

## **ANÁLISE DE DECISÃO SOBRE INVESTIMENTO EM MOTORIZAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS CONSIDERANDO EFEITOS DE MUDANÇAS CLIMÁTICAS**

### **Fernando Henrique Tavares Borborema**

Instituto de Sistemas Elétricos e Energia, Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI  
Itajubá, Minas Gerais, CEP: 37500-903  
fernandobth8@gmail.com

### **Anderson Rodrigo de Queiroz**

Instituto de Sistemas Elétricos e Energia, Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI  
Itajubá, Minas Gerais, CEP: 37500-903  
ar\_queiroz@yahoo.com.br

### **Luana Medeiros Marangon Lima**

Instituto de Sistemas Elétricos e Energia, Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI  
Itajubá, Minas Gerais, CEP: 37500-903  
luana\_marangon@yahoo.com.br

### **José Wanderley Marangon Lima**

Instituto de Sistemas Elétricos e Energia, Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI  
Itajubá, Minas Gerais, CEP: 37500-903  
marangon@projosom.com.br

## **RESUMO**

O setor de geração de energia do Brasil é basicamente composto de fontes renováveis. As fontes renováveis, onde a hidro eletricidade, se inclui são dependentes das condições climáticas. Neste sentido, alterações no clima global podem alterar a geração de energia prevista destas fontes. Este trabalho apresenta uma análise da alternativa de motorização de usinas hidrelétricas considerando os efeitos das mudanças climáticas no Brasil. Foram identificadas as usinas hidrelétricas que estão aptas a serem motorizadas no Brasil e foram feitas simulações de despacho hidrotérmico considerando a motorização destas usinas. O trabalho busca realizar análises dos resultados obtidos nas simulações e identificar a melhor alternativa de investimento para o investidor.

**PALAVARAS CHAVE. Motorização de Usinas, Análise de Decisão, Mudanças Climáticas.**

**EN- PO na Área de Energia**

## **ABSTRACT**

The electricity production in Brazil is basically dependent on renewable energy sources. Renewables, which includes the hydroelectricity, however, are dependent on the climate conditions. In this sense, variations on the global climate can interfere in the country electricity production. This work presents an analysis of hydropower plants motorization alternative considering the effects of climate change in the Brazilian hydroelectric generation system. We identify hydropower plants that are capable of being motorized in Brazil and simulations of a hydrothermal scheduling more are performed considering the motorization plan. This study aims to analyze simulation results, seeking to identify the best investment alternative for an investor.

**KEYWORDS. Power Plants Motorization, Decision Analysis, Climate Change.**

**EN- OR in the Area of Energy**

## 1. Introdução

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 afluências (vazões naturais) nos reservatórios das usinas hidrelétricas (UHEs).

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, 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 empresas de geração devem voltar sua atenção para os investimentos que venham a adaptar seus portfólios às mudanças climáticas.

Neste sentido, surge a necessidade da consideração dos efeitos destas alterações climáticas na geração de energia elétrica do Brasil em análises de alguns investimentos relacionados à expansão da geração de energia elétrica. Busca-se então avaliar o efeito que estas mudanças climáticas podem provocar nos investimentos em projetos de motorização de UHEs. A motorização é definida como a instalação de unidades geradoras em usinas existentes que operam com uma quantidade de unidades geradoras inferior ao número projetado, concluindo assim projeto originalmente previsto para a usina.

Visto que a motorização de UHEs pode ser uma alternativa para aumentar a produção de energia elétrica no país, este trabalho faz uma primeira avaliação quantitativa desta possibilidade para o sistema interligado nacional (SIN). Inicialmente, foram identificadas as UHEs candidatas a motorização de poços existentes, sendo assim, um conjunto de alternativas de motorização foi definido. Utilizando também informações de vazões naturais provenientes de uma interação entre modelos chuva-vazão e o modelo climático regional Eta-CPTEC apresentadas em (Marangon, 2014) foram montados casos de simulação do problema de despacho hidrotérmico no Brasil. Simulações do problema de despacho foram feitas com o modelo NEWAVE, modelo oficial adotado no setor, responsável por definir a energia assegurada (EASS) do SIN.

De posse da análise quantitativa destes projetos para o SIN, busca-se avaliar economicamente as alternativas com o propósito de se avaliar os possíveis benefícios de cada uma das implementações para o investidor. Utilizando essas informações é desenvolvido aqui um modelo para análise e tomada de decisão quanto à melhor alternativa a ser escolhida. A análise de decisão é um processo estruturado e sistemático que ajuda o tomador de decisão a pensar logicamente sobre problemas complexos e decidir quanto a 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 (Clemen, 2004).

Entre as variáveis de incerteza existentes em um problema desta natureza, são consideradas as incertezas da ocorrência futura das mudanças climáticas, assim como a incerteza dos preços de energia elétrica. Com as incertezas do problema definidas, busca-se aplicar a metodologia de análise de decisão para que a alternativa de maior rentabilidade para o investidor pudesse ser evidenciada.

## **2. Impactos do Clima na Geração e Perspectivas Para Motorização de Hidrelétricas**

Na realização de estudos dos 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; sendo que estes modelos são representações aproximadas de sistemas extremamente complexos (Bustamante et al, 2005).

A maior parte da geração de energia elétrica no Brasil é proveniente de UHEs. Para avaliar o impacto de alterações climáticas na geração de energia hidrelétrica, é preciso projetar o impacto destas alterações sobre as vazões naturais afluentes em 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 como o do Brasil (Schaeffer et al., 2008).

Portanto, 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). Neste trabalho foram utilizados os dados do quarto relatório de mudanças climáticas do Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), disponibilizados em 2007 (IPCC, 2007), entre os cenários de emissões de gases 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.

Utilizando estes dados de mudanças climáticas, foi apresentado em (Marangon et al., 2014) que devido as 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.

Neste contexto, surge então a oportunidade de avaliar a motorização 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.

No Brasil, durante as décadas de 1960 a 1980, era muito comum a construção e operação de UHEs com a disponibilidade de implementação de unidades geradoras adicionais em poços existentes disponíveis, com a finalidade de atender, futuramente, a ponta de carga do sistema. Algumas dessas expansões previstas acabaram não ocorrendo, deixando como legado, um potencial não desprezível para a motorização destas UHEs (Gomes, 2013).

Fica evidente então a oportunidade alternativa de expansão da capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil sem a necessidade da construção de novas UHEs, explorando apenas a complementação da motorização dos poços livres existentes nas UHEs que foram projetadas para abrigarem uma quantidade de unidades geradoras superior ao número em estado operativo atualmente. No Brasil, segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e da Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF), existem 15 UHEs que dispõe de poços existentes passíveis de motorização, os quais são apresentados na Tabela 1 (CHESF, 2014 ; ANEEL, 2013).

**Tabela 1:** Potencial existente para instalação de novas unidades geradoras

Empresa	Usina	Rio	UF	Nº de	Potência
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

Com a motorização dos 33 poços disponíveis no SIN, seria possível aumentar à capacidade instalada do sistema em 7.215 [MW], valor este que é comparável a construção de uma UHE de grande porte, tal qual a UHE de Tucuruí, a terceira maior hidrelétrica do Brasil.

### 3. Modelagem do Problema de Tomada de Decisão

De acordo com (Sheblé, 1999), um dos primeiros passos para a análise de decisões é listar todas as opções viáveis para: agrupamento de informações, experimentos e ações. O próximo passo é gerar uma lista de eventos que podem ocorrer e dispor esta lista em ordem cronológica. O passo seguinte é identificar as consequências de cada possível estado, assim como a probabilidade de ocorrência de cada evento.

Em análises desta natureza, os componentes de maior influência são as definições de custo, benefícios e riscos. A modelagem do problema da decisão do investimento da motorização de UHEs no Brasil começa com a identificação das possíveis alternativas de investimento e posteriormente são utilizadas análises de decisões no problema.

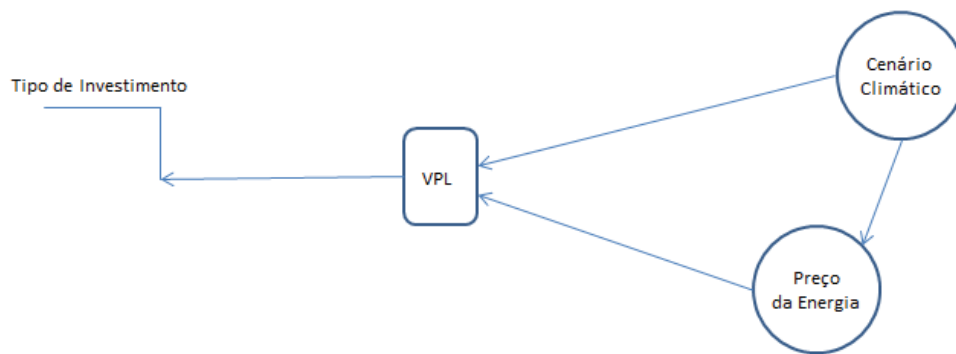
#### 3.1 Alternativas de Motorização de UHEs

As alternativas do investimento na motorização de UHEs no Brasil foram feitas de acordo com a divisão dos projetos por subsistemas ou a aplicação para todo o SIN. As alternativas de motorização são as seguintes:

- Alternativa 1 – investir na motorização de todas as UHEs candidatas no SIN;
- Alternativa 2 – investir na motorização de UHEs candidatas, nas regiões sudeste e sul;
- Alternativa 3 – investir na motorização de UHEs candidatas, nas regiões nordeste e norte;
- Alternativa 4 – investir na motorização de UHEs candidatas, na região sudeste;
- Alternativa 5 – não investir em projetos de motorização de UHEs.

#### 3.2 Diagrama de Influências Para o Problema da Motorização de UHEs

O diagrama de influências é uma descrição formal do problema e uma forma de descrever as dependências existentes entre as incertezas e decisões contidas no problema (Howard et al., 2005). Portanto, o diagrama de influências pode ser utilizado para visualizar as dependências probabilísticas na análise de decisões. O diagrama de influências para o problema de decisão quanto o investimento em motorização de UHEs no Brasil é apresentado na Figura 1.

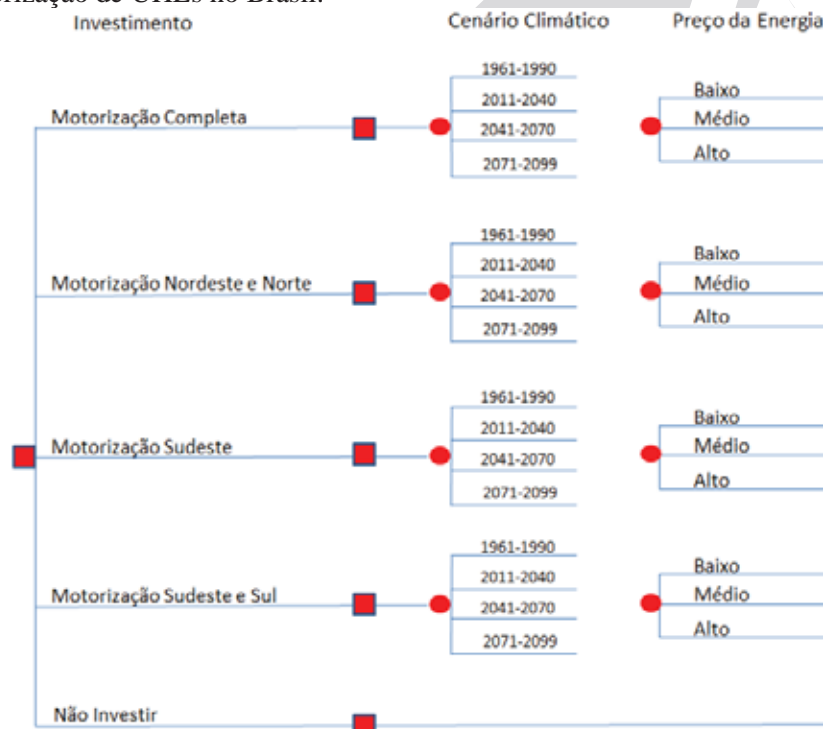


**Figura 1:** Diagrama de influências do problema da decisão em motorização de UHEs

Este diagrama representa as relações existentes entre as decisões, incertezas e valores do problema. Portanto, nota-se que o retorno do investimento, ou o valor presente líquido (VPL) do agente investidor é dependente dos preços da energia elétrica e do cenário de mudanças climáticas considerado. O cenário climático tem influencia direta na produção de energia elétrica pela UHE e a EASS da UHE (e também do SIN). A EASS é o montante máximo de energia que uma UHE pode comercializar (Scianni et al., 2013), portanto, como o cenário climático afeta a EASS ele também afeta diretamente o VPL do negócio para o agente investidor.

### 3.3 Árvore de Decisões

Através do diagrama de influências, é possível construir a árvore de decisões que relaciona o problema do investimento na motorização de UHEs no Brasil. Após o cálculo do VPL dos investimentos de repotenciação considerando as incertezas do problema, estes valores são aplicados na árvore de decisões, ilustrada de forma compacta na Figura 2, com o total de 49 ramos, para a determinação do valor monetário esperado para cada uma das alternativas de investimento motorização de UHEs no Brasil.



**Figura 2:** Árvore de decisões do problema da decisão da motorização de UHEs

#### 4. Análise das Incertezas Contidas no Problema

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 ao uso da técnica de 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 (Clemen, 2004).

Neste trabalho, as informações utilizadas para a modelagem das incertezas são baseadas em estudos desenvolvidos pelas seguintes instituições: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e ANEEL. Estas entidades são responsáveis pelos processos de operação, planejamento, liquidação e regulação do setor elétrico brasileiro.

##### 4.1 Cenários Climáticos

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

Destaca-se também que além de influenciar a geração de energia hidrelétrica, a aflúncia nos reservatórios das UHEs tem influência direta nos preços de energia elétrica. Se em algum período o volume de chuvas 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 o volume 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 por existir excedente de geração disponível no sistema.

O modelo regional ETA-CPTEC do INPE com 40 km de resolução que representa o clima da América do Sul no presente e em projeções futuras é empregado neste trabalho. O clima presente é relacionado ao período de 1961 a 1990 e o clima futuro é representado em três períodos distintos, sendo eles: 2011 a 2040, 2041 a 2070 e 2071 a 2099.

Devido ao regime anual de chuvas no Brasil ser bastante evidente, para fazer a representação da incerteza de ocorrência de cada um dos cenários climáticos considerados, é adotado que o cenário de mudança climática que apresentar características de energia natural afluyente (ENA) mais semelhantes ao que ocorreu no SIN nos últimos 10 anos deve ter a maior probabilidade de ocorrência nos próximos anos. O conceito de ENA representa aproximadamente a soma para cada UHE da energia que aquela usina poderia produzir em um determinado período com a chegada de um volume específico de água em seu reservatório, em (Marangon et al., 2014) são apresentadas mais informações sobre a definição de ENA. Para essa análise de aderência com a ENA, foi utilizado o histórico mensal de ENA entre 2004 e 2013, disponibilizados pelo ONS (2014). A série histórica de 10 anos utilizada foi aproximada por uma distribuição de probabilidade 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 ENAs apresentaram, mensalmente, baixo, médio e alto valor para esse parâmetro. 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 correlações entre o valor médio da ENA do histórico de 10 anos e da ENA apresentada nos cenários de mudanças climáticas. Os dados mensais de comparação que apresentaram maior semelhança ganharam maior peso de probabilidade de ocorrência. 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 da ENA são apresentadas na Tabela 2.

**Tabela 2:** Probabilidade de ocorrência e característica 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

#### 4.2 Preço da Energia Elétrica

O preço da energia elétrica é um parâmetro fundamental para os participantes do mercado de energia elétrica. Estes preços dão sinais para possíveis oportunidades de investimentos no setor elétrico de potência. Como referências de preço de energia elétrica, foram adotados três patamares distintos, de acordo com os Leilões de Energia A-5 e A-3 da EPE, como apresentado a seguir:

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

#### 4.3 Modelagem da Dependência Entre os Preços da Energia e a Energia Natural Afluente

Em muitos países, o processo de obtenção dos preços de energia elétrica é baseado na curva de oferta e demanda de energia. No Brasil, os preços da energia elétrica são definidos semanalmente, de acordo com o custo marginal de operação (CMO) determinado pelos programas de otimização do despacho hidrotérmico. O objetivo da otimização é minimizar o custo da produção da energia elétrica ao longo de todo o período de planejamento, através da utilização da água nos reservatórios das UHEs e da geração termelétrica. 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 ENA 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. 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, foram considerados 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 ( $\{ENA^A \mid \text{Preço}^A \& \}$ ), é calculado o número de meses a qual a ENA é alta e é calculado também o número de meses que os preços de energia elétrica são altos, dada que a ENA também é alta, como apresentado na equação a seguir:

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

A mesma ideia foi utilizada para calcular as outras probabilidades condicionais. A Tabela 3 apresenta as probabilidades condicionais do preço da energia elétrica dadas alterações na ENA dos cenários climáticos considerados.

**Tabela 3:** Probabilidades condicionais de preço de energia e ENA

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

#### 4.4 Custos Relacionados à Motorização

Os custos dos equipamentos necessários para a motorização das UHEs utilizado como referência são os custos da UHE Belo Monte, atualmente em construção pela Norte Energia. Os 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 (Canazio, 2011).

Para fazer a atualização do custo do contrato da UHE 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. 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 para cada megawatt instalado, visto que a UHE está projetada para ter a capacidade instalada de 11.233 [MW].

Portanto, as diferentes alternativas de motorização de UHEs no Brasil geram custos diferenciados. Os custos de cada um das alternativas são apresentados a seguir:

- Motorização completa do sistema: R\$ 3.270,61 bilhões;
- Motorização dos subsistemas nordeste e norte: R\$ 1.364,45 bilhões;
- Motorização dos subsistemas sudeste e sul: R\$ 1.905,25;
- Motorização do subsistema sudeste: R\$ 1.203,53 bilhões.

#### 5. Resultados

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).

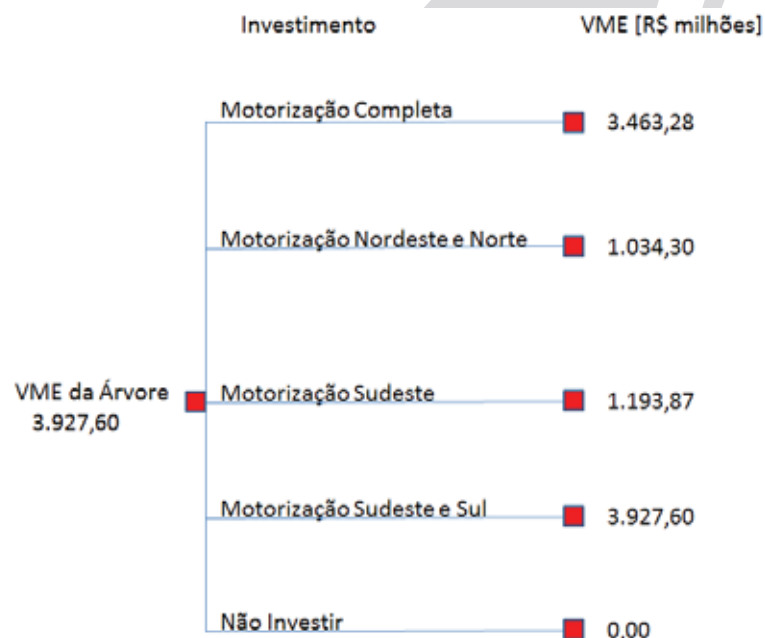
Com a estimação do aumento da receita anual das UHEs e do investimento inicial é possível analisar a viabilidade dos projetos de motorização. Assumindo uma taxa mínima de atratividade de 8%, os resultados compactos da análise econômica através do VPL para 15 anos dos cenários de motorização são apresentados na Tabela 4.



**Tabela 4:** VPL das alternativas de motorização considerando as incertezas contidas no problema

Caso	Cenário Climático	VPL [R\$ milhões]
Motorização Completa do Sistema	1961-1990	1.540,41
	2011-2040	3.353,61
	2041-2070	5.736,60
	2071-2099	3.511,59
Motorização Nordeste e Norte	1961-1990	3.948,02
	2011-2040	-280,33
	2041-2070	843,24
	2071-2099	-696,13
Motorização Sudeste e Sul	1961-1990	1.771,66
	2011-2040	5.453,21
	2041-2070	4.486,82
	2071-2099	4.060,12
Motorização Sudeste	1961-1990	284,13
	2011-2040	3.004,14
	2041-2070	747,28
	2071-2099	483,52

Após o cálculo do VPL dos investimentos de motorização considerando as incertezas, estes valores foram usados na árvore de decisões ilustrada na Figura 2 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 não é apresentada neste trabalho. A Figura 3 apresenta o valor médio equivalente (VME) para cada uma das alternativas de motorização. O VME o valor equivalente certo é um conceito associado a análise de decisão (Clemen, 2004).


**Figura 3:** Valor monetário esperado para as alternativas de motorização

Nota-se na Figura 3 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 à motorização completa do sistema e a motorização dos subsistemas sudeste e sul.

## 6. Conclusões

Foi apresentado nesse trabalho uma metodologia baseada em análise de decisões para escolha da melhor alternativa relacionada a investimentos em motorização de UHEs. Os projetos de motorização completa do SIN são afetados positivamente e negativamente pelas mudanças climáticas particulares de cada subsistema. Devido o grande potencial de ganho de capacidade instalada no SIN através dos projetos de motorização de UHEs, a análise econômica das alternativas de motorização apresentou que estes projetos são viáveis na grande maioria dos cenários climáticos considerados. 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 as alternativas de investimento de motorização admitidas expôs que todos os investimentos de motorização são rentáveis, porém a melhor decisão apontada pelo método de análise é a motorização dos subsistemas sudeste e sul.

## Referências

**Agencia Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.** (2005), Cadernos Temáticos ANEEL: Energia Assegurada.

**Agencia Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.** (2013), Nota técnica Nº 070/2013-SRG/ANEEL.

**American Meteorology Society – AMS,** Glossary of Meteorology, 2000 (<http://amsglossary.allenpress.com/glossary/>, 12, 2014).

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

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

**Canazio, A.,** Belo Monte: Começa o Desafio, 2011 (<http://www.canalenergia.com.br>, 1, 2015).

**Clemen, R. T. e Reilly, T.,** “Making Hard Decisions”, DUXBURY, 2004.

**Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF,** 2014 ([www.chesf.gov.br](http://www.chesf.gov.br), 10, 2014).

**Empresa de Pesquisas Energéticas – EPE,** Leilão de energia A-3, 2014 (<http://www.epe.gov.br/leiloes>, 1, 2015).

**Empresa de Pesquisas Energéticas – EPE,** Leilão de energia nova A-5, 2014 (<http://www.epe.gov.br/leiloes>, 1, 2015).

**Empresa de Pesquisas Energéticas – EPE.** (2013a), Balanço Energético Nacional – BEN 2013.

**Gomes, P. E.,** “Potencial de repotenciação de usinas hidrelétricas no Brasil e sua viabilização”, Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP – São Paulo, 2013, p. 112.

**Howard, R. A. e Matheson, J.E.,** “Influence Diagrams. Decision Analysis”, 2, 127–143, 2005.

**Intergovernmental Panel on Climate Change – IPCC,** The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Climate Change 2007, 2007.

**Marangon Lima, J. W., Colischonn, W., e Marengo, J.,** “Efeitos das Mudanças Climáticas na Geração de Energia Elétrica”, Hunter Books Editora, 2014.

**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. e Cunha, S.H.,** “Mudanças Climáticas e Segurança Energética no Brasil”, 2008 (<http://mudancasclimaticas.cptec.inpe.br>, 8, 2014).

**Scianni, A.L., Queiroz, A.R., Lima, L.M.M. e Marangon Lima, J.W.,** “The Influence of Climate Change on Hydro Generation in Brazil”, *IEEE PowerTech*, 2013.

**Sheblé, G. B.,** “Decision Analysis Tools for GENCO Dispatchers”, *IEEE Transactions on Power Systems*, 14, 1999.