do clima na geração de energia, apenas a máxima geração hidráulica em função da energia armazenada mensal. A Tabela 6.6 apresenta os resultados da simulação de GHmáx para os casos de simulação considerados.

Tabela 6.6 – Geração hidráulica máxima do sistema [MWmês]

Cenário	Período	1991	2041	2071	2100
Caso Base		124491	126697	126658	126140
Repotenciação Completa		127703	130265	129998	129513
Repotenciação Sudeste e Sul		127205	129650	129382	128952
Repotenciação Nordeste e Norte		125043	127306	127350	126842
Motorização Completa		129888	132481	132201	131662
Motorização Nordeste e Norte		127264	129393	129209	128827
Motorização Sudeste		126391	128526	128499	128074
Motorização Sul e Sudeste		127535	129818	129601	129094

Semelhante ao ocorrido com nas simulações de EASS, na Tabela 6.6 pode ser observado que em todos os períodos e casos de simulação há aumento da GHmáx do sistema. Neste contexto, a motorização completa do sistema ganha destaque, resultando no maior incremento de GHmáx. É observado que o resultado da simulação da GHmáx é mais expressivo quanto maior é o aumento de potência devido aos projetos de repotenciação e motorização no sistema. Portanto, o caso de

motorização completa do sistema apresenta o aumento mais expressivo, seguido da repotenciação completa. Já o caso que apresentou menor aumento de capacidade instalada, a repotenciação dos subsistemas nordeste e norte, é o que apresentou também o menor impacto na GH_{máx}. Para melhor visualização, a Figura 6.3 faz a representação gráfica da GH_{máx} para o período de 2071.

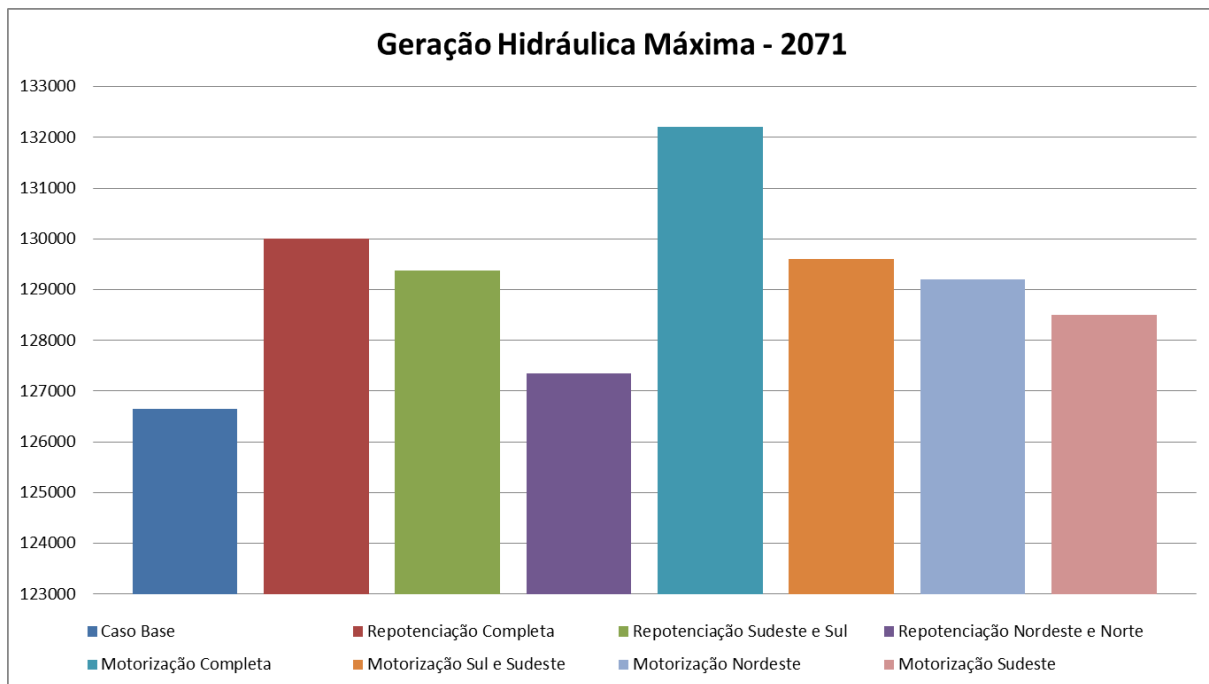


Figura 6.3 – Geração hidráulica máxima – Período de 2071

6.3 Custo Marginal de Operação

CMO é o custo necessário para atender 1 [MW] de demanda adicional com o uso dos recursos disponíveis no sistema, a partir do deplecionamento de reservatórios, de geração térmica ou pelo déficit de energia (Loureiro, 2009). Ele representa o custo variável do recurso mais caro a ser despachado, caso esse ainda tenha disponibilidade para suprir o próximo incremento de carga. O modelo NEWAVE apresenta o CMO separado por subsistemas.

A Figura 6.4 mostra o comportamento do CMO no subsistema sudeste nos períodos de simulação. No cenário climático de 1961 a 1990 poucas mudanças no CMO são observadas. Não há variação superiores a 2,3% entre o caso base e as simulações de repotenciação e motorização de UHEs do sistema. As maiores reduções no CMO do subsistema sudeste são obtidos nas

simulações dos cenários de motorização dos subsistemas sudeste e sul e repotenciação dos subsistemas sudeste e sul, com a reduções de 2,3% e 4,3%, respectivamente.

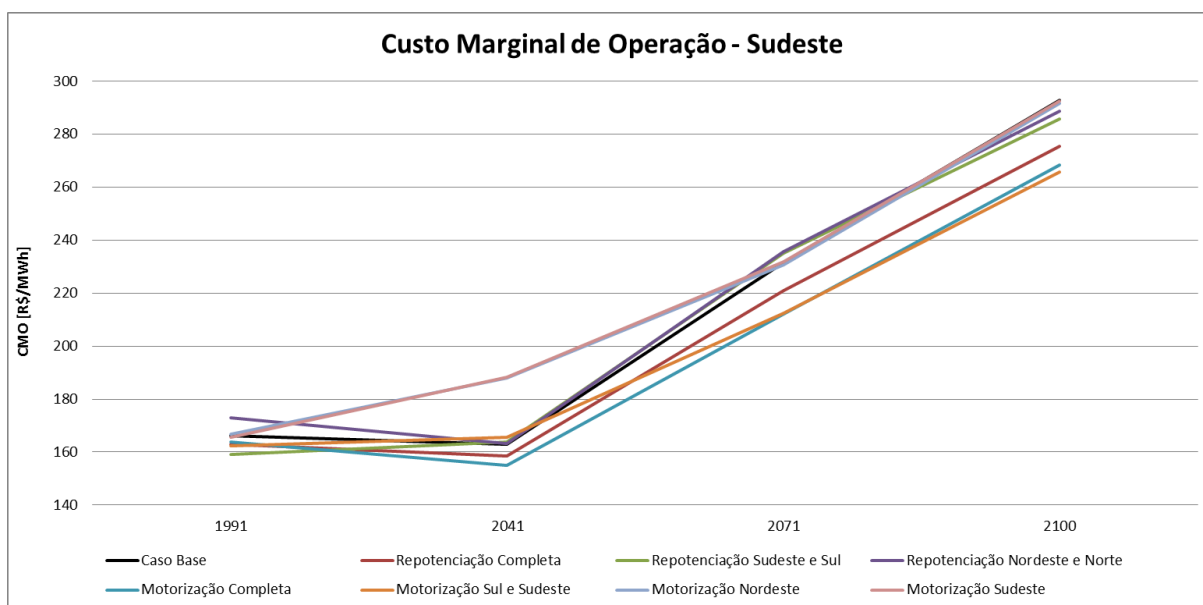


Figura 6.4 – CMO do subsistema Sudeste

No cenário climático de 2011 a 2041, a simulação que apresenta a maior redução do CMO do sudeste é a motorização completa do sistema, com 5% de redução. A repotenciação completa do sistema apresenta redução de 2,7% no CMO do subsistema Sudeste.

Já as simulações de CMO do subsistema Sudeste nos cenários climáticos de 2041 a 2100 apresentam características semelhantes. As simulações de motorização do subsistema nordeste e subsistema sudeste, assim como as simulações de repotenciação dos subsistemas sudeste e sul, e repotenciação nordeste e norte, apresentaram valor de CMO com variações desprezíveis em relação ao caso base. As simulações da motorização combinada dos subsistemas sul e sudeste, e a motorização completa do sistema apresentaram as maiores reduções no CMO, com 8,5% de redução no período de 2071 e 9,3% de redução no período de 2100.

A Figura 6.5 apresenta o comportamento do CMO no subsistema nordeste nos períodos de simulação. O período de simulação de 1991 é o que apresenta as variações mais significativas no CMO do subsistema Nordeste. Os casos de motorização completa do sistema e motorização do subsistema Nordeste apresentaram redução de 13,6% no CMO do subsistema nordeste neste período. No entanto, com exceção das simulações de motorização do subsistema nordeste e

motorização completa do sistema, nenhum dos outros casos apresentou grandes variações no CMO no primeiro cenário climático em relação ao caso base.

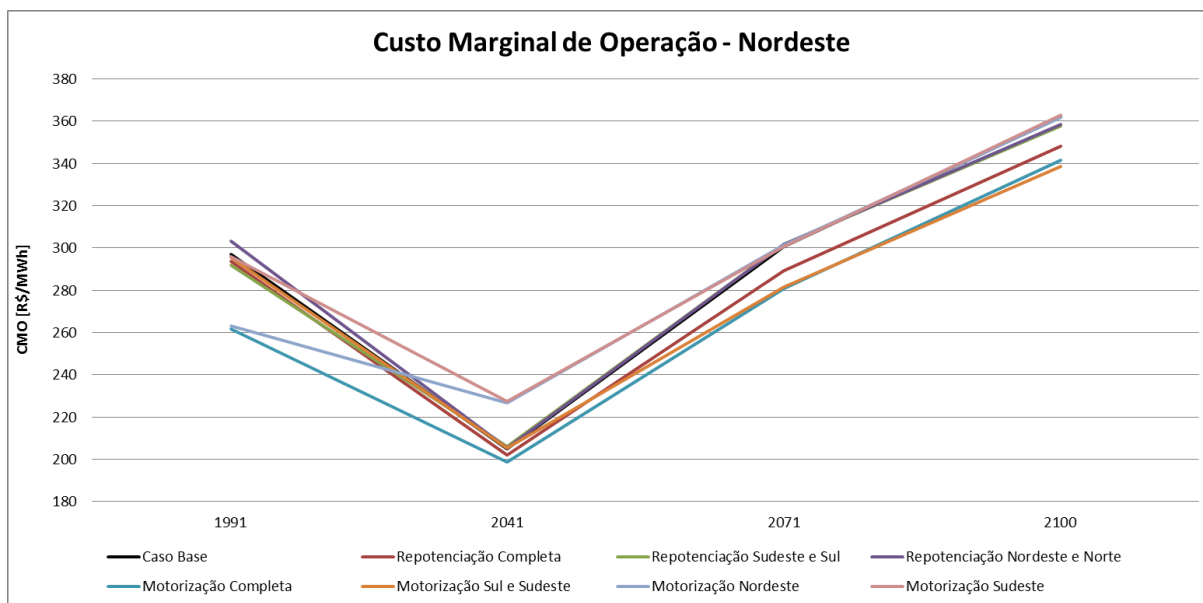


Figura 6.5 – CMO do subsistema nordeste

Assim como nas simulações do custo marginal para os outros subsistemas apresentados, os cenários climáticos de 2041 a 2070 e 2071 a 2100 apresentam pequena variação no CMO do subsistema nordeste. Nestes dois cenários, os casos de repotenciação dos subsistemas sudeste e sul, repotenciação nordeste e norte, assim como as simulações de motorização do subsistema nordeste e motorização do subsistema Sudeste não apresentam variações significativas no CMO em relação ao caso base. No entanto, são destacados os cenários de motorização combinada dos subsistemas sul e sudeste, e a motorização completa do sistema, os quais resultaram em uma redução do CMO de 6,7% para o período de 2071 e 6,5% para o período de 2100.

No subsistema sul e norte, a variação do CMO nos diferentes cenários climáticos teve comportamento muito semelhante ao apresentado para os subsistemas sudeste e nordeste, respectivamente, portanto, não são apresentados.

6.4 Déficit de Energia

O déficit de energia é associado a uma demanda não atendida por qualquer que seja o nível de interrupção. Como já descrito, o modelo NEWAVE faz a simulação do déficit de energia para cada uma das 2.000 séries históricas consideradas pelo modelo. Neste sentido, apenas foi obtido resultado de déficit de energia nas séries históricas muito pessimistas, nas demais séries o déficit total de energia é nulo.

Por exemplo, o caso de simulação que apresentou maior déficit total de energia foi o de repotenciação do subsistema nordeste e norte no período de cenário climático de 2011 a 2040; nesta simulação, das 2.000 séries históricas consideradas pelo NEWAVE, 1.981 séries não apontaram déficit de energia. O mesmo se aplica para o restante dos casos e cenários climáticos simulados.

Portanto, foi considerado que os projetos de repotenciação e motorização do sistema não devem influenciar significativamente no déficit total de energia no SIN.

6.5 Energia Armazenada Final

A energia armazenada final representa a quantidade de energia que pode ser obtida através do deplecionamento dos REQEs no final do período de simulação desconsiderando afluições adicionais.

No cenário climático de 1961 a 1990, apresentado na Figura 6.6, poucas mudanças na energia armazenada final são observadas. Não há variação superiores a 3% entre o caso base e as simulações de repotenciação e motorização de UHEs no sistema. A maior redução da energia armazenada final ocorre no cenário de motorização do subsistema nordeste, cerca de 3%. Os casos de repotenciação e motorização completa do sistema também apresentaram redução da energia armazenada final, com 2,5% e 1,3% de redução, respectivamente. Apenas os casos de motorização e repotenciação dos subsistemas sudeste e sul apresentaram elevação na energia armazenada final, porém o aumento não é expressivo.

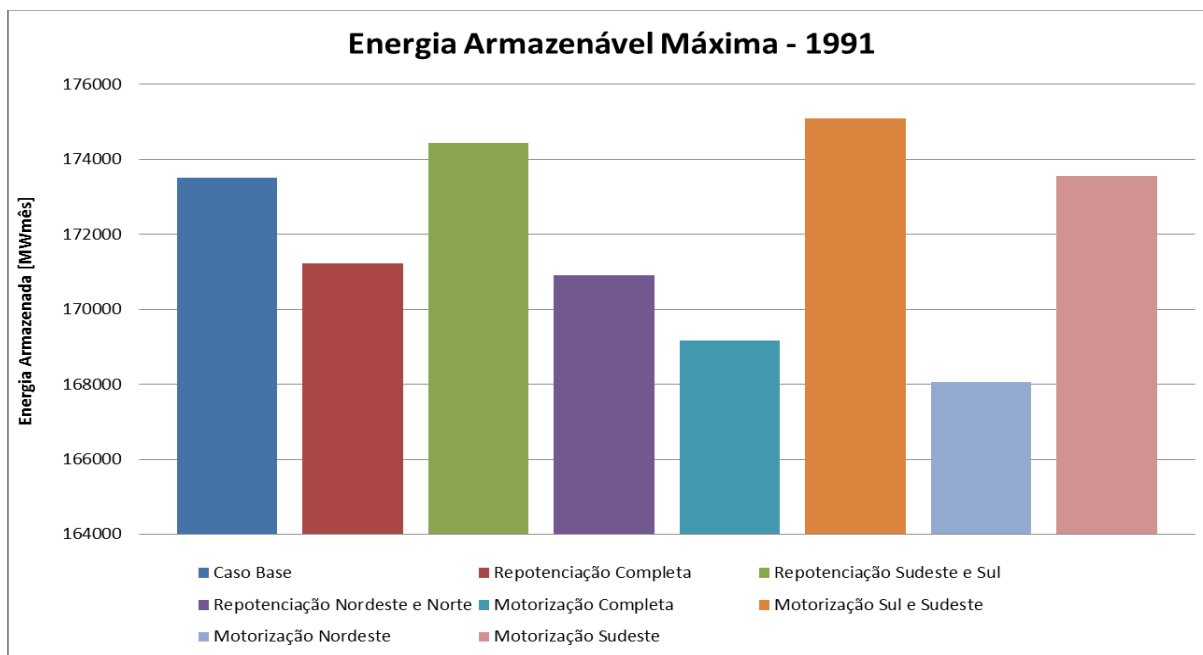


Figura 6.6 – Energia armazenada final – Período de 1991

No cenário climático de 2011 a 2040, apresentado na Figura 6.7, as variações na energia armazenada final são consideradas desprezíveis, uma vez que em nenhum dos casos de motorização e repotenciação a alteração no volume final do reservatório supera 1%.

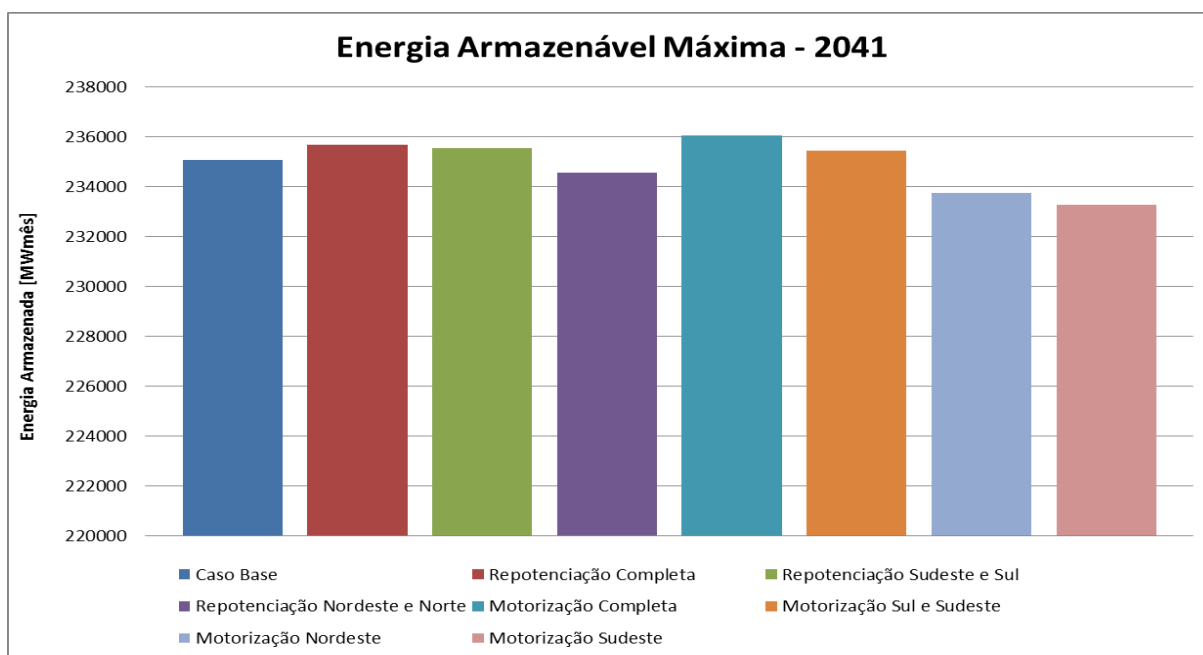


Figura 6.7 – Energia armazenada final – Período de 2041

Nos cenários climáticos de 2041 a 2070 e 2071 a 2099, as variações na energia armazenada final tem característica semelhante ao apresentado no cenário climático de 2011 a 2040, portanto, as variações são consideradas desprezíveis, uma vez que em nenhum dos casos de motorização e repotenciação a alteração no volume final do reservatório supera 1%.

6.6 Análise Econômica dos Projetos de Repotenciação e Motorização

Nesta seção é feita uma análise econômica e de tomada decisão quanto à implementação de diversas alternativas relacionadas à repotenciação e motorização de UHEs, sendo elas: repotenciação e motorização completa do sistema, repotenciação combinada dos subsistemas nordeste e norte, repotenciação e motorização combinada dos subsistemas sudeste e sul, motorização combinada dos subsistemas nordeste e norte, e motorização do subsistema sudeste.

Segundo Skinner (1999), a análise da decisão é um processo estruturado e sistemático que ajuda o usuário a pensar logicamente sobre problemas complexos e decidir quanto à melhor alternativa. Este processo envolve revelar e entender os objetivos, as incertezas, os fatores-chave, os valores e as preferências que afetam a situação-problema.

Entre as variáveis de incerteza existentes em um mercado de energia elétrica, o preço da energia elétrica é um dos fatores que apresentam grande influência no fluxo de caixa para um gerador de energia elétrica. Porém, em um sistema predominantemente hidrelétrico, onde a maior parte da energia é gerada por UHEs, a vazão natural afluente aos reservatórios tem influência direta tanto no preço da energia elétrica quanto na produção anual da UHE. Esses dois fatores afetam diretamente a receita anual do agente de geração e, portanto, devem ser considerados em análises econômicas do negócio.

Neste sentido, a análise econômica aqui realizada considera a incerteza da ocorrência futura das mudanças climáticas, assim como a incerteza dos preços de energia elétrica. É considerado também, para os casos de repotenciação, a incerteza do impacto real dos investimentos de repotenciação em termos de capacidade instalada na UHE, que é apresentado a seguir.

Uma vez que a EASS constitui o limite de contratação de uma UHE, a análise econômica é feita utilizando como referência a oferta hidráulica da EASS obtida nas simulações do modelo

NEWAVE em conjunto com o programa SEASS. Ou seja, o impacto que os projetos de repotenciação e motorização tiveram no aumento da geração de energia das UHEs.

O método de análise de investimentos utilizado é o do Valor Presente Líquido (VPL) e o tempo de amortização do investimento de repotenciação e motorização das UHEs adotado é de 15 anos. De modo geral, o VPL é a formulação matemático-financeira de se determinar o valor presente de pagamentos futuros descontados a uma taxa de juros apropriada, menos o custo do investimento inicial. Basicamente, é o cálculo de quanto os futuros pagamentos somados a um custo inicial estariam valendo atualmente (Ribeiro et al, 2012).

6.6.1 Análise de Decisão dos Projetos de Repotenciação

Os custos das reformas necessárias para a implementação da repotenciação das UHEs utilizado como referência neste trabalho é o da UHE de Jupuí, pertencente à CESP. Jupuí passou pelo processo de repotenciação no ano de 1996 e, segundo Bermann et al (2004), esse processo na UHE teve um custo de R\$ 16.290.000,00 para cada máquina repotenciada. Isto resulta em um custo de R\$ 162.900,00 para cada megawatt repotenciado, visto que cada unidade geradora da UHE tem a capacidade de 100 [MW].

Para fazer a atualização do custo das obras da UHE de Jupuí do ano de 1996 para o ano de 2014, o valor do Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M) foi utilizado como referência. Na análise foi admitido também um fator de redução de custo pelo avanço da tecnologia com o tempo. Este fator tem a finalidade de considerar os avanços tecnológicos que resultam na redução dos custos dos equipamentos e componentes necessários para a repotenciação de UHEs.

Portanto, para que seja obtido um valor de custo de repotenciação coerente para o ano de 2014, foi adotada a correção monetária através do IGP-M no histórico de 17 anos e um fator tecnológico de 50%, representando que devido o constante avanço tecnológico, o reajuste anual do custo de repotenciação é 50% inferior. O histórico do IGP-M é apresentado na Tabela 6.7.

Nessas condições, a mesma obra de repotenciação que em 1996 custou R\$ 162.900,00 para cada megawatt repotenciado na UHE de Jupuí, no ano de 2014 custaria R\$ 217.600,00 por megawatt repotenciado. A partir destas condições, pode ser estimado o custo geral da repotenciação de cada um dos cenários simulados, como apresentado na Tabela 6.8.

Tabela 6.7 – Histórico do IGP-M – 1997 a 2014
 Fonte: SPE (2015)

Histórico do IGP-M [%]	
1997	7,74
1998	1,79
1999	20,10
2000	9,95
2001	10,37
2002	25,30
2003	8,69
2004	12,42
2005	1,20
2006	3,85
2007	7,75
2008	9,81
2009	-1,71
2010	11,32
2011	5,09
2012	7,81
2013	5,52
IGP-M Acumulado	149,66

Tabela 6.8 – Custo geral do investimento de repotenciação

Repotenciação Completa	
Potencial de Repotenciação [MW]	28083,8
Ganho de Capacidade [MW]	4044,1
Custo por megawatt repotenciado	R\$ 217.600,00
Custo total da repotenciação	R\$ 6.110.875.964,82
Repotenciação Sudeste e Sul	
Potencial de Repotenciação [MW]	22438,7
Ganho de Capacidade [MW]	3231,0
Custo por megawatt repotenciado	R\$ 217.600,00
Custo total da repotenciação	R\$ 4.882.673.236,90
Repotenciação Nordeste e Norte	
Potencial de Repotenciação [MW]	5645,3
Ganho de Capacidade [MW]	813,1
Custo por megawatt repotenciado	R\$ 217.600,00
Custo total da repotenciação	R\$ 1.228.420.328,46

Os passos da análise de decisão do problema da repotenciação de UHEs podem ser destacados como:

- Determinação do diagrama de influências;
- Construção da árvore de decisões;
- Análise das incertezas do problema;
- Determinação do VPL das alternativas e o valor monetário esperado para o problema.

6.6.1.1 Diagrama de influências da análise de decisão da repotenciação

Segundo Clemen (2001), um diagrama de influência fornece representações compactas dos problemas de decisão enquanto suprime muito dos detalhes, sendo, portanto, ideal para se obter uma visão geral, especialmente de problemas complexos. Os diagramas de influência são especialmente apropriados para a exposição da estrutura da decisão. A Figura 6.8 apresenta o diagrama de influências da decisão de repotenciação.

Neste sentido, o diagrama de influências da análise da decisão quanto às alternativas de repotenciação representa a relação entre as decisões e as incertezas contidas neste problema. Nota-se no diagrama de influências que os preços de energia são dependentes do cenário climático considerado, uma vez que os diferentes cenários climáticos considerados apresentam diferentes vazões naturais nos reservatórios, apresentando influência direta no preço da energia elétrica. O bloco representado pelo VPL, portanto, depende das incertezas de preço de energia, cenário climático considerado e o impacto do projeto de repotenciação na capacidade instalada da UHE.

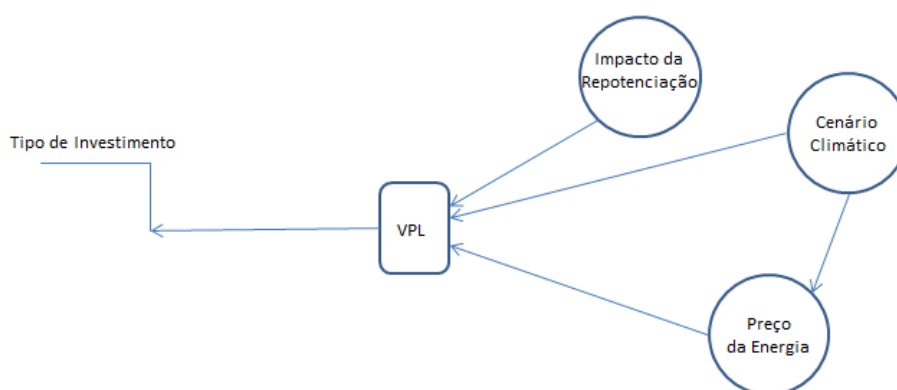


Figura 6.8 – Diagrama de influências da decisão da repotenciação

6.6.1.2 Árvore de decisões da análise de decisão da repotenciação

Uma árvore de decisão é uma representação gráfica sequencial de decisões e incertezas de todos os caminhos que o problema admite seguir (Clemen, 2001). A árvore de decisões do problema da decisão da repotenciação é apresentada na Figura 6.9.

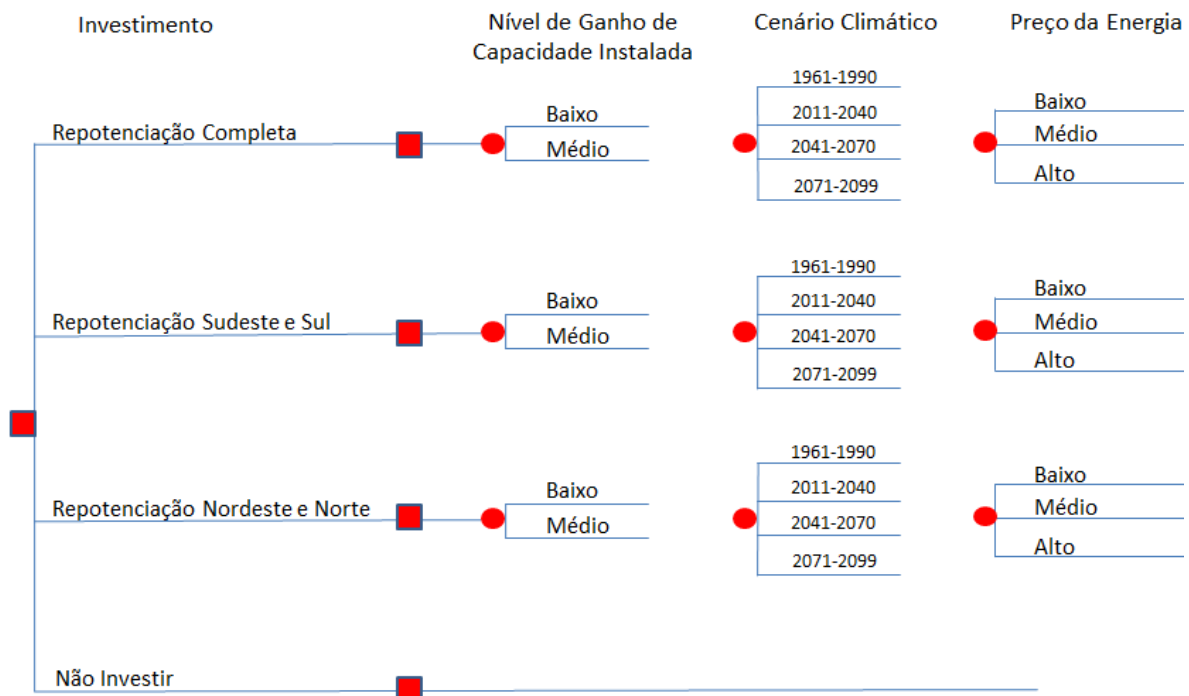


Figura 6.9 – Árvore de decisões do problema da decisão da repotenciação

Para se analisar uma árvore de decisões, utiliza-se o conceito de Valor Monetário Esperado (VME), que é definido como a média ponderada de todos os possíveis resultados multiplicados pelas suas respectivas probabilidades de ocorrência (Shams, 1999). Avalia-se o VME de cada um dos caminhos possíveis e escolhe-se o que tiver o maior valor.

6.6.1.3 Análise das incertezas na decisão da repotenciação

A incerteza é um componente fundamental para a tomada de decisões em muitos setores. Uma maneira de se analisar as incertezas é utilizar o melhor conhecimento que o problema tem sobre as mesmas e suas probabilidades de ocorrência.

Neste sentido, uma das principais preocupações associadas com o uso da análise de decisões é com o tratamento da apuração de custos, benefícios e probabilidades; todas estas características são fundamentais para uma boa tomada de decisão. Deste modo, quanto mais precisas são as estimativas, melhor deve ser o resultado da decisão escolhida.

Quando as diversas alternativas e suas probabilidades de ocorrência são estimadas, este conjunto pode ser então inserido na árvore de decisões. As incertezas utilizadas no problema da decisão da repotenciação são apresentadas a seguir.

Impacto dos projetos de repotenciação na capacidade instalada da UHE

O impacto dos projetos de repotenciação na capacidade instalada da UHE é uma variável importante a ser considerada na análise de decisão do investimento de repotenciação por parte do gerador de energia elétrica. O ganho de capacidade instalada devido ao investimento da repotenciação não afeta diretamente o retorno financeiro do gerador, porém afeta o ganho de energia assegurada da UHE, que representa o montante máximo que uma UHE pode utilizar em contratos de venda de energia. De fato, a EASS afeta diretamente o VPL para investimentos em geração.

Foi apresentado, no Capítulo 4, o histórico de casos de repotenciação que ocorreram no Brasil. Os dados deste histórico são utilizados como referência para a determinação da probabilidade de ocorrência dos ganhos de capacidade instalada devido aos projetos de repotenciação. Neste sentido, a Tabela 6.9 apresenta um resumo dos casos de repotenciação e o acréscimo de capacidade instalada nas UHEs.

Como já apresentado, a média de acréscimo percentual na capacidade instalada das UHEs devido o investimento de repotenciação é de 14,4%. Porém, pode ser observado na Tabela 6.9 que das 16 UHEs listadas, 9 apresentaram aumento de capacidade instalada inferior a 8%. Portanto, apesar do acréscimo médio de capacidade instalada ser de 14,4%, assume-se que há maior probabilidade de que um projeto de repotenciação resulte em um ganho de capacidade instalada inferior a 8%.

Tabela 6.9 – Ganho percentual de capacidade instalada devido à repotenciação de UHEs

	UHE	Ganho Percentual
1	Água Vermelha	1,17%
2	Bariri	4,61%
3	Capivara	7,10%
4	Ilha dos Pombos	14,38%
5	Ilha Solteira	6,63%
6	Jupia	9,92%
7	Mascarenhas	10,00%
8	Nova Avanhandava	14,88%
9	Parigot de Souza	3,17%
10	Passo Fundo	2,73%
11	PCH Dourados	68,75%
12	Rasgão	55,59%
13	Salto Osório	4,00%
14	Salto Santiago	6,61%
15	Três Marias	1,54%
16	PCH Esmeril	19,32%

Neste sentido, são feitas duas classificações do impacto dos projetos de repotenciação na capacidade instalada da UHE, são elas:

- Baixo impacto: corresponde ao investimento de repotenciação que resulta em acréscimo de até 8% na capacidade instalada da UHE;
- Médio impacto: corresponde ao investimento de repotenciação que resulta em um acréscimo superior a 8% na capacidade instalada da UHE.

Uma vez que 9 dos 16 casos de repotenciação do histórico brasileiro apresentaram acréscimo de capacidade instalada inferior a 8%, foi estipulado que a probabilidade de ocorrência baixo impacto (acrécimo inferior a 8%) na capacidade instalada é de 56% e a probabilidade de ocorrência de médio impacto (acrécimo superior a 8%) na capacidade instalada é de 44%.

Na simulação dos casos de repotenciação considerando a média do ocorrido nos projetos de repotenciação do histórico brasileiro, é considerado o acréscimo de 14,4% na capacidade instalada das UHEs repotenciadas. Já na simulação dos casos de repotenciação considerando o

baixo impacto dos projetos de repotenciação na capacidade instalada da UHE, é considerado o acréscimo de 8% na capacidade instalada das UHEs repotenciadas.

Cenário Climático

A decisão da utilização da energia estocada, a qual pode ser representada pela água armazenada nos reservatórios das UHEs, é uma importante decisão a ser tomada, principalmente devido à decisão de um problema desta natureza depender da incerteza de afluências futuras nos reservatórios. Em um sistema o qual a maior parte da geração elétrica proveniente de UHEs em cascata, é muito importante a modelagem destas afluências futuras.

Destaca-se também que além de influenciar a geração de energia hidrelétrica, a afluência nos reservatórios das UHEs tem influência direta nos preços de energia elétrica. Se em algum período a precipitação de chuva é muito menor do que o valor esperado, é possível que o operador do sistema tenha que usar geração térmica mais custosa para o atendimento da demanda. Porém, se a precipitação de chuva for maior do que o valor esperado, é possível que não haja necessidade do uso de geração térmica para o atendimento da demanda do sistema. Em ambos os casos há variação no preço da energia elétrica. No primeiro caso, devido o alto custo de geração térmica, o preço da energia seria mais elevado, já no segundo caso, os preços tendem a ser menores.

De forma a representar a incerteza de ocorrência de cada um dos cenários climáticos considerados, é adotado que o cenário de mudança climática que apresentar características de ENA mais semelhantes com o ocorrido no Brasil nos últimos 10 anos deve ter a maior probabilidade de ocorrência. Para tanto, foi utilizado o histórico mensal de ENA dos anos de 2004 a 2013, disponibilizados pelo ONS (2014), como referência. A série histórica de 10 anos utilizada foi aproximada por uma distribuição normal.

Para o histórico mensal de ENA, foi calculado o valor médio, máximo e mínimo de cada mês do ano. Foram determinadas então quantas das 120 informações do histórico de ENA apresentaram, mensalmente, baixa, média e alta energia afluyente. Neste sentido, foi considerado que uma alta energia afluyente é representada por uma ENA maior do que 75% da ENA máxima ocorrida no mês do histórico de 10 anos. De forma oposta, a baixa energia afluyente é representada por uma ENA menor do que 125% da ENA mínima ocorrida no mês do histórico considerado. Já a

energia afluyente mensal superior a 125% da ENA mínima do mês e inferior a 75% da ENA máxima do mês é considerada uma energia afluyente média.

Para determinar a probabilidade de ocorrência de cada um dos cenários climáticos considerados, foram realizadas duas correlações:

- Comparação dos percentuais de ENA de alto, baixo e médio valor dos cenários climáticos com o valor histórico de 10 anos;
- Comparação do valor da ENA bruta média mensal dos cenários climáticos com a ENA bruta média mensal do histórico de 10 anos.

Os dados mensais de comparação que apresentaram maior semelhança ganharam maior probabilidade de ocorrência. Através da metodologia adotada, foram obtidas as probabilidades de ocorrência dos cenários climáticos. Através da comparação do valor da ENA bruta dos cenários climáticos com a obtida no histórico de 10 anos, foi possível analisar também quais destes cenários climáticos apresentam alta, baixa e média ENA, em comparação com o histórico utilizado. A probabilidade de ocorrência dos cenários climáticos, assim como a característica de ENA são apresentadas na Tabela 6.10.

A energia afluyente nos reservatórios das UHEs tem uma forte relação com o regime de chuvas. Portanto, um cenário de alta ENA deve estar associado com um período bastante chuvoso, resultando em preços de energia elétrica menores. Já um cenário de baixa ENA está associado a um cenário com pouca chuva, resultando em maiores preços de energia elétrica.

Tabela 6.10 – Probabilidade de ocorrência dos cenários climáticos

Cenário Climático	Probabilidade Ocorrência	Característica de ENA
1961-1990	27%	Alta
2011-2040	28%	Média
2041-2070	24%	Baixa
2071-2099	21%	Baixa

Preço da Energia Elétrica

Com a reestruturação do setor elétrico, o preço da energia elétrica se tornou um parâmetro muito importante para os participantes do mercado de energia elétrica. Estes preços fornecem sinais sobre possíveis oportunidades de investimento no setor elétrico.

Como referências de preço de energia elétrica, foram adotado três patamares de preço de energia, de acordo com os Leilões de Energia A-5 e A-3 da EPE, como apresentado a seguir:

- Preço baixo: R\$126,18; valor do preço médio do Leilão de Energia A-3, de 2014 (EPE, 2014a).
- Preço médio: R\$162,00; valor do preço médio dos empreendimentos de geração hidrelétrica do Leilão de Energia Nova A-5, de 2014 (EPE, 2014b).
- Preço alto: R\$196,11; valor do preço médio do Leilão de Energia Nova A-5, de 2014 (EPE, 2014b).

Dependência do Preço da Energia Elétrica com a Energia Natural Afluente

No Brasil, os preços de energia elétrica são definidos semanalmente, são os chamados de Preço de Liquidação das Diferenças (PLD); eles são obtidos pelo cálculo do CMO da energia através dos programas de despacho hidrotérmico NEWAVE e DECOMP, do CEPEL. As principais variáveis do despacho hidrotérmico brasileiro são: demanda do sistema, preço dos combustíveis, energia natural afluente, disponibilidade de geração, armazenamento de água nos reservatórios e os planos de expansão da geração de energia.

Para o propósito deste trabalho, foi considerado que apenas a energia natural afluente é uma incerteza que define a tendência dos preços de energia elétrica. A análise da dependência dos preços de energia elétrica com a ENA é feita considerando os dados mensais de ENA e preços de energia elétrica de janeiro de 2002 a dezembro de 2013 (ONS, 2014 ; CCEE, 2014). No total, são 144 meses analisados para cada um dos quatro subsistemas equivalentes, portanto, 576 dados de ENA e preços de energia. De forma a calcular a probabilidade condicional destes parâmetros, foi considerado que as variáveis analisadas são distribuídas de acordo com uma distribuição normal.

Para calcular, por exemplo, a probabilidade dos preços de energia serem altos, dado que a ENA é alta no mesmo período analisado ($\{ENA^A | Preço^A \&\}$), é calculado o número de meses a qual a

ENA é alta e é calculado também o número de meses em que os preços de energia elétrica são altos, dada que a ENA também é alta, como apresentado na equação 6.4.

$$\{ENA^A | Preço^A\} = \frac{\#meses(preço\ alto\ e\ ENA\ alta)}{\#meses(ENA\ alta)} \quad (6.4)$$

A mesma ideia foi utilizada para calcular as outras probabilidades condicionais. A Tabela 6.11 apresenta as probabilidades condicionais do preço da energia elétrica dadas alterações na ENA dos cenários climáticos considerados.

Tabela 6.11 – Probabilidades condicionais de preço de energia e ENA

ENA \ Preço da Energia	Alta	Média	Baixa
Alta	0,095	0,505	0,400
Média	0,245	0,586	0,169
Baixa	0,265	0,529	0,206

6.6.1.4 VPL das alternativas de repotenciação

O aumento da receita anual das UHEs devido à repotenciação é obtido pela multiplicação do incremento de EASS da UHE no cenário climático pelo preço da energia adotado e pela quantidade de horas que a UHE estará em operação durante o ano (8760 horas).

Portanto, com a estimativa do aumento da receita anual das UHEs e do investimento inicial é possível analisar a viabilidade destes projetos. Assumindo uma taxa mínima de atratividade de 8%, os resultados da análise econômica através do VPL para 15 anos do casos de repotenciação são apresentados na Tabela 6.12. Para a redução da dimensão da apresentação da tabela, os preços de energia elétrica e ganho de EASS do caso estão agregados diretamente no VPL.

Tabela 6.12 – VPL das alternativas de repotenciação considerando incertezas

Caso	Acréscimo de Capacidade Instalada	Cenário Climático	VPL [R\$ milhões]
Repotenciação Completa	Baixo	1961-1990	-3,919.50
		2011-2040	-2,898.26
		2041-2070	-2,910.83
		2071-2099	-3,402.41
	Médio	1961-1990	-2,166.26
		2011-2040	-327.95
		2041-2070	-350.59
		2071-2099	-1,235.45
Repotenciação Sudeste e Sul	Baixo	1961-1990	-3,687.67
		2011-2040	-3,150.99
		2041-2070	-1,160.15
		2071-2099	-2,978.00
	Médio	1961-1990	-2,731.77
		2011-2040	-1,765.81
		2041-2070	1,817.52
		2071-2099	-1,033.72
Repotenciação Nordeste e Norte	Baixo	1961-1990	-508.89
		2011-2040	-780.26
		2041-2070	-958.41
		2071-2099	-987.82
	Médio	1961-1990	67.02
		2011-2040	-421.56
		2041-2070	-815.13
		2071-2099	-795.25

Pode ser observado que, dentre os cenários climáticos do caso de repotenciação completa do sistema simulados, segundo a análise do VPL, o investimento da repotenciação de 28083,8 [MW] no SIN não é viável em nenhum dos cenários climáticos considerados. Para que os investimentos fossem viáveis, um melhor aproveitamento destes projetos seria necessário, ou

seja, seria necessário um maior aumento de oferta hidráulica da UHE devido o projeto de repotenciação. Para a viabilização destes projetos, seria necessário um aumento de oferta hidráulica de 416, 503 e 647 [MWmédios] nas condições de preço de energia alto, médio e baixo, respectivamente.

A análise econômica dos projetos de repotenciação dos subsistemas sul e sudeste expõe que apenas no cenário climático de 2041 a 2070 a repotenciação dos subsistemas se mostra viável através da análise do VPL, considerando o nível médio de ganho de capacidade instalada.

Para que viabilização dos projetos de repotenciação nos subsistemas sudeste e sul fosse alcançada, seria necessário um aumento de oferta hidráulica de 332, 402 e 517 [MWmédios] nas condições de preço de energia alto, médio e baixo, respectivamente.

De acordo com a análise econômica dos projetos de repotenciação das UHEs nos subsistemas nordeste e norte, apenas a simulação que representa a repotenciação dos subsistemas no cenário climático de 1961 a 1990, com nível de ganho de capacidade instalada médio mostra viável através da análise do VPL.

Para que a viabilização dos projetos de repotenciação no nordeste e norte fosse alcançada, seria necessário um aumento de oferta hidráulica de 84, 101 e 130 [MWmédios] nas condições de preço de energia alto, médio e baixo, respectivamente.

Após o cálculo do VPL dos investimentos de repotenciação considerando as incertezas, estes valores foram usados na árvore de decisões ilustrada na Figura 6.9, com o total de 73 ramos, para a determinação do valor monetário esperado para cada um dos investimentos. Devido ao tamanho da árvore de decisões, esta está apresentada nos anexos deste trabalho. A Figura 6.10 apresenta o VME para cada uma das alternativas admitidas.

Apesar de na análise do VPL alguns investimentos de repotenciação terem se mostrado viáveis na consideração de diferentes cenários climáticos, preços de energia e níveis de ganho de capacidade instalada na UHE, de acordo com a análise de decisões, nenhuma das alternativas de repotenciação apresentam VME positivo. Portanto, nenhuma das alternativas de repotenciação são viáveis e a melhor opção é não investir em tais projetos.

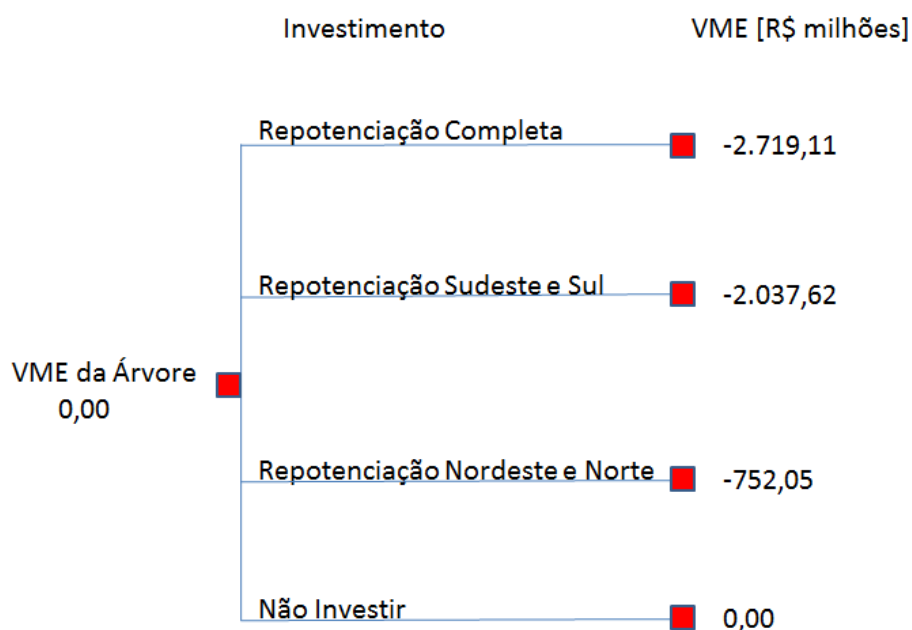


Figura 6.10 – Valor monetário esperado para as alternativas de repotenciação

6.6.2 Análise de Decisão considerando Projetos de Repotenciação em UHEs Selecionadas em Função do Aumento de Vazão Natural

Em virtude dos resultados não satisfatórios do investimento na repotenciação de UHEs separadas por subsistemas equivalentes, buscou-se uma alternativa de conjunto de UHEs que o investimento de repotenciação se mostre viável para os cenários climáticos e incertezas consideradas na análise de decisão.

Marangon et al (2014) apresentou uma análise dos impactos das mudanças climáticas sobre as vazões naturais em cada uma das usinas do SIN. Utilizando esta análise como referência, buscou-se encontrar as UHEs que estão localizadas em bacias hidrográficas que apresentam a tendência de aumento de vazão natural para o período atual e para os períodos futuros, de acordo com o membro controle do modelo regional Eta 40km. A Figura 6.11 apresenta o resultado das análises de impactos de mudanças climáticas sobre as vazões naturais para o cenário climático de 2011 a 2040.

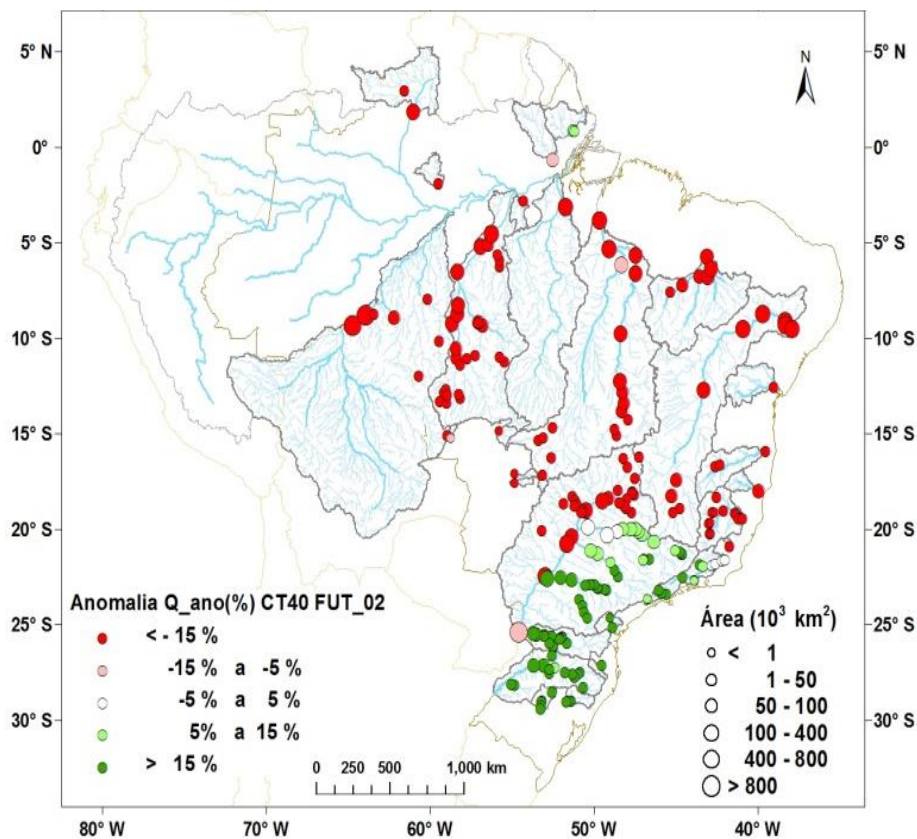


Figura 6.11 - Mudanças previstas na vazão média nas UHEs com base nas previsões climáticas do membro controle do modelo Eta 40 km no cenário climático de 2011 a 2040
 Fonte: Marangon et al (2014)

Com base nos resultados das análises dos impactos das mudanças climáticas na vazões naturais das bacias hidrográficas onde as UHEs estão localizadas, foram selecionadas para a repotenciação apenas as UHEs que estão contidas em bacias hidrográficas que apresentam aumento na vazão natural para os cenários climáticos futuros de 2011 a 2100. As UHEs selecionadas são apresentadas na Tabela 6.13.

Pode ser observado que todas as UHEs selecionadas estão localizadas nos subsistemas Sudeste e Sul. Esta alternativa resulta na repotenciação de 24 UHEs e um total de 9.794,7 [MW] de capacidade instalada. O custo geral do investimento nas UHEs selecionadas é de R\$2.131.332.009,00.

Tabela 6.13 – UHEs com aumento nas vazões naturais selecionadas para a repotenciação

Usina	Capacidade Instalada [MW]	Subsistema
A. Sales de Oliveira	32	Sudeste
Armando Laydner	98	Sudeste
Barra Bonita	140	Sudeste
Caconde	80,4	Sudeste
Camargos	46	Sudeste
Capivara	619	Sudeste
Chavantes	414	Sudeste
Euclides da Cunha	108,8	Sudeste
Foz do Areia	1.676	Sul
Funil	216	Sudeste
Furnas	1.312	Sudeste
Henry Borden - Externa	469	Sudeste
Henry Borden – Subterrânea	420	Sudeste
Ibitinga	131,5	Sudeste
Itaúba	500	Sul
Itutinga	52	Sudeste
Jacuí	180	Sul
Lucas Nogueira Garcez	74	Sudeste
Paraibuna	85	Sudeste
Parigot de Souza	260	Sul
Passo Fundo	226	Sul
Passo Real	157	Sul
Salto Osório	1.078	Sul
Salto Santiago	1.420	Sul

Assim como feito para os casos de repotenciação apresentados anteriormente, os resultados da análise econômica através do VPL para 15 anos do caso de repotenciação das UHEs selecionadas pelo aumento da vazão natural são apresentados na Tabela 6.14.

Tabela 6.14 – VPL da alternativa de repotenciação da seleção de UHEs

Caso	Acréscimo de Capacidade Instalada	Cenário Climático	VPL [R\$ milhões]
Repotenciação das UHEs Selecionadas	Baixo	1961-1990	-971,42
		2011-2040	490,51
		2041-2070	752,07
		2071-2099	948,16
	Médio	1961-1990	35,59
		2011-2040	2.076,44
		2041-2070	2.836,51
		2071-2099	1.766,51

De acordo com a análise econômica dos projetos de repotenciação das UHEs localizadas nas bacias hidrográficas que apresentam aumento na vazão natural para os cenários climáticos futuros, apenas a simulação que representa a repotenciação dos subsistemas no cenário climático de 1961 a 1990, com nível de ganho de capacidade instalada baixo mostra investimento inviável através da análise do VPL.

Após o cálculo do VPL dos investimentos de repotenciação das UHEs selecionadas por aumento de vazão natural em cenários climáticos futuros, estes valores foram adicionados à árvore de decisão dos projetos de repotenciação apresentada anteriormente. A Figura 6.12 apresenta o VME para os casos de repotenciação já apresentados com a adição da alternativa da repotenciação da seleção de UHEs. A alternativa mais rentável para o investidor, ou seja, a que apresenta maior VME, é a alternativa de repotenciação das UHEs selecionadas pelo aumento na vazão natural nas bacias hidrográficas que estão contidas.

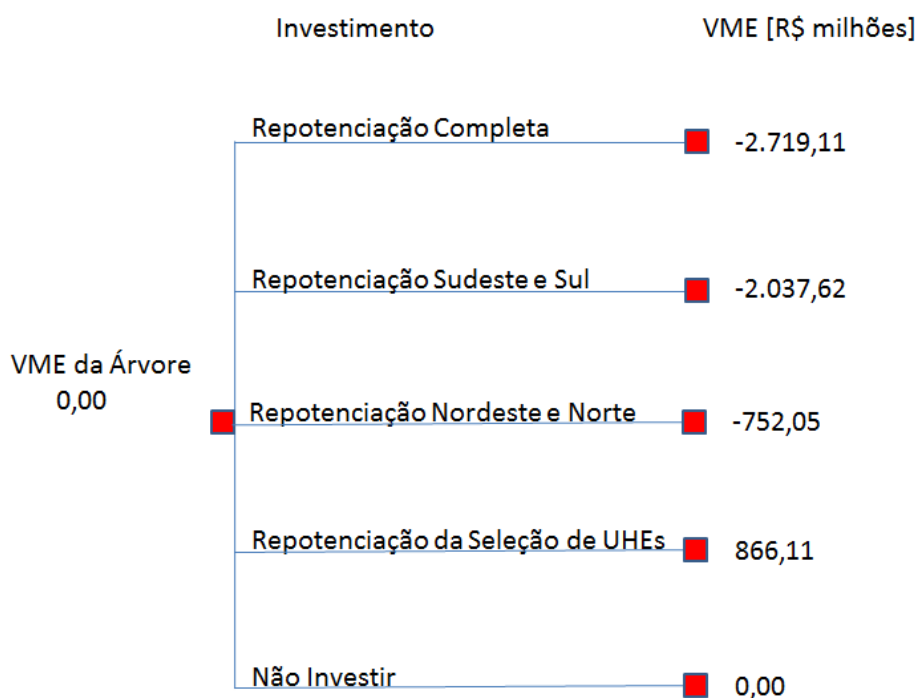


Figura 6.12 – Valor monetário esperado para as alternativas de repotenciação, com adição do investimento na repotenciação da seleção de UHEs

6.6.3 Análise de Decisão dos Projetos de Motorização

Os custos dos equipamentos necessários para a motorização das UHEs utilizados como referência são os da UHE Belo Monte, atualmente em construção pela Norte Energia. Canazio (2011) expõe que dois contratos foram assinados para a aquisição dos equipamentos e a montagem eletromecânica de Belo Monte. Um dos contratos foi realizado com a empresa argentina Impsa e outro com o consórcio ELM, composto pelas empresas Alstom, Andritz Hydro, Voith e Inepar. Os contratos de fornecimento das turbinas, Francis e Bulbo, além dos equipamentos complementares e realização da montagem eletromecânica somam R\$ 4,316 bilhões.

Para fazer a atualização do custo do contrato da UHE de Belo Monte do ano de 2011 para o ano de 2014, o valor médio do IGP-M nos anos de 2011 a 2014 foi utilizado como referência. De acordo com o histórico do IGP-M apresentado na Tabela 6.7, a média do IGP-M para o intervalo de 2011 a 2014 é de 5,67%. Portanto, no ano de 2014, o contrato dos equipamentos e a montagem eletromecânica de Belo Monte somariam R\$ 5.092 bilhões, ou seja, um custo de

equipamentos e montagem eletromecânica de R\$ 453.307,00 por cada megawatt instalado, visto que a UHE está projetada para ter a capacidade instalada de 11.233 [MW].

A partir destas condições, pode ser estimado o custo geral da motorização de cada um dos casos simulados, como apresentado na Tabela 6.15. Assim como feito para as alternativas de repotenciação do sistema, também é feita a análise de decisões para as alternativas de motorização do sistema consideradas.

Tabela 6.15 – Custo geral do investimento de motorização

Motorização Completa	
Ganho de capacidade [MW]	7215,0
Custo por megawatt motorizado	R\$ 453.307,00
Custo total da motorização	R\$ 3.270.611.590,85
Motorização Nordeste e Norte	
Ganho de capacidade [MW]	3010,0
Custo por megawatt motorizado	R\$ 453.307,00
Custo total da motorização	R\$ 1.364.454.731,59
Motorização Sudeste	
Ganho de capacidade [MW]	2655,0
Custo por megawatt motorizado	R\$ 453.307,00
Custo total da motorização	R\$ 1.203.530.668,57
Motorização Sudeste e Sul	
Ganho de capacidade [MW]	4203,0
Custo por megawatt motorizado	R\$ 453.307,00
Custo total da motorização	R\$ 1.905.250.244,81

6.6.3.1 Diagrama de influências da análise de decisão da motorização

A Figura 6.13 apresenta o diagrama de influências da decisão de repotenciação.

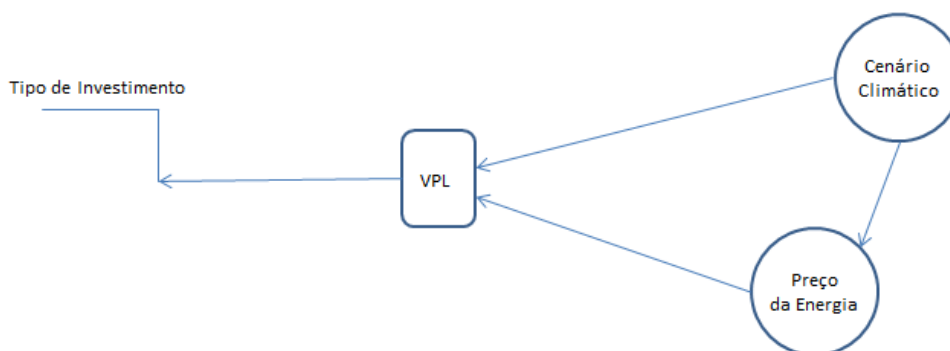


Figura 6.13 – Diagrama de influências da decisão da motorização

O diagrama de influências da análise da decisão das alternativas de motorização representa a relação entre as decisões e incertezas contidas neste problema. Nota-se que, assim como apresentado no diagrama de influências da decisão de repotenciação, no diagrama de influências da motorização os preços de energia são dependentes do cenário climático considerado. O bloco representado pelo VPL, portanto, depende das incertezas de preço de energia e do cenário climático considerado.

6.6.3.2 Árvore de decisões da análise de decisão da motorização

A árvore de decisões do problema da decisão da motorização é apresentada na Figura 6.14.

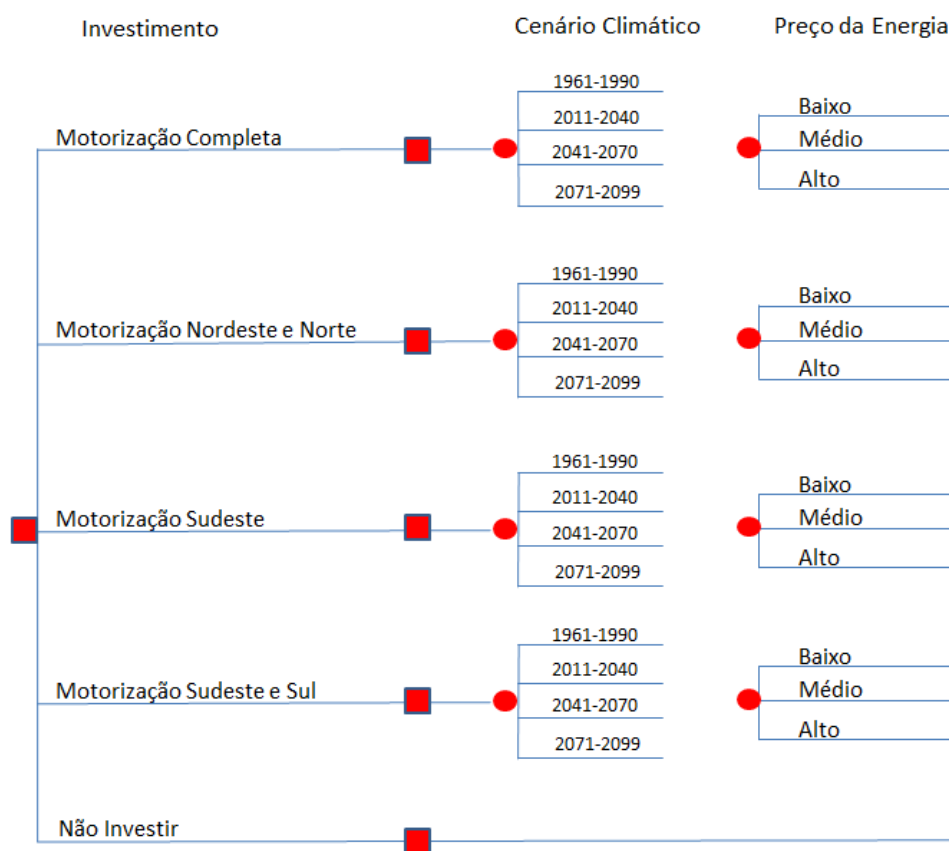


Figura 6.14 – Árvore de decisões do problema da decisão da motorização

6.6.3.3 Análise das incertezas na decisão da motorização

As incertezas utilizadas no problema da decisão da motorização são apresentadas a seguir.

Cenário Climático

A incerteza do cenário climático no problema da decisão da motorização foi tratada da mesma forma como apresentado no problema da decisão da repotenciação. Portanto, as probabilidades e característica dos cenários climáticos são apresentados na Tabela 6.10.

Preço da Energia Elétrica

A incerteza do preço da energia elétrica no problema da decisão da motorização foi tratada da mesma forma como apresentado no problema de decisão da repotenciação. Portanto, como referências de preço de energia elétrica, foram adotados três patamares de preço de energia, de acordo com os Leilões de Energia A-5 e A-3 da EPE, como apresentados no problema da decisão da repotenciação.

Dependência do Preço da Energia Elétrica com a Energia Natural Afluente

A análise da dependência do preço da energia elétrica com a ENA do problema da decisão da motorização foi tratada da mesma forma como apresentado no problema da decisão da repotenciação. Portanto, a Tabela 6.11 apresenta as probabilidades condicionais do preço da energia elétrica dadas alterações na ENA dos cenários climáticos considerados.

6.6.3.4 VPL das alternativas de motorização

O aumento da receita anual das UHEs devido à motorização é obtido pela multiplicação do incremento de EASS da UHE no cenário climático pelo preço da energia adotado e pela quantidade de horas que a UHE estará em operação durante o ano (8760 horas).

Com a estimação do aumento da receita anual das UHEs e do investimento inicial é possível analisar a viabilidade dos projetos de motorização. Assumindo uma taxa mínima de atratividade de 8%, os resultados da análise econômica através do VPL para 15 anos do cenários de motorização são apresentados nas Tabelas 6.16 a 6.19.

Tabela 6.16 – VPL da alternativa de motorização completa do sistema considerando incertezas

Motorização Completa do Sistema			
Cenário Climático	Aumento de Oferta Hidráulica [MWmédios]	Preço da Energia	VPL [R\$ milhões]
1961-1990	425	Alto	2.981,28
		Médio	1.893,87
		Baixo	751,95
2011-2040	538	Alto	4.635,95
		Médio	3.260,74
		Baixo	1.816,59
2041-2070	734	Alto	7.522,51
		Médio	5.645,23
		Baixo	3.673,84
2071-2099	548	Alto	4.787,47
		Médio	3.385,90
		Baixo	1.914,07

A análise econômica realizada expõe que o investimento da motorização de 7215 [MW] no SIN é viável em todos os cenários climáticos analisados.

A Tabela 6.17 apresenta a mesma análise econômica para os casos de motorização do subsistema nordeste e norte.

Tabela 6.17 – VPL da alternativa de motorização nordeste e norte considerando incertezas

Motorização Nordeste e Norte			
Cenário Climático	Aumento de Oferta Hidráulica [MWmédios]	Preço da Energia	VPL [R\$ milhões]
1961-1990	469	Alto	5.539,08
		Médio	4.338,33
		Baixo	3.077,38
2011-2040	88	Alto	- 70,46
		Médio	- 295,53
		Baixo	- 531,88
2041-2070	180	Alto	1.280,97
		Médio	820,84
		Baixo	337,65
2071-2099	54	Alto	- 570,41
		Médio	- 708,52
		Baixo	- 853,55

A análise econômica dos projetos de motorização dos subsistemas nordeste mostram que o baixo aproveitamento do ganho de capacidade instalada em forma de EASS nas UHEs inviabiliza estes projetos nos cenários climáticos de 2011 a 2040 e 2071 a 2100. Porém nos demais cenários climáticos, a análise do VPL aponta a viabilidade dos projetos de motorização das UHEs do subsistema nordeste e norte.

Os aumentos de oferta hidráulica que viabilizam o investimento na motorização dos subsistemas nordeste e norte são 94, 115 e 146 [MWmédios] nas condições de preço de energia alto, médio e baixo. Portanto, os cenários climáticos de 2011 a 2040 e 2071 a 2099 não alcançaram o aumento de oferta hidráulica mínimo para que o investimento de repotenciação nesses subsistemas se torne viável.

A seguir, a Tabela 6.18 apresenta a mesma análise econômica para a simulação da motorização do subsistema sudeste.

Tabela 6.18 – VPL da alternativa de motorização sudeste considerando incertezas

Motorização Sudeste			
Cenário Climático	Aumento de Oferta Hidráulica [MWmédios]	Preço da Energia	VPL [R\$ milhões]
1961-1990	131	Alto	729,68
		Médio	393,43
		Baixo	40,32
2011-2040	342	Alto	3.818,67
		Médio	2.945,15
		Baixo	2.027,83
2041-2070	158	Alto	1.116,40
		Médio	728,39
		Baixo	320,94
2071-2099	136	Alto	800,89
		Médio	452,25
		Baixo	86,14

A análise econômica dos projetos de motorização do subsistema sudeste, a partir do VPL, mostra que, em todos os cenários climáticos considerados, a implementação destes projetos é viável para os agentes. Por último, é apresentada na Tabela 6.19 a análise econômica da implementação dos projetos de motorização nos subsistemas sudeste e sul.

Tabela 6.19 – VPL da alternativa de motorização sudeste e sul considerando incertezas

Motorização Sudeste e Sul			
Cenário Climático	Aumento de Oferta Hidráulica [MW médios]	Preço da Energia	VPL [R\$ milhões]
1961-1990	325	Alto Médio Baixo	2.872,87 2.041,80 1.169,06
2011-2040	597	Alto Médio Baixo	6.877,70 5.350,05 3.745,82
2041-2070	532	Alto Médio Baixo	5.726,23 4.423,41 3.055,28
2071-2099	482	Alto Médio Baixo	5.182,33 3.949,57 2.655,00

Assim como apresentado para o caso de motorização do subsistema sudeste, a partir da análise do VPL, o caso da motorização combinada dos subsistema sudeste e sul também se mostra viável em todos os cenários climáticos considerados.

Após o cálculo do VPL dos investimentos de motorização considerando as incertezas, estes valores foram usados na árvore de decisões ilustrada na Figura 6.14 com o total de 49 ramos para a determinação do valor monetário esperado para cada um dos investimentos. Devido o tamanho da árvore de decisões, esta está apresentada nos anexos deste trabalho. A Figura 6.15 apresenta o VME para cada uma das alternativas de motorização admitidas.

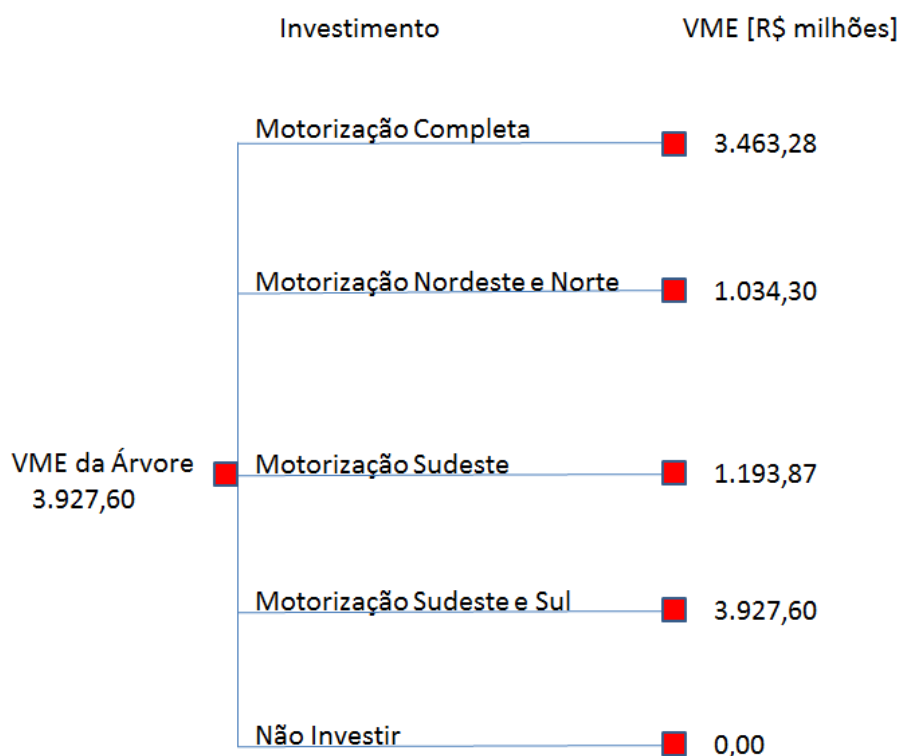


Figura 6.15 – Valor monetário esperado para as alternativas de motorização

Nota-se na Figura 6.15 que, de acordo com a análise realizada, todas as alternativas de motorização adotadas mostram viabilidade de implementação no SEB. Devido ao baixo aproveitamentos dos projetos de motorização em cenários climáticos futuros nos subsistemas nordeste e norte, o valor monetário esperado desta implementação mostra a menor atratividade de investimento.

A alternativa de investimento na motorização das UHEs localizadas no subsistema sudeste também apresentou baixa atratividade de investimento, quando comparada às outras alternativas de motorização. Isto ocorre pois esta alternativa é a que agrega o menor ganho de capacidade instalada para o SIN, resultando em menores ganhos de EASS e consequentemente tendo um impacto menos expressivo no aumento da receita do agente gerador. Também é destacado que devido ao baixo aproveitamento dos projetos de motorização no subsistema sudeste nos cenários climáticos de 1961 a 1990, 2041 a 2070 e 2071 a 2099, a análise econômica desta alternativa apresentou atratividade reduzida.

Porém, é notado na Figura 6.15 que a alternativa mais rentável para o investidor, ou seja, a que apresenta maior VME, é a alternativa de motorização dos subsistemas sudeste e sul. A análise de

decisões do problema da motorização mostra que apesar do considerável potencial de motorização dos subsistemas nordeste e norte, o baixo aproveitamento destes projetos em alguns cenários climáticos faz com que esta alternativa não seja tão atrativa quanto a motorização completa do sistema e a motorização dos subsistemas sudeste e sul.

7 CONCLUSÕES

O sistema elétrico brasileiro é muito dependente da geração hidrelétrica para o atendimento da demanda horária do sistema. Porém, a disponibilidade da geração hidrelétrica é dependente das vazões que chegam nos reservatórios das UHEs, que podem sofrer alterações em consequência das mudanças climáticas.

Muitos autores têm estudado os efeitos do clima em sistemas de energia elétrica e a vulnerabilidade de setores hidrelétricos frente às mudanças climáticas globais. Este trabalho apresentou a repotenciação e a motorização das UHEs brasileiras como possíveis alternativas para enfrentar os efeitos das mudanças climáticas. Para tal, foram simulados os impactos dos projetos de repotenciação e motorização de UHEs utilizando modelos que representam as alterações na vazão das bacias hidrográficas devido às mudanças climáticas.

A principal contribuição do trabalho é o desenvolvimento de uma metodologia de análise da implementação dos projetos de repotenciação e motorização de UHEs no Brasil. A metodologia de análise envolve explorar as incertezas que estão inseridas no problema. Neste sentido, o trabalho está limitado à consideração das incertezas do cenário de mudanças climáticas, do preço da energia elétrica e também do impacto dos projetos de repotenciação no ganho de capacidade instalada da UHE.

Foi mostrado que as mudanças climáticas provocam impactos distintos, muita das vezes contrários, nas vazões dos subsistemas equivalentes. Portanto, a simulação dos projetos de repotenciação e motorização também apresentam impactos distintos nos subsistemas, considerando os diferentes cenários climáticos.

Devido às mudanças climáticas no SIN, nos cenários climáticos futuros, de 2011 a 2100, os projetos de repotenciação e motorização aplicados aos subsistemas nordeste e norte se mostram subaproveitados, inviabilizando estes projetos em um cenário climático futuro. O contrário ocorre nas simulações destes projetos nos subsistemas sudeste e sul, onde estes projetos apresentam um melhor aproveitamento nos cenários climáticos futuros a partir de 2011.

Foi mostrado também que os projetos de repotenciação e motorização completa do SIN são afetados positivamente e negativamente pelas mudanças climáticas particulares de cada subsistema. Estes projetos são influenciados negativamente pelos subsistemas sudeste e sul e positivamente pelos subsistemas norte e nordeste no cenário climático de 1961 a 1990. Já nos cenários climáticos futuros, de 2011 a 2100, os subsistemas sudeste e sul influenciam positivamente o ganho de geração hidráulica, enquanto os subsistemas norte e nordeste tem influência negativa neste ganho.

Através da simulação por subsistemas equivalente, apesar do reconhecido potencial técnico dos projetos de repotenciação no Brasil, o incremento de capacidade instalada não é suficiente para incentivar muitas destas implementações, visto que grande parte destes casos de repotenciação simulados não apresentou ganhos significativos ao sistema e rentabilidade adequada para os agentes. Neste sentido, através de uma análise da perspectiva da vazão natural nas bacias hidrográficas onde as UHEs estão localizadas, buscou-se então determinar uma seleção de UHEs a qual a implementação da repotenciação pudesse agregar ganhos significativos para o sistema e rentabilidade de investimento.

Foi observado que na simulação das UHEs selecionadas pelo acréscimo de vazão natural, o incremento de capacidade instalada é suficiente para incentivar estas implementações, uma vez que a simulação apresentou ganhos significativos para o sistema. Portanto, a análise de decisão para os diversos casos de repotenciação aponta que a melhor decisão é a de investir na repotenciação das UHEs selecionadas pelo acréscimo de vazão natural nos cenários climáticos futuros.

Devido ao grande potencial de ganho de capacidade instalada no SIN através dos projetos de motorização de UHEs, a análise econômica para estes casos de simulação apresentou que estes projetos são viáveis na grande maioria dos cenários climáticos. A exceção é o caso de simulação da motorização do subsistema nordeste, que teve a inviabilidade apontada em cenários climáticos futuros. Desta forma, a análise de decisão para os casos de motorização admitidos expôs que todos os investimentos de motorização são rentáveis, porém a melhor decisão apontada pelo método é a motorização dos subsistemas sudeste e sul.

As simulações do impacto dos projetos de repotenciação e motorização, como forma de mitigar os efeitos do clima na geração hidrelétrica no SIN, realizadas neste trabalho expõem que estes projetos podem ter um papel fundamental no aumento da capacidade instalada e energia assegurada do sistema. Porém, a implementação de projetos desta natureza requer uma análise individualizada de bacias hidrográficas, com o intuito de identificar as UHEs que podem realmente apresentar grandes aproveitamentos de tais projetos. A realização destes projetos para todo o conjunto de UHEs do mesmo subsistema ou de todo o SIN faria com que muitos destes projetos fossem subaproveitados.

7.1 Limitações e Trabalhos Futuros

Na resolução do problema do despacho hidrotérmico de médio prazo, o modelo NEWAVE considera o sistema hidrelétrico brasileiro como quatro grandes reservatórios, o que despreza a diferença de afluências nas diversas bacias hidrográficas existentes em cada um dos quatro subsistemas existentes.

Esta aproximação considerada pelo modelo NEWAVE faz com que os resultados obtidos na simulação da EASS sejam valores intermediários para todas as UHEs do mesmo subsistema. Neste sentido, certamente há UHEs que apresentam aproveitamento superior e inferior aos resultados obtidos pela simulação do despacho de médio prazo.

Como trabalho futuro, busca-se o aprimoramento do modelo de despacho hidrotérmico, ou a utilização de modelos mais aprimorados, possibilitando a análise individualizada das UHEs e bacias hidrográficas. A partir disso seria possível determinar as UHEs que apresentariam bons aproveitamentos dos projetos de repotenciação e motorização.

Com a utilização de modelos mais aprimorados para a representação das bacias hidrográficas, surge a necessidade de uma melhor representação dos ganhos de capacidade instalada através dos projetos de repotenciação. É evidente que UHEs com características diferentes devem apresentar ganhos diferenciados de capacidade instalada devido aos projetos de repotenciação. Portanto, uma análise diferenciada do ganho de potência nas UHEs deve ser feito, levando em consideração a localização geográfica, bacia hidrográfica, dimensão da UHE, defasagem tecnológica dos equipamentos, tipo de turbina etc.

Na análise econômica e de decisão realizada, foram adotadas algumas premissas de definição dos custos de repotenciação e motorização das UHEs. A utilização de modelos mais aprimorados para a análise destes investimentos requer uma definição de custos de investimentos mais apurada, considerando custos atuais de repotenciação e motorização de UHEs, diferentes custos de investimento para unidades geradoras de característica, idade e capacidade instalada diferentes, e considerando possibilidades como o financiamento do investimento das obras.

As contribuições desta pesquisa também podem servir de ponto de partida para estudos futuros, por parte de órgãos governamentais, como o Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, Associação Nacional de Energia Elétrica e instituições acadêmicas, com o objetivo de aprofundar os aspectos técnicos, econômicos e regulatórios desta temática.

8 REFERÊNCIAS

Adam, K. N. Impactos de Mudanças Climáticas nos Regimes de Precipitação e Vazão na Bacia Hidrográfica do Rio Ibicuí. Dissertação. (Mestrado em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental). Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre – RS, 2011.

AMS, Glossary of Meteorology, 2ed. American Meteorology Society 2000. Disponível em: <<http://amsglossary.allenpress.com/glossary/>>. Acesso em: 18 dez. 2014.

Andrade, M. E.; Cosenza, J. P.; Rosa, P. L.; Lacerda, G. The vulnerability of hydroelectric generation in the Northeast of Brazil: The environmental and business risks for CHESF. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.16, p.5760–5769, 2012.

Andritz Hydro, 2012. Disponível em: <<http://www.andritz.com/hydro/hy-modernization-and-renewal-standard.htm>>. Acesso em: 21 mai. 2014.

ANEEL, Atlas da energia elétrica do Brasil. 3ed. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2008a. Disponível em < <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf>>. Acesso em: 18 dez. 2014.

ANEEL, 10 Anos. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2008b. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/aneel_10_anos.pdf>. Acesso em: 18 dez. 2014.

ANEEL, Cadernos Temáticos ANEEL: Energia Assegurada. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2005. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/caderno3capa.pdf>>. Acesso em:

ANEEL, Nota técnica N° 026/2011-SRG/ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2011.

ANEEL, Nota Técnica N° 290/2001 Agência Nacional de Energia Elétrica, 2001.

ANEEL, Nota técnica N° 070/2013-SRG/ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2013.

ANEEL, Regras de Comercialização: Garantia Física. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2014. Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/124/documento/03_-_garantia_fisica_2014.1.0.pdf>. Acesso em: 18 jun. 2014.

ANEEL, Resolução Normativa N° 394. Agência Nacional de Energia Elétrica, 1998.

ANEEL, Resolução N° 169/2001. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2001.

ANEEL, Decreto 5.163/2004. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2004.

Arvanitidis, N.V. ; Rosing, J. Composite representation of a multireservoir hydroelectric power system. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. 89, p.319–326, 1970.

Astorga, O. A. M.; Parnunzio, P. A.; Gyori, D. F. S.; Silveira, J. L. Repotenciação de PCH's - Aspectos Técnicos, Econômicos e Socioambientais. Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá – SP, 2008.

Azevedo, F. M. J. Uma Visão Integrada do Planejamento da Expansão e da Operação Energética do Sistema Elétrico Brasileiro. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade de São Paulo, São Paulo – SP, 2006.

Bajay, V. S.; Oliveira, M. I.; Domingues, M. C. P.; Conti, M. A.; Rcha, P. G.; Ssugai, M.; Gondin, C. G. J.; Barreto, L. A. L.; Vieira, M. . Avaliação da atual metodologia de cálculo da energia assegurada de usinas hidrelétricas. PCH Notícias & SHP NEWS. Ano 7. N 24. Universidade Federal de Itajubá, Itajubá – MG, 2000.

Benders, J. F. Partitioning procedures for solving mixed-variables programming problems. Numerische Mathematik, v.4, p.238–252, 1962.

Bermann, C. Análise de processos de repotenciação de PCHs. In: IV Conferência de PCH – Mercado & Meio Ambiente. São Paulo – SP, 2008.

Bermann, C.; Veiga C. R. J. ; Rocha S. G. A Repotenciação de Usinas Hidrelétricas Como Alternativa para o Aumento da Oferta de Energia no Brasil com Proteção Ambiental. World Wildlife Fund – WWF, 2004.

Blacken, W. D. Applying New Technology in the Upgrading or Uprating of Generators. Hydropower & Dams, No. 5, pp. 26-32, 1997.

Bortoni, C. Repotenciação: Bases teóricas, oportunidades e experiência internacional. In: Workshop Repotenciação de Usinas Hidrelétricas, 2011. Brasília – DF, 2011.

Bravo, J.M.; Collischonn, W.; Paz, A.R.; Allasia, D.; Domecq, F. Impact of projected climate change on hydrologic regime of the Upper Paraguay River basin. *Climatic Change*, v. 127, p. 27-41, 2014.

Bustamante, F. J.; Chou, C. S.; Rozante, R. J.; Gomes, L. J. Uma Avaliação da Previsibilidade de Tempo do Modelo ETA para a América do Sul. *Revista Brasileira de Meteorologia*, v.20, n.1, 59-70, 2005.

Campos, P. H. P. A Ditadura dos Empreiteiros: as empresas nacionais de construção pesada, suas formas associativas e o Estado ditatorial brasileiro, 1964-1985. Tese (Doutorado em História), Universidade Federal Fluminense, Niterói – RJ, 2012.

Canazio, A. Belo Monte: começa o desafio. *Canal Energia*, 2011. Disponível em: <<http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Retrospectiva.asp?id=84393&a=2011>>. Acesso em: 20 jul. 2014.

Castelato, D. Modernização e reabilitação de usinas hidrelétricas. Dissertação (Mestrado em sistemas de potência), Universidade de São Paulo, São Paulo – SP, 1994.

CCEE, Regras de comercialização: Garantia Física. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2013. Disponível em: < www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_076158>. Acesso em: 20 jul. 2014

CEPEL, Manual de Referência: Modelo NEWAVE. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2011.

CEPEL, Projeto NEWAVE. Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes: Manual do Usuário. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/086/documento/manualusuario.pdf>>. Acesso em: 20 jul. 2014.

Chen, F.; Janjic, Z. I.; Mitcheel, K. Impact of atmospheric surface-layer parameterization in the new land-surface scheme of the NCEP mesoscale Eta model. *Boundary Layer Meteorology*, v. 85, p. 391-421, 1997.

CHESF, Companhia Hidro Elétrica do São Francisco, 2014. Disponível em: <http://www.Chesf.gov.br/portal/page/portal/Chesf_portal/paginas/sistema_Chesf/sistema_Chesf_geracao/container_geracao?p_name=8A2EEABD3BFAD002E0430A803301D002>. Acesso em: 23 mai. 2014.

Chou, S. C.; Marengo, J. A.; Lyra, A. A.; Sueiro, G.; Pesquero, J. F.; Alvez, L. M. Kay, G.; Betts, R. Chagas, D. J.; Gomes, J. L.; Bustamante, J. F.; Tavares, P. Downscaling of South America present climate driven by 4-member HadCM3 run, v. 38, p. 635-653, 2012.

Dias, B. H. Programação Dinâmica Estocástica e Algoritmo de Fechos Convexos no Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro – RJ, 2010.

DOU, UHE Salto Santiago. Diário Oficial da União (DOU). Seção, Nº 99, 23 mai. 2012.

EMAE, Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A, 2014. Disponível em: <<http://www.emae.sp.gov.br/rasgao.htm>>. Acesso em: 11 jun. 2014.

EPE, 20º Leilão de energia A-3. Empresa de Pesquisas Energéticas, 2014a. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%B5es%202014/INFORME%20%C3%80%20IMPrensa04A3b.pdf>> Acesso em: 16 jan. 2015.

EPE, 20º Leilão de energia nova A-5. Empresa de Pesquisas Energéticas, 2014b. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/Leil%C3%A3o%20de%20Energia%20A-5%202014/Leil%C3%A3odeenergiapara2019contrata51usinascompot%C3%A4nciade4,9milMW.aspx>> Acesso em: 16 jan. 2015.

EPE, Anuário estatístico de energia elétrica 2013. Empresa de Pesquisas Energéticas, 2013. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/20130909_1.pdf>. Acesso em: 23 mai. 2014.

EPE, Metodologia de Cálculo da Garantia Física das Usinas. Empresa de Pesquisas Energéticas, 2008b. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_26/NT%20-%20metodologia%20de%20c%C3%A1culo%20da%20GF%20para%20novas%20usinas.pdf>

Acesso em: 23 mai. 2014.

EPE, Nota técnica N° 03/2008-EPE. Empresa de Pesquisas Energéticas. 2008a. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/20081201_1.pdf>. Acesso em: 23 mai. 2014.

EPE, Plano Nacional de Energia – PNE 2030, 2007. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PNE/20080111_1.pdf>. Acesso em: 23 out. 2014.

EPE, Balanço Energético Nacional – BEN 2013, 2013a. Disponível em: https://ben.epe.gov.br/downloads/S%C3%ADntese%20do%20Relat%C3%B3rio%20Final_2013_Web.pdf>. Acesso em: 23 out. 2014.

EPE, Plano Nacional de Energia – PNE 2050: Premissas Econômicas, 2013b. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/PNE2050_Premissas%20econ%C3%B4micas%20de%20longo%20prazo.pdf>. Acesso em: 23 dez. 2014.

Escelsa, 2001. Disponível em: <<http://www.escelsa.com.br/aescelsa/historia-ee-brasil.asp>>. Acesso em: 25 mai. 2014.

Faria, I. D. Ambiente e Energia: Crença e Ciência no Licenciamento Ambiental. Núcleo de Estudos e Pesquisas do Senado, 2011.

Fels, S. B.; Schwarzkopf, M. D. The simplified exchange approximation. A new method for radiative transfer calculations. J. Atmos. Sci., v. 32, p. 1475-1488, 1975.

Finardi, C, E. Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Utilizando Computação de Alto Desempenho. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Santa Catarina, Santa Catarina – SC, 1999.

Fortunato, L. A. M.; Araripe, T. A. A.; Albuquerque, J. C. R.; Veiga, M. F. P. Ferraz Pereira. Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica. Niterói: EDUFF, 1990. ELETROBRÁS/EDUFF Editora Universitária; Niterói; 1990.

Goldberg, J.; Lier, O. E. Rehabilitation of Hydropower: An introduction to Economic and Technical Issues. World Bank, 2011. Disponível em <www.zaragoza.es/contenidos/medioambiente/onu/1187-eng.pdf>. Acesso em: 21 nov. 2014.

Gomes, P. E. Potencial de repotenciação de usinas hidrelétricas no Brasil e sua viabilização. Dissertação (Mestrado em planejamento de sistemas energéticos), Universidade Estadual de Campinas, Campinas – SP, 2013.

Hackbart, R.; Franke, L. I. Mudanças Climáticas: Vulnerabilidades Socioeconômicas e Ambientais e Políticas Públicas para a Adaptação no Brasil. IV Encontro Nacional da Anppas, Brasília – DF, 2008.

IEC, Hydraulic Turbines, Storages Pumps and Pump-turbines – Rehabilitation and performance improvement. International Electrotechnical Commission 62256. Suíça, 2008.

IPCC, Summary for Policymakers. In: Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2007.

IPCC. Managing the Risks of Extreme Events and Disasters to Advance Climate Change Adaptation. In: A Special Report of Working Groups I and II of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge, UK, and New York, NY, USA, 2012.

ITAIPU, 2014. Disponível em: <<https://www.itaipu.gov.br/nossa-historia>>. Acesso em: 21 mai. 2014.

Janjic, Z. I. The step-mountain eta coordinate model: further developments of the convection, viscous sublayer and turbulence closure schemes. Monthly Weather Review, v. 122, p. 927-945, 1994.

Lancis, A. A.; Hansen, J. E. A parameterization of the absorption of solar radiation in earth's atmosphere. J. Atmos. Sci., v. 31, p. 118-133, 1974.

Lanzetti, F. D. D. Geração de cenários de energia natural afluyente através da adoção da metodologia do hipercubo latino. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro – RJ, 2010.

Lopes, G. E. J. Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Produção de Energia Elétrica. Tese (Doutorado em Engenharia), Universidade de São Paulo, São Paulo – SP, 2007.

Loureiro, C. G. P. Custo Marginal do Déficit de Energia Elétrica: Histórico, Avaliação e Proposta de uma Nova Metodologia. Dissertação (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro – RJ, 2009.

Maceira, M.E.P., Terry, L.A., Costa, F.S., Damázio, J.M., Melo, A.C.G. Chain of optimization models for setting the energy dispatch and spot price in the Brazilian system, Proceedings of the Power System Computation Conference: PSCC, v. 43, p. 24-28, 2002.

Marangon, J. W. L.; Colischonn, W.; Marengo, J. A. Efeitos das mudanças climáticas na geração de energia elétrica. Editora Hunter Books. 2014.

Marcato, A. L. M. Representação híbrida de sistemas equivalentes e individualizados para o planejamento da operação de médio prazo de sistemas de potência de grande porte. Tese (Pós Doutorado em Engenharia Elétrica), Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro – RJ, 2001.

Matos, V. L. Análise comparativa entre as modelagens de reservatório equivalente de energia agregado por subsistema e por cascata no problema do planejamento anual da operação energética. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis – SC, 2008.

Mellor, G. L.; Yamada, T.: Development of a turbulence closure model for geophysical fluid problems. Rev. Geophys. Space Phys., v. 20, p. 851-875, 1982.

Mesinger, F. A blocking technique for representation of mountains in atmospheric models. Riv. Meteor. Aeronaut., v. 44, p. 195-202, 1984.

MMA. Fontes Convencionais de Energia: Gás Natural. Ministério do Meio Ambiente, 2014. Disponível em: < <http://www.mma.gov.br/clima/energia/fontes-convencionais-de-energia/gas-natural>>. Acesso em: 20 nov. 2014.

MME, Estudos para Licitação da Expansão de Geração. Ministério de Minas e Energia, 2008. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/LeilaoA-52005_3/NotaTecnicaGarantiaFisica-A-5-2005.pdf>. Acesso em: 20 jul. 2014.

MME, Nota técnica MME/SPD/05. Ministério de Minas e Energia, 2005. Disponível em: <<http://www.cogen.com.br/legislacao/setoreletrico/2004/NotaTecnicaMME-SPD-05.pdf>>. Acesso em: 21 mai. 2014.

MME, Portaria MME 303/2004. Ministério de Minas e Energia, 2004. Disponível em: <<http://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=207824>>. Acesso em: 20 jul. 2014.

Moraes, M, A, L. Consideração dos Contratos de Fornecimento de Gás Natural com Cláusulas Take-or-Pay no Planejamento Energético a Médio Prazo. Dissertação (Mestrado em Matemática), Instituto Nacional de Matemática Pura e Aplicada, Rio de Janeiro – RJ, 2007.

Nakicenovic, N.; Alcamo, J.; Davi,s G.; Vries, B.; Fenhann, J.; Gaffin, S.; Gregory, K.; Grubler, A.; Jung, T. Y.; Kram, T.; Rovere, E. L.; Michaelis, L.; Mori, S.; Morita, T.; Pepper, W.; Pitcher, H.; Price, L.; Riahi, K.; Roehrl, A.; Rogner, H. H.; Sankovski, A.; Schlesinger, M.; Shukla, P.; Smith, S.; Swart, R.; Van, R. S.; Victor, N.; Dadi, Z. Special report on emissions scenarios, Cambridge University Press, UK, 2000.

Nóbrega, M. T.; Collischonn, W.; Tucci, C. E. M.; Paz, A. R. Uncertainty in climate change impacts on water resources in the Rio Grande Basin, Brazil. *Hydrology and Earth System Sciences*, v. 15, p. 585-595, 2011.

Nogueira, J. S. G. ; Munhoz, C. F. ; Altieri, S. G. R. As perspectivas de repotenciação de centrais hidrelétricas no sistema interligado nacional. In: XXI SNPTEE, Florianópolis – SC, 2011.

ONS, Plano da Operação Energética 2013/2017. Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2013. Disponível em: <http://www.ons.org.br/download/planejamento_eletrico/mensal/ONS%20RE-3-0125-2013.pdf>. Acesso em: 20 out. 2014.

ONS. Relatório de Validação do Modelo SUIISHI-O. Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2010. Disponível em <

http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Relatorio%20de%20Valida%C3%A7%C3%A3o%20SUIISHI%20-%202014%2001%2010.pdf>. Acesso em: 20 out. 2014.

Paiva, R. C. D.; Collischonn, W. and Buarque, D. C. Validation of a full hydrodynamic model for large-scale hydrologic modelling in the Amazon. *Hydrological Processes*, v. 27, p. 333-346 2012.

Penna, J. D. D.; Maceira P. E. M.; Damázio M. J. Selective Sampling Applied to Long-Term Hydrothermal Generation Planning. *Proceedings of 17th Power Systems Computation Conference*, Stockholm, Sweden, Aug, 2011.

Pereira, M.V.F. and Pinto, L.M.V.G. Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning. *Mathematical Programming*, v. 52, p. 359–375, 1991.

Queiroz, A. R. Simulação de custos marginais em mercado de energia elétrica utilizando redes neurais. Dissertação (Mestrado em ciências de Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Itajubá, Itajubá – MG, 2007.

Queiroz, A. R. A Sampling-based Decomposition Algorithm with Application to Hydrothermal Scheduling: Cut Formation and Solution Quality. Tese (Doutorado), The University of Texas, Austin, 2011.

Ribeiro S. R. Planejamento Hidrotérmico Considerando a Penetração de Geração Eólica em Sistemas Elétricos de Potência. Dissertação (Mestrado em sistemas elétricos de potência), Universidade Federal de Itajubá, Itajubá – MG , 2014.

Ribeiro, A. C.; Rodrigues W. H.; Araujo R. A. Análise de mercado e estudo de viabilidade financeira da implantação de uma empresa produtora de sabonetes para insetos. In: XXXII Encontro Nacional de Engenharia de Produção. *Desenvolvimento Sustentável e Responsabilidade Social: As contribuições da Engenharia de Produção*, Bento Gonçalves – RS, 2012.

Rodriguez, D. A.; Tomasella, J. Simulation of the impacts land use and land cover changes - LUCC on the hydrological response of the Ji-Parana Basin with MGB-INPE model. Proceedings of the EGU General Assembly. Vienna, Austria., v. 14, p.8264, 2012.

Santos, C. M. P. Reflexões sobre a modernização do parque hidrogerador diante dos avanços tecnológicos e dos instrumentos regulatórios. In: XVII SNPTEE, Uberlândia – MG, 2003.

Schaeffer, R.; Salem A. S.; Lucena, A. F. P.; Souza, R. R.; Borba, C. M. S. B.; Costa, I. V. L.; Pereira, A. O. J.; Cunha, S. H. Mudanças Climáticas e Segurança Energética no Brasil, 2008. Disponível em: <http://mudancasclimaticas.cptec.inpe.br/~rmclima/pdfs/destaques/CLIMA_E_SEGURANCA-EnERGETICA_FINAL.pdf>. Acesso em: 20 ago. 2014.

Scianni, A. L. Avaliação preliminar do efeito das mudanças climáticas na geração da energia elétrica. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Itajubá, Itajubá – MG, 2014.

Scianni, A. L.; Marangon, J. W. L. The Influence of Climate Change on Hydro Generation in Brazil. In: 2013 IEEE PowerTech, Grenoble, França, 2012.

Shams, N. S. Project Valuation and Power Portfolio Management in a Competitive Market. IEEE Transactions on Power Systems, v. 15, No.01. February, 2000.

Skinner, D. C. Introduction to decision analysis. 2nd ed. Florida: Probabilistic Publishing, 1999.

Silva, E. L. Formação de preços em mercados de energia elétrica. 2ed. Florianópolis – SC: Edição do Autor, 2012

Souza, N. A.; Jacobi, P. R. Expansão da matriz hidrelétrica no Brasil: as hidrelétricas da Amazônia e a perspectiva de mais conflitos socioambientais, 2008. Disponível em: <<http://www.anppas.org.br/encontro5/cd/artigos/GT17-601-577-20100903225428.pdf>>. Acesso em: 20 jul. 2014.

Toledo K. Quinto relatório do IPCC mostra intensificação das mudanças climáticas. Agência FAPESP, 2013. Disponível em:

<http://agencia.fapesp.br/quinto_relatorio_do_ipcc_mostra_intensificacao_das_mudancas_climaticas/17944/>. Acesso em: 20 nov. 2014.

Trajano, S. C. T. Cenários Futuros de Oferta e Demanda de Energia Elétrica: Simulações do Possível Racionamento até 2011. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro – RJ, 2008.

Veiga, J. R. C. Oportunidades de negócio com a repotenciação de usinas – aspectos técnicos, econômicos e ambientais. Dissertação (Mestrado em Energia), Universidade de São Paulo, São Paulo – SP, 2001.

Weitzel, L.; Rovere, E.; Cunha, R. As demandas do novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro. In: V Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. Políticas públicas para a Energia: Desafios para o próximo quadriênio, Brasília – DF, 2006.

ANEXOS

ANEXO A – Informações analisadas na simulação

Custo Marginal de Operação

Um dos resultados fornecidos na simulação do modelo NEWAVE é o CMO. O CMO é o custo necessário para atender 1 [MW] de demanda adicional com o uso dos recursos disponíveis no sistema, a partir do deplecionamento de reservatórios, de geração térmica ou pelo déficit de energia (Loureiro, 2009). Ele representa o custo variável do recurso mais caro a ser despachado, caso esse ainda tenha disponibilidade para suprir o próximo incremento de carga.

O NEWAVE fornece, no arquivo cmargXX.out, o custo marginal de demanda de cada submercado XX, em unidade monetária por megawatt-hora [\$/MWh]. Uma vez que o programa simula a operação do sistema com 2.000 séries sintéticas de energias afluentes, o arquivo de saída do CMO apresenta o custo do megawatt-hora incremental pra cada uma das 2.000 séries de cada mês e ano do horizonte de planejamento, como mostra resumidamente a figura a seguir. A média dos resultados de CMO das séries sintéticas do primeiro mês de simulação é o dado mais relevante e é utilizado como referência de comparação neste trabalho.

ANO: 2040														
	PAT	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	MEDIA
1	1	311.70	134.28	113.20	187.33	224.81	140.78	125.23	113.18	127.46	72.20	125.13	99.62	147.91
2	1	224.18	224.58	220.70	331.80	487.56	988.48	2112.46	1914.81	2150.55	2538.35	2902.90	396.86	1207.77
3	1	79.38	87.80	147.32	158.55	65.52	100.66	144.51	115.37	94.93	20.17	2.79	8.13	85.43
⋮														
730	1	0.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	48.31	37.27	24.12	30.47	0.00	0.00	11.69
731	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	27.55	49.22	68.39	23.35	51.33	4.42	18.69
732	1	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	86.11	82.77	115.63	100.64	121.62	98.50	54.88	55.02
⋮														
1471	1	281.83	212.40	229.68	139.82	207.29	212.30	411.91	332.43	332.45	323.76	250.80	246.51	265.10
1472	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	125.76	126.14	136.60	101.22	75.62	163.43	53.97	65.23
1473	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.66	21.96	14.34	0.32	0.00	0.00	4.02
⋮														
1999	1	232.42	61.59	0.00	0.00	0.00	53.72	26.01	25.64	31.81	4.20	16.43	28.32	40.01
2000	1	114.34	133.76	208.40	117.12	80.49	40.13	15.35	0.99	10.69	0.05	0.00	0.00	60.11
MEDIA		162.38	162.67	165.12	163.67	183.70	222.46	225.71	232.50	244.85	254.11	280.00	185.43	206.88

Déficits

O NEWAVE também fornece o resultado dos déficits de energia para cada um dos subsistemas elétricos durante o horizonte de planejamento. O déficit de energia é associado ao montante de demanda não atendida para qualquer nível interrupção. Em geral, o déficit de energia é previsível e é decorrente de uma deficiência na disponibilidade de energia, sendo causado por insuficiência de energia armazenada nos reservatórios, pelo atraso de obras importantes para o sistema, ou

pela insuficiência de investimentos na expansão em relação ao crescimento real da demanda (Loureiro, 2009).

O déficit de fornecimento de energia é representado como uma UTE de capacidade infinita, com custo de operação igual ao custo atribuído à interrupção de fornecimento de energia (CEPEL, 2011). Para diferenciar distintos níveis de importância de interrupções do fornecimento, o déficit de energia é dividido em patamares.

O NEWAVE fornece, no arquivo defXXpZ.out, o déficit de energia do submercado XX, no patamar de déficit Z, em megawatt-mês [MWmês]. O programa realiza a simulação da operação do sistema com 2.000 séries sintéticas de energias afluentes, portanto o arquivo de saída do déficit de energia apresenta o déficit de energia para cada uma das 2.000 séries de cada mês e ano do horizonte de planejamento, similarmente como apresentado na figura para o caso do CMO. A média dos resultados de déficit de energia das séries sintéticas do primeiro mês de simulação é a mais relevante e é a utilizada como referência de comparação neste trabalho.

Energia Armazenada Final

Na simulação do modelo NEWAVE, é fornecida a informação de Energia Armazenada Final de cada subsistema. Esta informação representa o quanto de energia que pode ser obtida no subsistema através do deplecionamento do reservatório equivalente sem considerar as afluições adicionais.

De maneira geral, a Energia Armazenada Final de um subsistema pode ser definida como a soma dos produtos do volume armazenado final em cada reservatório de acumulação pela produtividade média acumulada deste e de todas as usinas a jusante (Lopes, 2007).

O NEWAVE fornece, no arquivo earmfXX.out, a energia armazenada final do submercado XX, em megawatt-mês [MWmês]. A média dos resultados de energia armazenada final das séries sintéticas do primeiro mês de simulação é a mais relevante e é a utilizada como referência de comparação neste trabalho.

Geração Hidráulica Máxima

A informação de Geração Hidráulica Máxima fornecida pelo NEWAVE apresenta a geração hidráulica máxima esperada para cada subsistema. Durante a simulação da operação, é assumido que a disponibilidade de geração hidráulica no sistema se modifica conforme os níveis de armazenamento se modificam.

A geração hidráulica máxima é diferente da geração hidráulica total do sistema. A geração hidráulica total é a energia que pode ser obtida pelas vazões que fluem nos reservatórios somada com a energia das UHEs a fio d'água e com geração da vazão mínima obrigatória de cada usina com reservatório.

Já a geração hidráulica máxima é independente da série hidrológica considerada, dependendo apenas da configuração do sistema. Desta forma, para cada mês do horizonte de planejamento, três valores de geração hidráulica máxima são calculados, correspondentes à queda líquida considerando os reservatórios em três níveis: volume mínimo; volume correspondente a 65% do volume útil; e volume máximo (CEPEL, 2011).

A partir destes três pontos, é ajustada uma parábola de segundo grau para a obtenção da geração hidráulica máxima em função da energia armazenada no mês.

O NEWAVE fornece, no arquivo ghmaxXX.out, geração hidráulica máxima do subsistema XX, em megawatt-mês [MWmês]. A média dos resultados de geração hidráulica máxima das séries sintéticas do primeiro mês de simulação é a mais relevante e é a utilizada como referência de comparação neste trabalho.

Metodologia de Cálculo da Energia Assegurada

Esta seção apresenta a metodologia de cálculo adotada nesse trabalho para simulação e obtenção da EASS. Além disso, é apresentada a ideia geral do software SEASS, desenvolvido em Marangon et al (2014), e utilizado neste trabalho para a obtenção da EASS.

Até o ano de 2004, o cálculo da EASS para UHEs despachadas de forma centralizada era feito em conjunto pelo Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE) e pelo ONS, segundo critérios apresentados no sub-módulo 7.8 “Cálculo da Energia e

Potência Asseguradas dos Aproveitamentos Hidroelétricos” dos Procedimentos de Rede. Já o valor da EASS das PCHs era calculado pela ANEEL, conforme metodologia estabelecida na sua Resolução Normativa N° 169/2001, da própria ANEEL.

Com a publicação do Decreto N°. 5.163/2004 ficou definido que a forma de cálculo da EASS dos empreendimentos de geração é de responsabilidade do MME, e a execução deste cálculo é de responsabilidade da EPE.

A EASS ou Garantia Física (GF) é a quantidade máxima de energia que os geradores hidrelétricos e os geradores termelétricos podem comercializar em contratos de venda de energia elétrica. A GF do sistema corresponde á quantidade máxima de energia que este sistema pode suprir a um dado critério de garantia de suprimento. Essa energia é rateada entre todos os empreendimentos de geração que constituem o sistema (CCEE, 2013).

A GF do SIN é determinada com a com a configuração estática, ajustada para a igualdade do CMO médio anual com o Custo Marginal de Expansão (CME), admitindo-se uma tolerância. A GF do sistema é então rateada em dois grandes blocos de energia: bloco hidráulico e bloco térmico. Estes blocos são obtidos através da multiplicação da GF total por um Fator Hidráulico (FH) e um Fator Termelétrico (FT), respectivamente (EPE, 2008b).

Já estes fatores correspondem à participação relativa das gerações hidráulica e térmica na geração total do sistema e são calculados com base em uma ponderação pelo CMO obtido pelo NEWAVE (EPE, 2008b).

A EASS de um empreendimento hidrelétrico é calculada através de uma relação entre a energia firme (EF) de uma usina específica e a EF total do sistema, obtido através do software MSUI, multiplicado pelo bloco hidráulico obtido através dos resultados das simulações com o programa NEWAVE. Já a EASS das UTEs é obtida através do bloco térmico proveniente dos resultados do programa NEWAVE, a potência máxima de cada usina e também pelas taxas de indisponibilidade forçada e programada das UTEs (Marangon et al, 2014).

A EF de uma UHE corresponde à máxima produção contínua de energia que pode ser obtida, supondo a ocorrência da sequência mais seca registrada no histórico de vazões do rio onde ela

está instalada (ANEEL, 2005). Com base nesse histórico, e utilizando recursos estatísticos, podem ser simuladas muitas possibilidades de sequências de vazões para cada usina.

Para esse trabalho, seguindo as premissas de MME (2005), as simulações com o NEWAVE são feitas com uma configuração estática em um horizonte de 5 anos, com períodos estáticos de estabilização inicial de 10 anos, como forma de amortecer a influência das condições iniciais de armazenamento e afluições; a estabilização final é de 5 anos, como forma de amortecer a influência das condições de fechamento de horizonte simulado.

Para o cálculo da EASS é adotada a aferição do atendimento ao risco pré-fixado de 5 %, que toma por base a média dos riscos entre 11º e o 15º ano do período de simulação, onde são utilizadas as 2.000 séries sintéticas de ENA conforme mostrado em (Marangon et al, 2014). No processo de ajuste para a obtenção da média de 5% para o risco prefixado durante os cinco anos da simulação com a configuração estática, é mantida uma proporção fixa entre as ofertas dos subsistemas Sul e Sudeste, assim como nas ofertas dos subsistemas Norte e Nordeste. O processo é considerado convergido quando, no mínimo, um dos dois subsistemas de cada sistema (Sul/Sudeste e Norte/Nordeste) simultaneamente atinge o risco de 5%, com uma tolerância que é admitida de 0,05%.

Rateio da Oferta Hidrelétrica entre as UHEs

O rateio da EASS do sistema entre os blocos de UHEs e de UTEs é baseado na ponderação, pelo CMO, das gerações obtidas na simulação para cada série sintética de ENA. A oferta hidráulica (OH) é obtida pela equação a seguir.

$$OH = \sum_{s=1}^4 cc_s \cdot FH$$

Onde,

cc_s carga crítica do subsistema s, cujo somatório representa a oferta global do sistema garantida a 95%;

FH fator hidráulico, que valoriza a geração em cada mês e em cada série pelo CMO.

O Fator Hidráulico é calculado pela seguinte equação.

$$FH = \frac{\sum_{s=1}^4 \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=1}^{15} \sum_{k=1}^{2000} gh_{i,j,k,s} \cdot cmO_{i,j,k,s}}{\sum_{s=1}^4 \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=1}^{15} \sum_{k=1}^{2000} [gh_{i,j,k,s} + \sum_{l=1}^n gt_{i,j,k,l,s}] \cdot cmO_{i,j,k,s}}$$

Onde,

$gh_{i,j,k,s}$ geração hidráulica total, para o mês i , para o ano j , para a série k e para o subsistema s .

$gt_{i,j,k,l,s}$ geração térmica total, para o mês i , para o ano j , para a série k , para a térmica l e para o subsistema s .

$cmO_{i,j,k,s}$ custo marginal de operação, para o mês i , para o ano j , para a série k e para o subsistema s .

n número de térmicas do sistema

O rateio da oferta hidráulica global pelas usinas é feito proporcionalmente à EF de cada usina. Para tanto, é utilizado um modelo de simulação estático que represente as usinas individualizadas, o modelo MSUI (Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas), da Eletrobrás. A EF é calculada considerando as vazões do período crítico do sistema brasileiro (junho de 1949 a novembro de 1956). Este período é o mesmo utilizado no dimensionamento das UHEs (Bajay et al., 2000).

De maneira a realizar uma discretização da EASS ao longo da motorização de uma usina hidrelétrica, a EASS de cada uma das unidades geradoras é calculada a partir da proporção de suas EFs determinadas em simulações considerando a evolução da entrada das unidades geradoras (MME, 2008).

Rateio da oferta térmica pelas UTES

A oferta térmica (OT) é obtida de maneira semelhante às expressões apresentadas para o rateio da oferta hidráulica, substituindo-se a variável gh (geração hidráulica por subsistema) por gt (geração térmica por classe), conforme indicado pelas equações a seguir.

$$OT(l, s) = \sum_{s=1}^4 cc_s \cdot FT$$

$$FT = \frac{\sum_{s=1}^4 \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=11}^{15} \sum_{k=1}^{2000} [\sum_{l=1}^n gt_{i,j,k,l,s}] \cdot cmo_{i,j,k,s}}{\sum_{s=1}^4 \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=11}^{15} \sum_{k=1}^{2000} [gh_{i,j,k,s} + \sum_{l=1}^n gt_{i,j,k,l,s}] \cdot cmo_{i,j,k,s}}$$

Observa-se que o cálculo da oferta térmica é realizado por usina térmica (ou classe térmica). Já a oferta hidráulica é calculada para o conjunto global das usinas da configuração, necessitando de uma etapa posterior para que essa oferta seja rateada entre as usinas, com base na EF associada a cada uma das usinas (MME, 2004).

A oferta de uma UTE é limitada ao valor de sua máxima disponibilidade, sendo o excedente distribuído entre as demais usinas térmicas da configuração, proporcionalmente às suas EASS calculadas anteriormente. Caso a nova oferta ultrapasse a respectiva disponibilidade máxima da usina, é feito um novo rateio nos mesmos moldes (MME, 2005). A disponibilidade máxima de uma usina térmica é dada pela seguinte equação.

$$D_{\max} = P_{\text{Efetiva}} \cdot FC_{\max} \cdot (1 - IF) \cdot (1 - IP)$$

Onde,

D_{\max} disponibilidade máxima de uma usina termelétrica em [MW]

P_{Efetiva} potência efetiva da usina (ou classe) em [MW]

FC_{\max} fator de capacidade máximo da usina (ou classe)

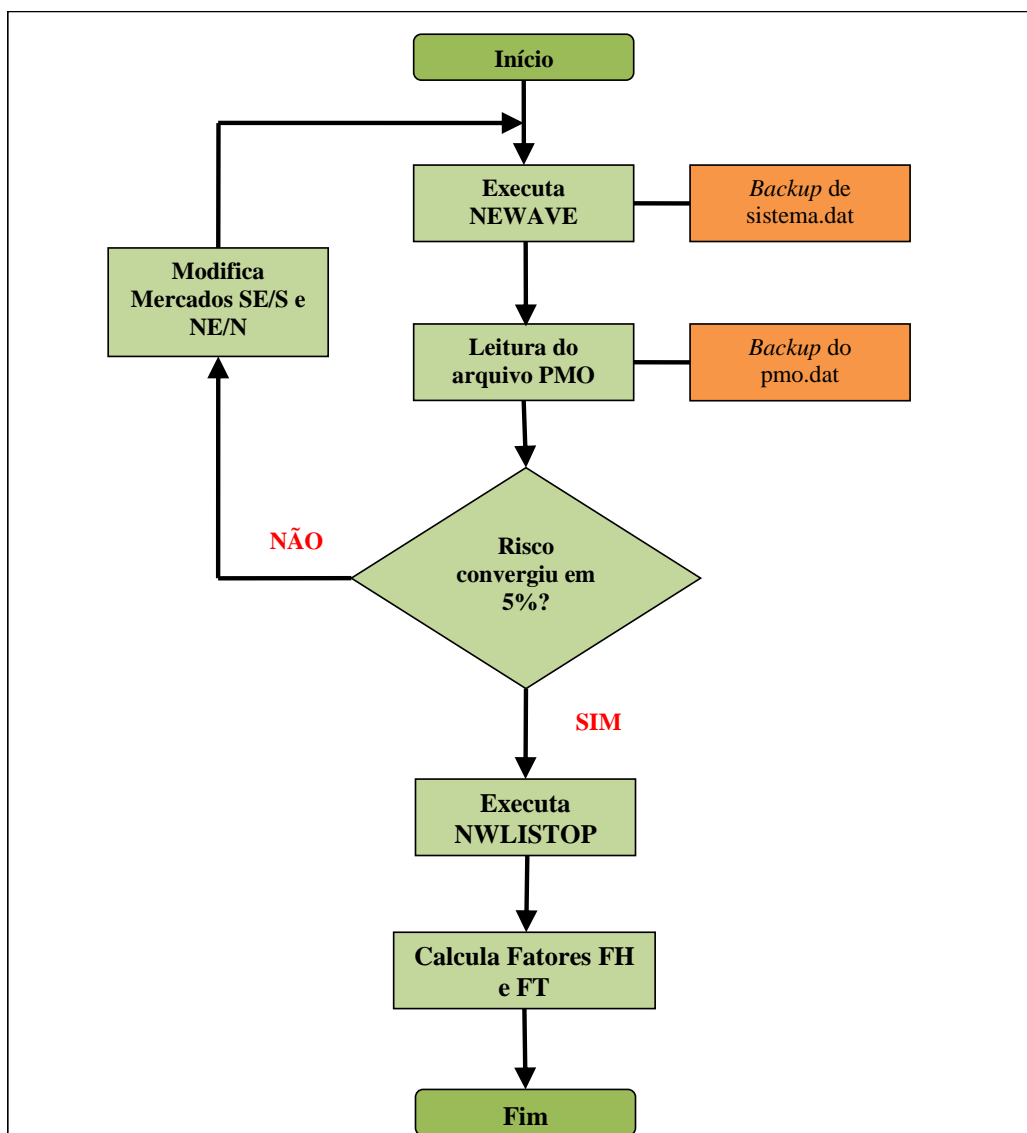
IF taxa equivalente de indisponibilidade forçada

IP taxa de redução de disponibilidade por manutenção programada

Software SEASS

O diagrama de blocos da figura a seguir ilustra o funcionamento do SEASS. Inicialmente, é necessário formatar os arquivos de entrada do programa NEWAVE. Depois disso define-se a primeira iteração, durante o início dessa etapa é criado um arquivo de *backup* para o arquivo

“sistema.dat” e inicia-se a execução do NEWAVE. Durante o processamento de um caso de energia assegurada várias chamadas do NEWAVE são feitas até que ocorra a convergência do risco. Esse processo demanda elevado esforço e tempo computacional para convergência dos casos de simulação. A versão do NEWAVE multi-processada usada nesse trabalho permite que os processos de otimização energética sejam distribuídos entre vários processadores. Para o aproveitamento deste recurso, o SEASS possibilita a chamada do NEWAVE para o ambiente Linux; isso permite a redução no tempo computacional viabilizando realizar o extenso conjunto de simulações.



Após a execução do NEWAVE, o arquivo contendo o relatório de acompanhamento do programa, “pmo.dat”, é gerado como saída do NEWAVE e pode ser analisado. Matrizes são montadas com as informações do risco anual de déficit (%) armazenando o risco por subsistema, por ano e por iteração. Também é calculado o risco médio por subsistema ao longo dos anos da simulação. Com a criação de um *backup* para o arquivo “pmo.dat” é finalizada esta etapa.

O processo de decisão se inicia verificando o risco médio dentro de 5% com tolerância de 0,05%. Caso não se enquadre, é necessário fazer ajustes no mercado de energia dos subsistemas. O arquivo “sistema.dat” que contem essa informação é, então, atualizado. Estes ajustes são feitos com proporções variáveis através das informações de tendências das iterações anteriores. Atualizado o arquivo “sistema.dat” com os novos valores de mercado de energia inicia-se uma nova iteração do processo, o NEWAVE é chamado novamente, reiniciando o ciclo.

Caso haja convergência, encerra-se o ciclo de chamada do NEWAVE. O SEASS executa o NWLISTOP, que lista em arquivos as informações de saída da política de operação. Das informações geradas, o custo marginal de operação e as gerações hidráulicas e térmicas são analisadas no bloco Calcula Fatores. O Fator Hidráulico (FH) e Fator térmico (FT) são calculados. Diante da convergência, o rateio da oferta é obtido e a EASS pode ser determinada finalizando o SEASS.

ANEXO B - Usinas da configuração do parque gerador presente e futuro

Usinas Adicionadas da Configuração do Parque Gerador Presente

Usinas Hidrelétricas - Sudeste / Centro-Oeste							
1	Camargos	33	São Simão	124	Lajes	229	Teles Pires
2	Itutinga	37	Barra Bonita	126	Picada	241	Slt Verdinho
4	Funil-Grande	38	A.S. Lima	127	Sobragi	249	Ourinhos
6	Furnas	39	Ibitinga	129	Simplício	251	Serra Mesa
7	M. De Moraes	40	Promissão	130	Ilha Pombos	252	Cana Brava
8	Estreito	42	Navanhandava	131	Nilo Peçanha	253	São Salvador
9	Jaguará	44	Ilha Solteira Eq.	132	Fontes	257	Peixe Angical
10	Igarapava	45	Jupia	133	P. Passos	261	Lajeado
11	Volta Grande	46	P. Primavera	134	Salto Grande	262	Salto
12	P. Colômbia	47	A.A. Laydner	135	P. Estrela	276	Rondon 2
14	Caconde	48	Piraju	139	Candongá	278	Manso
15	E. Da Cunha	49	Chavantes	141	Baguari	279	Samuel
16	A.S. Oliveira	50	L.N. Garcez	143	Aimorés	281	Ponte Pedra
17	Marimbondo	51	Canoas Ii	144	Mascarenhas	283	Sta Clara Mg
18	A. Vermelha	52	Canoas I	148	Irape	285	Jirau
20	Batalha	61	Capivara	153	Sao Domingos	287	Sto Antonio
21	Serra Facão	62	Taquarucu	155	Retiro Baixo	290	Espora
24	Emborcação	63	Rosana	156	Três Marias	319	Fic Mauá
25	Nova Ponte	66	Itaipu	162	Queimado	304	Itiquira I
26	Miranda	117	Guarapiranga	192	Guilman-Amor	305	Itiquira Ii
27	Capim Branc1	118	Billings	193	Sa Carvalho	310	Dardanelos
28	Capim Branc2	119	Henry Borden	195	Jauru	311	Cacu
29	Corumba Iv	120	Jaguari	196	Guaporé	312	B. Coqueiros
30	Corumba I	121	Paraibuna	203	Corumba Iii	315	Foz R. Claro
31	Itumbiara	122	Santa Branca	217	Rosal		
32	Cach. Dourada	123	Funil	228	Colider		

Usinas Hidrelétricas - Sul							
57	Mauá	83	Baixo Iguaçu	97	Castro Alves	113	Itauba
71	Sta Clara Pr	86	Barra Grande	98	Monte Claro	114	D. Francisca
72	Fundão	89	Garibaldi	99	14 De Julho	115	G.P. Souza
73	Jordao	90	Campos Novos	101	São Jose	215	Salto Pilão

74	G.B. Munhoz	91	Machadinho	102	Passo S Joao		
76	Segredo	92	Ita	103	Foz Chapeco		
77	Sl. Santiago	93	Passo Fundo	110	Ernestina		
78	Salto Osorio	94	Monjolinho	111	Passo Real		
82	Salto Caxias	95	Quebra Queixo	112	Jacuí		

Usinas Hidrelétricas - Nordeste

154	Itapebi	176	Comp Paf-Mox	190	B. Esperança	298	Fic Irape
169	Sobradinho	178	Xingo	294	Fic Queimados	308	Fic Retiro
172	Itaparica	189	P. Cavalo	295	Fic Três Marias		

Usinas Hidrelétricas - Norte

267	Estreito Toc	280	Coaracy Nune	291	Fic Serra M	306	Fic São Sal
272	Curua-Una	284	Ferreira Gom	292	Fic Cana Br	314	Belo Monte C
275	Tucurui	286	Sto Ant Jari	302	Fic Lajeado		
277	Balbina	288	Belo Monte	303	Fic Peixe A		

Usinas Adicionadas na Configuração do Parque Gerador Futuro

Novas Usinas Hidrelétricas - Sudeste / Centro-Oeste							
194	Traira Ii	466	Mortes 2-322	400	Slt Utariti	237	Cach Do Cai
250	Mirador	479	Pompeu	401	Foz Do Sacre	227	Sinop
258	Agua Limpa	493	Formoso	402	Erikpatsa	230	Sao Manoel
259	Toricoejo	396	Pocilga	236	Jamanxim	231	Foz Apiacas
270	Torixoreu	397	Jacaré	186	Itaocara	232	Chacorão
239	S L Tap Comp	398	Foz Formiga	187	Barra Pomba	233	Jatobá
392	Juruena	235	Cach Patos	269	C. Magalhães	410	Apiaka-Kayab
394	Cachoeirão	534	Crenaque	340	Tabajara	411	Escondido
234	Jardim Ouro	535	Resplendor	347	Sumauma	412	Slt Aug Baix
414	S Simão Alto	537	Travessão	406	Kabiara	238	S. L. Tapajós
426	Maranhão Bai	138	Baú I	407	Tucuma		
428	Porteiras 2	149	Murta	409	Castanheira		

Novas Usinas Hidrelétricas – Sul							
56	Telem Borba	116	Tijuco Alto	75	S.Gde Chopim	3	São Miguel
88	São Roque	566	Santa Branca	567	Fic Santa Br	23	Davinópolis
89	Garibaldi	549	Ari Franco	80	Sao Joao	318	Fic Telem B
543	Paraiso	584	Paranhos	81	Cachoeirinha		
100	Itapiranga	58	São Jeronimo	85	Pai Quere		

Novas Usinas Hidrelétricas – Nordeste							
170	Riacho Seco	200	Cachoeira	202	Castelhano	480	Fic Pompeu
198	Ribeiro Gonc	201	Estr. Parn.	307	Fic Murta	494	Fic Formoso
199	Urucui						

Novas Usinas Hidrelétricas – Norte							
268	S. Quebrada	299	Fic Couto M	472	Cach Caldeir	427	Fic Maranh B
274	Marabá	339	Bem Querer	316	Fic Agua Lim	429	Fic Portei 2
337	Paredão	300	Fic Torixor	317	Fic Toricoej	197	Ferreira Gom
293	Fic Mirador	314	B.Monte Comp	467	Fic Mortes 2		

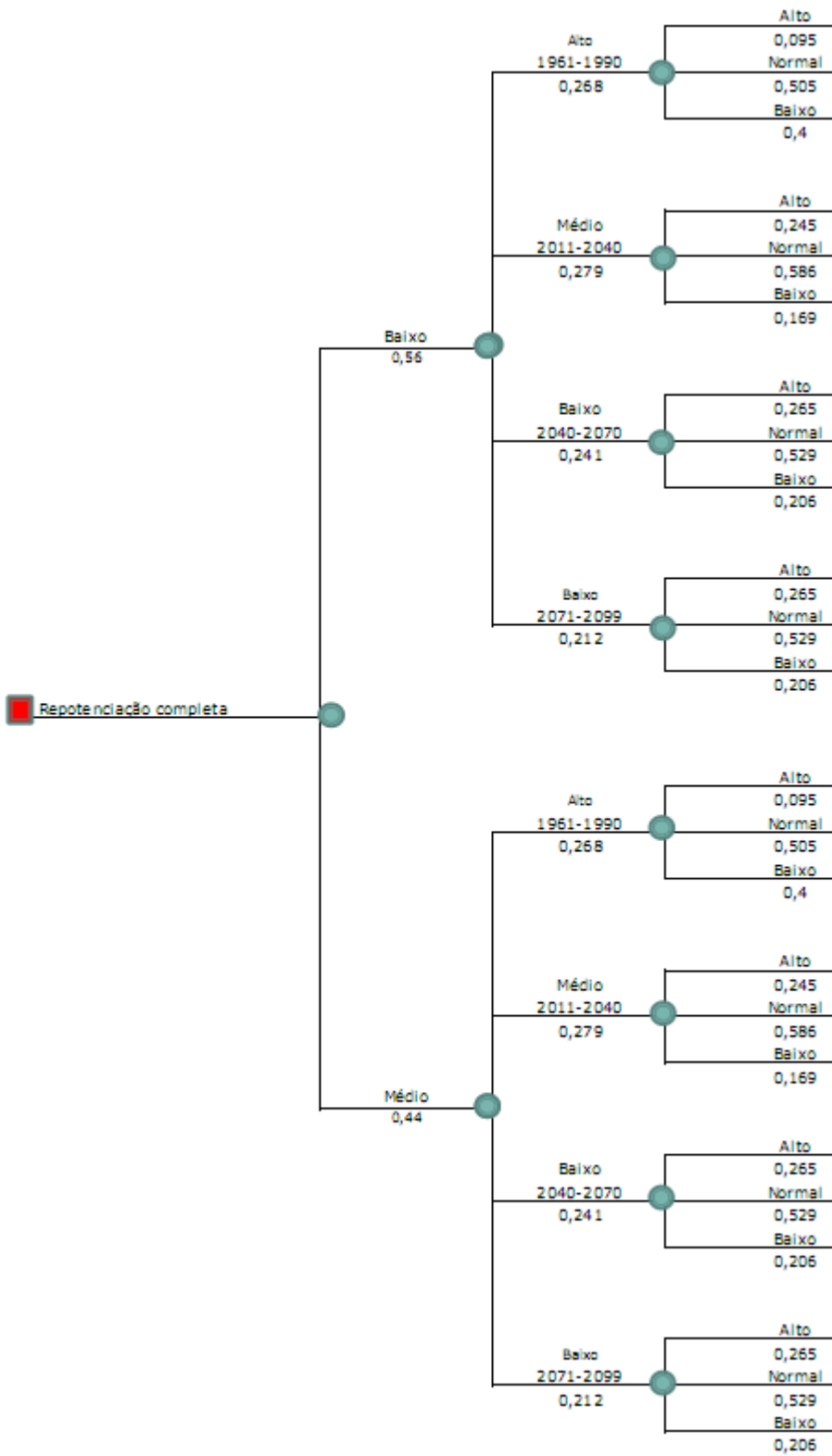
ANEXO C – Árvore de cenários do problema de repotenciação

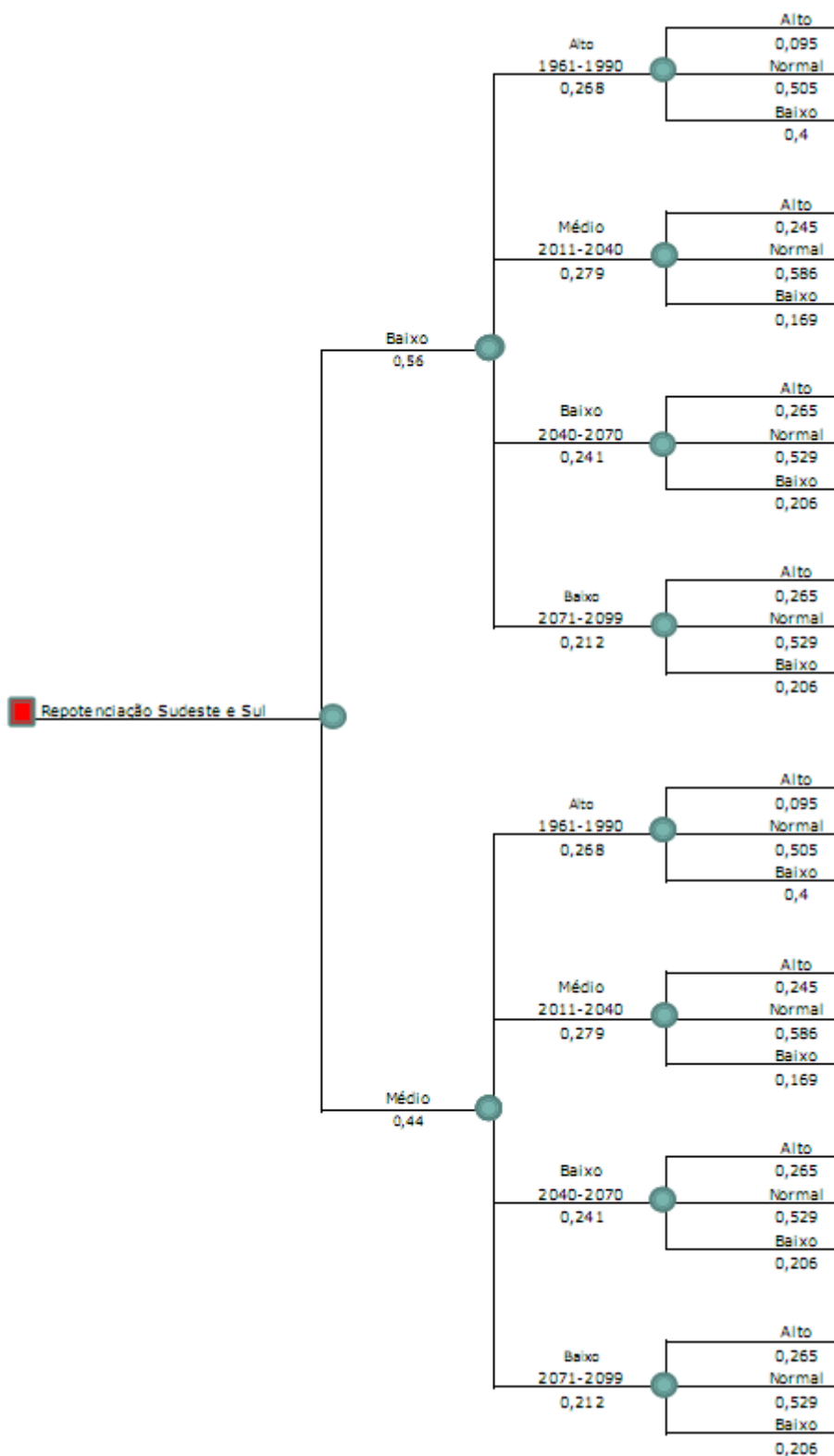
Investimento

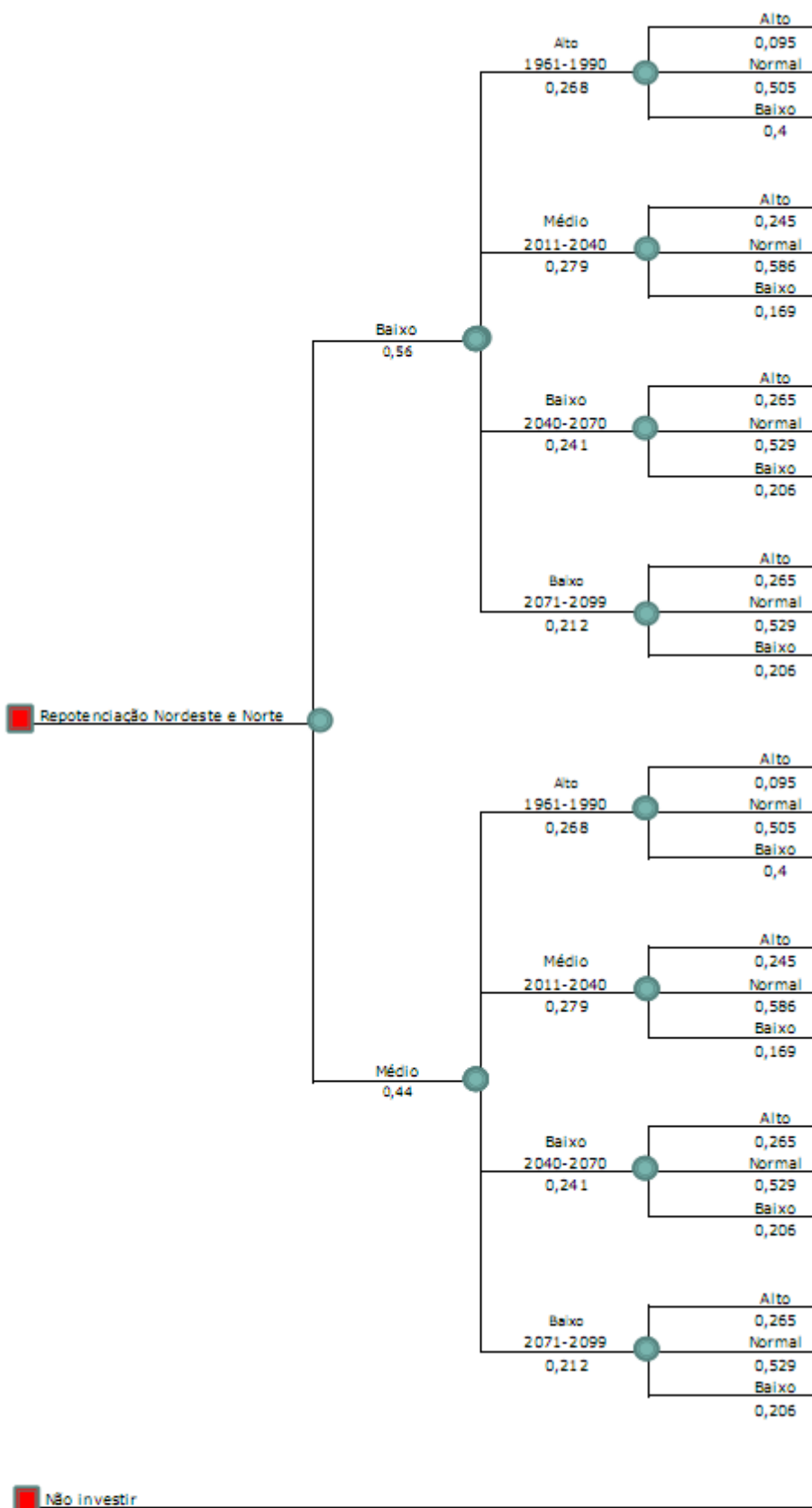
Nível de Ganho de Capacidade Instalada

Cenário Climático

Preço da Energia







ANEXO D - Árvore de cenários do problema de motorização

Investimento

Cenário Climático

Preço da Energia

