

GUILHERME TORRES ZEITOUNLIAN  
RENATO BEKMESSIAN WIDMER

**Viabilização de investimentos em geração renovável via seleção de portfólio ótimo de fontes com produção sazonal complementar, respeitando restrições de risco financeiro e limites orçamentários**

São Paulo

2014

GUILHERME TORRES ZEITOUNLIAN  
RENATO BEKMESSIAN WIDMER

**Viabilização de investimentos em geração renovável via seleção de portfólio ótimo de fontes com produção sazonal complementar, respeitando restrições de risco financeiro e limites orçamentários**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado  
Escola Politécnica da Universidade de São  
Paulo para obtenção do título de Bacharel em  
Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Dorel Soares Ramos

São Paulo

2014

GUILHERME TORRES ZEITOUNLIAN  
RENATO BEKMESSIAN WIDMER

**Viabilização de investimentos em geração renovável via seleção de portfólio ótimo de fontes com produção sazonal complementar, respeitando restrições de risco financeiro e limites orçamentários**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado  
Escola Politécnica da Universidade de São  
Paulo para obtenção do título de Bacharel em  
Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Energia e Automação

Orientador: Prof. Dr. Dorel Soares Ramos

São Paulo

2014

Dedico este trabalho à minha família, meus amigos, meu time esportivo universitário, e meus colegas de curso. Todos me deram a força, o foco e as ferramentas necessárias para sempre continuar lutando.

Renato

Dedico este trabalho às pessoas extraordinárias que tenho o privilégio de chamar de colegas. Aprendi muito com vocês ao longo da graduação.

E a Elenice e Paula, por seu apoio constante e incondicional.

Guilherme

## AGRADECIMENTOS

Agradecemos ao Professor Dr. Dorel Soares Ramos pela orientação e coordenação de nosso trabalho, pelo tempo alocado, pela riqueza de conhecimento, tanto diretamente transmitido quanto na forma de referências indicadas, e por seus valiosos conselhos para que fosse possível o desenvolvimento deste trabalho. Ele não seria possível sem este pilar.

"Escolha uma ideia. Faça dessa ideia a sua vida. Pense nela, sonhe com ela, viva pensando nela. Deixe cérebro, músculos, nervos, todas as partes do seu corpo serem preenchidas com essa ideia. Esse é o caminho para o sucesso"

Swami Vivekananda, pensador hindu

## Resumo

O setor energético brasileiro apresenta matriz de geração de energia fortemente hidrelétrica, tornando o sistema dependente do regime pluvial. Desse modo, durante períodos de hidrologia desfavorável, há a necessidade de se acionar concomitantemente fontes de custo mais elevado, o que acarreta certa exposição aos geradores. Em períodos de secas prolongadas, a alta do preço da energia no mercado de curto prazo cria um ambiente desfavorável àqueles que fiquem expostos a esta situação, podendo inclusive incorrer, em casos extremos, em falência. Por outro lado, com o crescimento da demanda energética, fontes de energia antes não-competitivas tomam lugar na matriz energética dos países. Dado esse cenário, aliado à dificuldade de previsão dos preços, ao mesmo tempo em que se procura otimização da receita, delineia-se um panorama em que é cada vez mais necessário explorar a complementaridade entre diferentes fontes de geração, de modo a produzir ganhos financeiros enquanto se reduz riscos de exposição. Com ampla variedade de opções de fontes renováveis para investimento, torna-se necessário avaliar, dentre as diversas possibilidades de investimento e dado um determinado limite orçamentário, qual portfólio permite maximizar os retornos dos investimentos efetuados para sua concretização, respeitando também critérios de risco financeiro. Dadas as justificativas acima, neste projeto simulam-se, através de uma ferramenta elaborada em Excel, cenários de geração para plantas hidrelétricas, eólicas (com 5 diferentes perfis) e termoeletricas à biomassa, utilizando-se séries históricas de águas e ventos, de forma a simular as operações resultantes do investimento nas diferentes possibilidades de portfólios. A ferramenta procura, ainda, além da alocação ótima de montantes financeiros para cada tipo de fonte, a porcentagem de contratação de garantia física ótima para o portfólio escolhido, buscando as maiores receitas desde que atendidos indicadores de risco, para um dado horizonte de tempo.

Palavras-chave: Comercialização de energia, portfólio ótimo, composição sazonal.

## **Abstract**

The Brazilian electrical system relies strongly on hydroelectrically powered plants, creating a dependency on the rainfall regime. Being so, during periods when there is less rain, the need for more expensive emerges, which results in exposure for the generators. In periods of prolonged draughts, the high-energy prices in the short-term market create an unfavorable environment to those which are exposed to that situation, which can result in bankruptcy. On other hand, with the growth of the energy demand, formerly non-competitive energy sources now can be used. Given that scenario, coupled with the inherent difficulty of predicting future prices, as well as the pursuit of revenue optimization, a panorama in which it is ever more necessary to exploit the synergy of different energy sources is outlined, in a way that produces financial gains and reduces exposure risks. With this amplitude of renewable sources to invest in, it becomes necessary to evaluate, among the diverse investment possibilities for a given budget cap, which portfolio allows for the maximum financial returns and, at the same time, respects financial risk criteria. In view of the justifications above stated, in this project are simulated, using an Excel-based tool, energy generating scenarios for hydroelectric, wind and thermoelectric plants, based on historical values of water and wind occurrence, so it becomes possible to simulate the operations that would result from the different portfolio possibilities. The Excel-based tool goal is to determine, besides the optimal value of financial allocation for each renewable source, the optimal percentage of physical assurance of the chosen portfolio, in search of the greatest revenues possible for the determined risk indicators in the stipulated time horizon.

Key words: energy commercialization, optimum portfolio, seasonal composition.

## Lista de Ilustrações

Figura 1- Complementaridade dos regimes eólico e hidrológico.....	14
Figura 2 - Fluxograma para cálculo da Garantia Física de Usinas Hidrelétricas .....	15
Figura 3 - Fluxograma para cálculo da Garantia Física de Usinas não- Hidrelétricas.....	16
Figura 4 - Critérios de Garantia Física para Usina Eólica .....	17
Figura 5 – Critério Var e CVar .....	20
Figura 6 - Risco x Retorno, segundo Markovitz .....	21
Figura 7 - Aba "Otimização" da planilha.....	23
Figura 8 - Planilha "Usinas".....	24
Figura 9 - Planilha "Despesas" .....	25
Figura 10 - Uma das planilhas de despacho utilizada, baseada nos registros anemométricos.....	26
Figura 11 - Parte da planilha "Aceitação", em que se calcula os critérios de risco utilizando Var e CVar. ....	26
Figura 12 - Planilha "Tabela resposta", antes do preenchimento. ....	27
Figura 13 - Planilha dos dados de otimização .....	29
Figura 14 - Planilha para configuração das usinas.....	30
Figura 15 - Planilha do Financiamento .....	32
Figura 16 - Cronograma de Desembolso .....	33
Figura 17 - Incorporação dos Juros Durante a Construção.....	34
Figura 18 - Custo Anual Equivalente.....	35
Figura 19 - Truncamento das Séries e Valor Residual.....	36
Figura 20 - Formulário de Entrada e Saída de Dados.....	38
Figura 21 - Resultado da 1ª simulação com a Usina Eólica do Ceará.....	41
Figura 22 - Resultado da 2ª simulação com a Usina Eólica do Ceará .....	42
Figura 23 - Resultado da 3ª simulação com a Usina Eólica do Ceará.....	43
Figura 24 - Resultado da 4ª simulação com a Usina Eólica do Ceará .....	44
Figura 25 - Resultado da 1ª simulação com a Usina Eólica do Rio Grande do Sul .....	45

Figura 26 - Resultado da 2ª simulação com a Usina Eólica do Rio Grande do Sul .....	46
Figura 27 - Resultado da 3ª simulação com a Usina Eólica do Rio Grande do Sul .....	47
Figura 28 - Resultado da 4ª simulação com a Usina Eólica do Rio Grande do Sul .....	48
Figura 29 - Resultado da 1ª simulação com a Usina Eólica da Bahia .....	49
Figura 30 - Resultado da 2ª simulação com a Usina Eólica da Bahia .....	50
Figura 31 - Configuração do problema de Contratação Ótima dentro da obtenção do Portfólio Ótimo.....	51

## Lista de Equações

Equação 1 - Cálculo do Índice Custo-Benefício .....	7
Equação 2 - Elaboração do cálculo do Índice Custo-Benefício .....	8
Equação 3 - Redefinição do Índice Custo-Benefício .....	9
Equação 4 - Índice de Competitividade de Empreendimentos .....	10
Equação 5 - Receita Anual Variável .....	10
Equação 6 - Retorno Esperado .....	21
Equação 7 - Desvio padrão da carteira .....	22
Equação 8 - Cálculo do N-ésimo termo do Critério de Risco .....	31
Equação 9 - Cálculo do VaR Histórico .....	31
Equação 10 - Fórmula do CVaR Histórico .....	31

## **Lista de Siglas**

ACL – Ambiente de Contratação Livre

ACR – Ambiente de Contratação Regulada

CAE – Custo Anual Equivalente

CCEAR - Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CEC – Custo Econômico de Curto Prazo

CF – Custos Fixos

CMO – Custos Marginais de Operação

COP – Custos Variáveis de Operação

CVaR – Conditional Value at Risk

EER - Encargo de Energia de Reserva

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

FRC – Fator de Recuperação do Capital

GF – Garantia Física

ICB – Índice de Custo Benefício

ICE - Índice de Competitividade de Empreendimentos

LFA - Leilões de Fontes Alternativas

MRE – Mecanismo de Realocação de Energia

PCH – Pequena Central Hidrelétrica

PLD – Preço de Liquidação das Diferenças

PPA - Power Purchase Agreement

RAV – Receita Anual Variável

SIN – Sistema Interligado Nacional

TCC – Trabalho de Conclusão de Curso

TIR – Taxa Interna de Retorno

VaR – Value at Risk

## Sumário

1	Introdução.....	1
2	Objetivos .....	3
3	Embasamento Teórico.....	5
3.1	Características da Comercialização .....	5
3.1.1	Ambientes de Contratação.....	5
3.1.2	Leilões.....	6
3.1.3	Indicadores .....	7
3.1.4	Precificação do PLD.....	11
3.2	Complementaridade .....	13
3.3	Garantia Física .....	14
3.3.1	Garantia Física para usinas eólicas com dados de séries históricas 16	
3.3.2	Mecanismo de Realocação de Energia .....	17
3.4	Análise de Risco.....	19
3.4.1	Indicadores .....	19
3.4.2	Portfólios de Markowitz.....	20
4	Modelagem do Problema e Ferramenta de Solução .....	23
4.1	Desenvolvimento da Ferramenta Computacional.....	23
4.2	Funcionamento da Macro.....	28
4.3	Modelo Final da Ferramenta .....	28
4.4	Determinações de Portfólio.....	29
4.5	Financiamento .....	32
4.6	Horizonte de tempo e valor residual .....	35
4.7	Valores de Saída do Programa.....	36
5	Análise e Resultados.....	39
5.1	Cenários com Ventos do Ceará.....	41
5.2	Cenários com Ventos do Rio Grande do Sul .....	44
5.3	Cenários com Ventos do Rio Grande do Norte.....	48
5.4	Cenários com Ventos da Bahia .....	49
6	Conclusão .....	51

Referências .....	53
7 Apêndice A .....	55
7.1 Considerações Gerais.....	55
7.2 Usina Eólica do Ceará.....	58
7.3 Usina eólica da Bahia .....	60
7.4 Usina Eólica Rio Grande do Norte.....	62
7.5 Usina Eólica do Rio Grande do Sul .....	65

## 1 Introdução

A escolha do tema deu-se de maneira espontânea, dado o grande interesse dos graduandos não só em compreender como se dá a comercialização de energia elétrica no mercado brasileiro, mas também de reconhecer oportunidades de negócio por parte de agentes comercializadores desse mercado.

Essas oportunidades, que podem ser aproveitadas se houver a adequada “expertise”, residem principalmente na otimização de portfólios de fontes renováveis.

Não obstante, tratar-se de um tema já analisado previamente em outros trabalhos, o presente esforço de pesquisa acadêmica visualiza complementar os estudos iniciados pelo trabalho de graduação de Felipe Melo Rodrigues, inserindo elementos mais sofisticados de análise de risco e conceitos de otimização de carteiras, de modo a garantir o “hedge” por parte da detentora das fontes complementares de energia, abordando um aspecto nuclear da abordagem, inicialmente pretendida no TCC citado, que se traduz na definição de Portfólios de fontes renováveis otimizados e condicionados por restrição de investimento.

Na metodologia a ser desenvolvida, os aspectos abordados por Felipe Rodrigues passam a ser um subproblema, já que em seu TCC a preocupação foi de otimizar a estratégia de contratação para um portfólio dado (já decidido).

Na ótica do presente Projeto, a decisão a ser alcançada persegue a otimização de um portfólio, que permita maximizar o retorno dos investimentos efetuados para sua concretização, respeitando restrições de risco financeiro e um teto de investimentos pré fixado.

A modelagem do problema irá considerar a atividade de comercialização no ambiente de contratação livre, buscando a melhor opção entre comercializar a “placa” de cada Projeto (Garantia Física), via contratos bilaterais ou deixando uma parcela de seu lastro descontratado.

Nesse caso, a parcela “descontratada” (na prática sendo contratada sempre através de contratos de curtíssimo prazo ou mesmo deixando ocorrer a liquidação no Mercado de Curto Prazo) irá receber uma remuneração variável e dependente de condições do mercado SPOT, tendo sempre como restrição a ser observada o patamar de risco financeiro do gerador, derivado de sua exposição às flutuações de preço de liquidação de diferenças.

## 2 Objetivos

O presente trabalho tem como foco principal o desenvolvimento de uma ferramenta computacional que analise a performance econômica e financeira de um “mix” de geração existente, constituído por usinas hidrelétricas, eólicas e de biomassa. O objetivo dessa análise é utilizar a sinergia obtida dessa diversificação de fontes, tendo por objetivo propor uma carteira que mitigue riscos de comercialização e que, concomitantemente, maximize a receita operacional líquida advinda dessa comercialização, respeitando um teto de investimento pré fixado. Para tanto, algumas atividades terão de ser desenvolvidas, as quais se enumeram a seguir.

- i. Primeiramente, a compreensão e caracterização dos riscos envolvidos na negociação da energia elétrica proveniente de cada um dos tipos de usinas componentes do “mix”.
- ii. Em seguida estabelecer as relações entre fontes de energia com sazonalidade e diversidade temporal, distintas entre si e compondo um determinado portfólio definido pela proporção de cada tipo de fonte em sua composição, de modo a assimilar a estratégia ótima, do ponto de vista da comercialização, sob condicionamento de risco financeiro.
- iii. Como consequência, será possível desenvolver na plenitude uma ferramenta computacional focada em analisar a complementaridade de geração distribuída. A ferramenta avaliará portfólios de contrato, visando à comercialização de energia existente e garantia física de novos projetos.

Esta ferramenta possibilitará desenvolver um ferramental de análise e decisão, na qual tem-se como saída a estratégia mais adequada para a comercialização de um “mix” de geração de um grande bloco de energia já existente e um bloco de garantia física futura, com montante e composição a serem definidos, de forma a maximizar receitas de contratos sob os critérios de risco financeiro e taxas de retorno para o investimento, que deverá sempre respeitar limite orçamentário.

A generalização dos conceitos poderá então ser feita, analisando a complementação entre uma usina hidrelétrica de grande porte e outras fontes alternativas, contemplando tanto plantas existentes como projetos a serem desenvolvidos, mitigando riscos de comercialização e explorando ganhos econômicos.

### **3 Embasamento Teórico**

#### **3.1 Características da Comercialização**

##### **3.1.1 Ambientes de Contratação**

No mercado brasileiro de comercialização de energia, subsistem dois ambientes para transações comerciais entre Agentes, nos quais pode haver a celebração de contratos de compra e venda de energia. São eles: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Essa distinção existe desde a reformulação do modelo para o Setor Elétrico Brasileiro, definida pelo Governo Federal em 2004.

No ACR, a contratação ocorre por meio de contratos bilaterais regulados, os chamados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR). Esses contratos são celebrados entre os Agentes vendedores - que tanto podem ser geradores quanto comercializadores quanto ainda importadores - e os distribuidores que participam dos leilões de energia.

Já no ACL, o que ocorre é a livre negociação entre os Agentes geradores, comercializadores, consumidores livres, importadores e exportadores de energia, com contratos bilaterais, que são denominados Power Purchase Agreement (PPA).

Nesse âmbito, foi criada a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que registra os contratos firmados nos dois ambientes e apura o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). O PLD é um preço, calculado antecipadamente, que se baseia no custo marginal de operação – isto é, o custo da próxima usina mais barata ainda não despachada no sistema – sendo limitado por valores mínimo e máximo, e vigente para cada submercado, por um determinado período de apuração. É por meio dele que é valorada a energia comercializada no mercado de curto prazo (“spot”).

Além disso, a Câmara pode realizar leilões de compra e venda de energia no ACR, contabiliza os montantes de energia elétrica comercializados e liquida financeiramente os valores decorrentes das operações no já citado mercado de curto prazo (“spot”).

Esse mercado, por sua vez, caracteriza o ambiente virtual, onde são comercializadas as diferenças entre os montantes de energia elétrica contratados e registrados pelos Agentes da CCEE e os montantes de geração e consumo apurados, efetivamente, para cada um dos Agentes.

### **3.1.2 Leilões**

O modelo implantado em 2004 também prevê que as concessionárias, permissionárias e as autorizadas de serviço público de Distribuição do SIN (Sistema Interligado Nacional) devem garantir o atendimento a 100% de seu mercado no ACR, através da licitação na modalidade de leilões.

Para se determinar os vencedores de um determinado leilão, utiliza-se o critério de menor tarifa. Isso é, vence o leilão quem ofertar energia elétrica pelo menor preço por Megawatt-hora, de modo a atender a demanda prevista pelas distribuidoras.

Os Contratos de Comercialização de Energia Elétrica em Ambiente Regulado (CCEAR) são, então, celebrados entre os vencedores do leilão e as Distribuidoras que declararam necessidade de compra de energia elétrica para o ano previsto pelo leilão – que chamaremos ano “A”.

Como “A” é o ano previsto para o início de suprimento da energia adquirida pelos Agentes de Distribuição no leilão de energia, tem-se o seguinte cronograma:

- No ano “A – 5” (isto é, cinco anos antes do ano “A”), realiza-se o leilão para compra de energia de novos empreendimentos de Geração;
- No ano “A – 3” (no ano anterior em três anos ao ano “A”), realiza-se o leilão para aquisição de energia de novos empreendimentos de Geração;
- No ano “A – 1” (ano anterior ao ano “A”), realiza-se o leilão para aquisição de energia de empreendimentos de Geração existentes.

A energia contratada nos leilões realizados nos anos A-3 e A-5, isto é, nos leilões de expansão, deverá ser proveniente de novos empreendimentos.

Ademais, vale notar a existência dos leilões chamados “Leilões de Fontes Alternativas (LFA)”, que ocorrem nos anos A – 3, sendo executados na modalidade de contratação por disponibilidade, em um certame no qual os empreendimentos caracterizados como Fontes Alternativas não competem com outras fontes.

Além desses, existem ainda os Leilões de Energia de Reserva (LER), sendo denominada energia de Reserva aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN.

As usinas contratadas nesses leilões devem produzir especificamente para esse fim, sendo que o valor necessário para o pagamento dessa contratação é arcado pelos consumidores finais do SIN, e recolhido por meio de um encargo chamado Encargo de Energia de Reserva (EER). O EER destina-se a cobrir todos os custos envolvidos na contratação da energia de reserva, e deve ser rateado entre todos os usuários de energia de reserva.

### **3.1.3 Indicadores**

#### ***3.1.3.1 Índice de Custo-Benefício***

O meio utilizado para avaliar os projetos nos leilões de energia nova é o ICB (índice de custo benefício), o qual quanto menor, maior a sua prioridade nos investimentos. A seguir apresenta-se a formulação matemática do ICB:

$$ICB = \frac{\text{Custos Fixos} + \text{Custos Variáveis}}{\text{Garantia Física}}$$

Equação 1 - Cálculo do Índice Custo-Benefício

$$ICB = \frac{\text{Custos Fixos} + E(\text{Custo de Oper.}) + E(\text{Custo Econ. Curto Pr})}{\text{Garantia Física}}$$

**Equação 2 - Elaboração do cálculo do Índice Custo-Benefício**

Deste modo, pode-se observar que o ICB é a razão entre o custo total e o benefício energético do projeto.

Os **Custos Fixos – CF (em R\$/ano)** representam a receita necessária para cobrir todos os custos de implementação do investimento.

O **Custo Variável de Operação – COP (em R\$/ano)** é uma função do nível de inflexibilidade no despacho da usina (contratos de combustível “take or pay”). Trata-se, portanto, de uma variável aleatória cujo valor esperado é calculado com base em uma amostra de valores de CMO divulgados pela EPE.

O **Custo Econômico de Curto Prazo - CEC (em R\$/ano)** resulta das diferenças mensais apuradas entre o despacho efetivo da usina e sua Garantia Física, valoradas aos preços de liquidação das diferenças – PLD. Trata-se, portanto, da mesma forma que o COP, de uma variável aleatória, cujo valor esperado é calculado com base na mesma amostra de valores de CMO utilizada no cálculo da parcela COP.

O denominador **Garantia Física - GF** corresponde à Energia Assegurada (em MWmédio) do empreendimento de geração e também é função do nível de inflexibilidade no despacho da usina e do seu custo variável de O&M, conforme declarados pelo empreendedor.

Para o caso de um empreendimento que só tem uma parcela de sua Energia Assegurada destinada ao ACR, o índice é calculado proporcionalmente à parcela destinada ao ACR.

Neste caso, o índice ICB pode ser redefinido da seguinte maneira:

$$ICB = \frac{RF}{8760 \cdot QL} + K$$

### **Equação 3 - Redefinição do Índice Custo-Benefício**

onde:

**RF** é a Receita Fixa requerida pelo empreendedor, relativa à quantidade de lotes (QL) ofertada para o ACR, em R\$/ano (igual a x.CF);

**QL** é a Quantidade de Lotes ofertada para o ACR limitada à GF (igual a x.GF);

**K** é a parcela invariante do índice, em R\$/MWh, destinada à cobertura dos custos variáveis de operação e custos econômicos no mercado de curto prazo, calculada para o empreendimento como um todo (válido para qualquer valor de x), na realização do leilão.

Desta forma, durante o processo de leilão de energia proveniente de novos empreendimentos, o índice ICB será calculado pelo sistema aplicando-se a expressão acima com base nos valores de Receita Fixa (RF) e Quantidade de Lotes (QL), submetidos pelo empreendedor na ocasião e no valor da parcela K relativa ao novo empreendimento, calculada antecipadamente pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) a partir dos dados fornecidos pelos empreendedores.

O ICB é, portanto, uma estimativa do quanto irá custar a energia para o comprador (agente distribuidor), durante o prazo de vigência do contrato por disponibilidade de energia.

#### **3.1.3.2 Índice de Competitividade de Empreendimentos - ICE**

Diferentemente dos leilões de energia nova, nos leilões de contratação da energia de reserva por disponibilidade, os empreendimentos são selecionados pelo ICE, que caracteriza um índice de avaliação do custo médio da energia para o consumidor.

A formulação matemática do ICE é apresentada a seguir.

$$ICE = \frac{RF}{Qc} + K$$

#### Equação 4 - Índice de Competitividade de Empreendimentos

- ❖ RF: receita fixa anual (R\$/ano)
- ❖ Qc: energia ofertada (MWh)
- ❖ K: razão entre a Receita Anual Variável (RAV) e a energia anual correspondente à Garantia Física (GF) →  $K = RAV / (GF \times 8760h)$

$$RAV = \frac{\sum_c \frac{\sum_m G_{m,c} \times PLD_{m,c} \times H_m}{N_m} * 12}{N_c}$$

#### Equação 5 - Receita Anual Variável

- ❖  $G_{m,c}$ : produção esperada no mês “m” e no cenário hidrológico “c” (MW médio)
- ❖ Para empreendimentos de geração termelétrica a biomassa, a produção em cada mês é a “disponibilidade média mensal de energia”, declarada pelo empreendedor na Ficha de Dados do empreendimento cadastrado na EPE.
- ❖  $PLD_{m,c}$ : preço da energia no mercado de curto prazo no mês “m” e no cenário hidrológico “c” (R\$/MWh)
- ❖  $H_m$ : número de horas do mês “m”
- ❖  $N_m$ : número de meses (horizonte da simulação)
- ❖  $N_c$ : número de cenários hidrológicos simulados

### 3.1.4 Precificação do PLD

Assim como utilizar toda a água dos reservatórios é a solução mais econômica a curto prazo, pois utiliza a menor quantidade de energia termelétrica possível, com grande risco de aumento de preço no período de secas, o armazenamento total dos reservatórios é a solução mais confiável a longo prazo, porém mais cara a curto prazo.

Baseado nas condições hidrológicas, na demanda de energia, nos preços de combustível, no custo de déficit, na entrada de novos projetos e na disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão, o modelo de precificação obtém o despacho (geração) ótimo, definindo a geração hidráulica e a geração térmica para cada submercado. Como resultado desse processo são obtidos os Custos Marginais de Operação (CMO) para o período estudado, para cada patamar de carga e para cada submercado.

O PLD é um valor determinado semanalmente para cada patamar de carga com base no Custo Marginal de Operação, limitado por um preço máximo e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada Submercado.

A metodologia para determinação do PLD é operacionalizada através dos programas NEWAVE, NEWDESP e DECOMP.

- Newave

Modelo de otimização para o planejamento de médio prazo (até 5 anos), com discretização mensal e representação a sistemas equivalentes. Seu objetivo é determinar a estratégia de geração hidráulica e térmica em cada estágio que minimiza o valor esperado do custo de operação para todo o período de planejamento. Um dos principais resultados desse modelo são as funções de custo futuro, que traduzem para os modelos de outras etapas (de curto prazo) o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios.

Nesse modelo, a carga e a função de custo de déficit podem ser representadas em patamares e permite-se a consideração de limites de interligação entre os subsistemas.

- Newdesp

Esse é um programa componente do sistema NEWAVE que serve para consulta às funções de custo futuro geradas pelo módulo de otimização (NEWAVE em si). Para sua execução existem dois modos: consulta e despacho. No modo consulta, com base nas informações de energia armazenada no final do mês e energias afluentes realizadas, para cada um dos subsistemas estudados no NEWAVE, é gerado um relatório com os valores da água para aquele mês. No modo despacho, com base nos valores de energia armazenada no início de um mês e valores realizados e previstos de energias afluentes, o modelo obtém o despacho ótimo para o período em estudo, definindo a geração hidráulica equivalente e o despacho das usinas térmicas para cada subsistema.

Como resultado desse processo, são obtidos os custos marginais de operação para o período estudado, em cada patamar de carga considerado para cada subsistema. O modo despacho fornece diretamente os preços da CCEE por patamar de carga para cada submercado.

- Decomp

Modelo de otimização para o horizonte de curto prazo (até 12 meses), que representa o primeiro mês em base semanal, as vazões previstas, a aleatoriedade das vazões do restante do período através de uma árvore de possibilidades (cenários de vazões) e o parque gerador individualizado (usinas hidráulicas e térmicas por subsistemas). Seu objetivo é determinar o despacho de geração das usinas hidráulicas e térmicas que minimiza o custo de operação ao longo do período de planejamento, dado o conjunto de informações disponíveis (carga, vazões, disponibilidades, limites de transmissão entre subsistemas, função de custo futuro do NEWAVE).

Os principais resultados desse modelo são os despachos de geração por usina hidráulica e térmica de cada submercado, e os custos marginais de operação para cada estágio por patamar de carga.

### 3.2 Complementaridade

É sabido que a matriz elétrica brasileira é majoritariamente hidrelétrica, com esse tipo de geração correspondendo a quase 80% do total nacional (Balanço Energético Nacional 2010 – Ano Base 2009). O restante é composto quase que completamente por usinas térmicas, e esse arranjo caracteriza o sistema brasileiro como hidrotérmico.

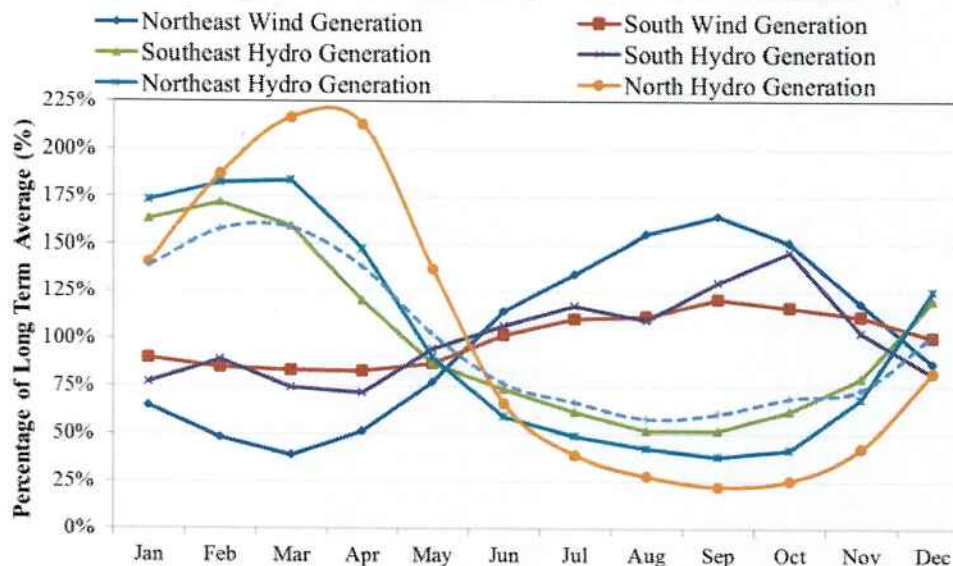
Nesse contexto, se caracteriza o regime de complementação térmica em um sistema predominantemente hidrelétrico, que consiste no modo de operação do parque termelétrico que viabiliza a máxima eficiência possível no aproveitamento energético do conjunto das usinas que compõem o sistema. Com isso em mente, e como a afluência hídrica é sujeita a uma sazonalidade anual e montantes de energia afluentes aos reservatórios que variam estocasticamente, existe uma variação na energia produzida ao longo do tempo. Sendo assim, o parque hidrelétrico é dimensionado de tal forma a proporcionar produção de energia adicional quando a hidrologia for mais favorável, permitindo, sem custo, um aproveitamento dessa energia adicional sem que haja necessidade da geração térmica.

Desse modo, a função principal das usinas térmicas na matriz energética nacional é a de atuar como uma espécie de “seguro” contra a ocorrência de hidrologias adversas.

Todavia, é sabida a existência de complementaridade entre a sazonalização dos regimes hidrológicos com os regimes eólicos. Uma demonstração gráfica dessa propriedade pode ser conferida na figura 1, conforme amplamente debatido [3].

Além disso, se levada em consideração a geração por biomassa, tem-se que seu período de geração corresponde apenas à época de safra. Porém, a época de safra é justamente o período considerado de seca no regime hidrológico. Sendo assim existe, também para essa fonte geradora de energia, complementaridade com a geração hidrelétrica – a qual, como já explicitado, compõe a base da matriz energética brasileira.

**Figura 1- Complementaridade dos regimes eólico e hidrológico**



Fonte: Ramos, D.S. et al. [3]

Portanto, aliando-se essas três formas de geração de energia (hidrelétrica, eólica e biomassa), consegue-se obter diferentes montantes de geração ao longo do ano, de modo a compensar a diminuição natural da geração hidrelétrica devido a sazonalidade do regime pluvial. Mais importante ainda é o fato de que se consegue aumentar a garantia física do conjunto de usinas de tal forma que o valor do conjunto, ao longo do ano, seja maior do que a soma individual dos valores quando tomados isoladamente.

Com base nos dados históricos de ventos e chuvas, observa-se claramente que ambas as formas de geração de energia ocasionam incertezas nos períodos de baixa produtividade. Deste modo, a complementaridade das fontes em um portfólio tende a diminuir este risco, dando mais segurança aos investimentos.

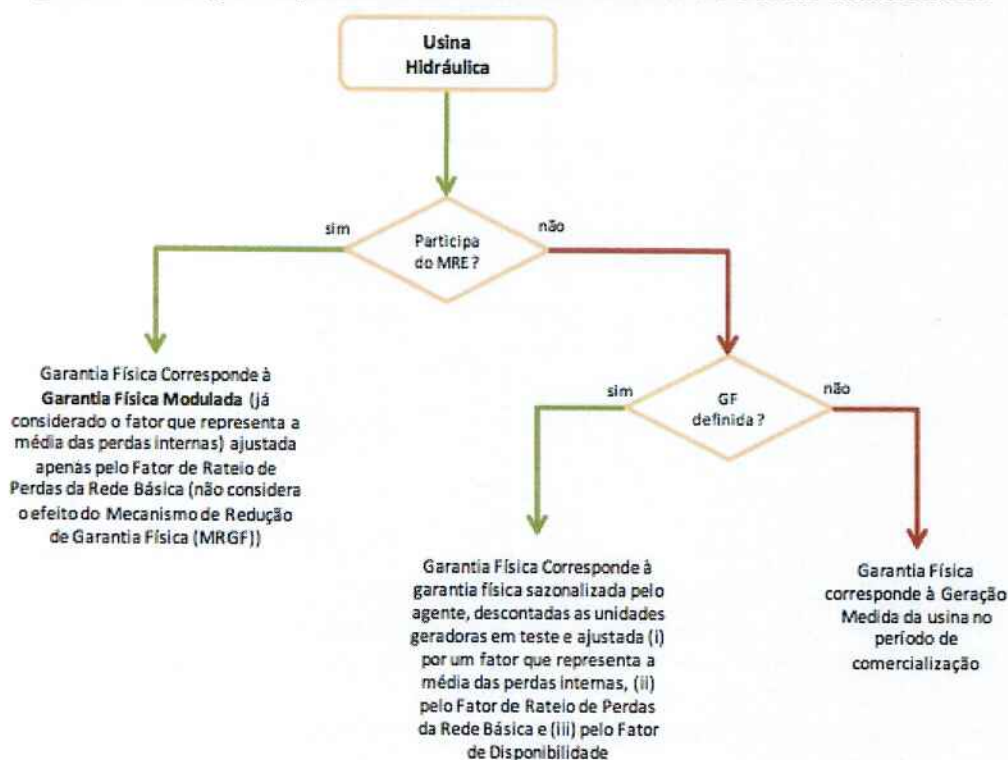
### 3.3 Garantia Física

Garantia física, para o SIN, é a denominação que recebe a máxima quantidade de energia que o SIN pode suprir a um dado critério de garantia de suprimento. A energia é dividida entre todos os empreendimentos de geração que compõem o sistema, para que se possa obter a garantia física dos empreendimentos com objetivo de efetuar a comercialização de energia por meio de contratos.

Para a determinação da garantia física de novos empreendimentos a ser interligados ao SIN, a metodologia deve seguir uma sequência de passos, que serão diferentes para usinas hidráulicas e para não hidráulicas. Uma representação gráfica dessa sequência pode ser observada a seguir:

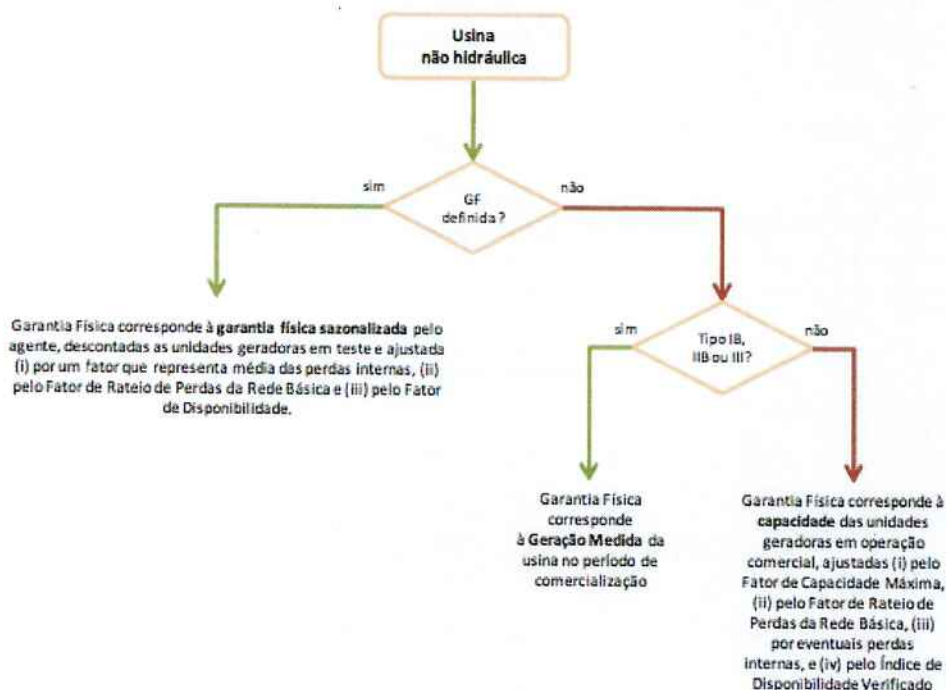
Por fim, vale salientar que os empreendimentos de usinas eólicas ou a Biomassa, uma vez que sejam visados como complementação da geração hidrelétrica, têm sua Garantia Física calculada da “mesma forma como a térmica” [4]. Especialmente, a usina eólica, como incapacitada de armazenar energia em reservatórios (tanto o vento em si quanto a energia produzida não são armazenáveis), deve despachar sempre que possuir energia disponível. A partir disso, para avaliação dos empreendimentos disponíveis nos leilões de energia nova, utiliza-se o Índice de Custo Benefício (ICB).

**Figura 2 - Fluxograma para cálculo da Garantia Física de Usinas Hidrelétricas**



**Fonte: Regras De Comercialização – Garantia Física [8]**

**Figura 3 - Fluxograma para cálculo da Garantia Física de Usinas não-Hidrelétricas**



**Fonte: Regras De Comercialização – Garantia Física [8]**

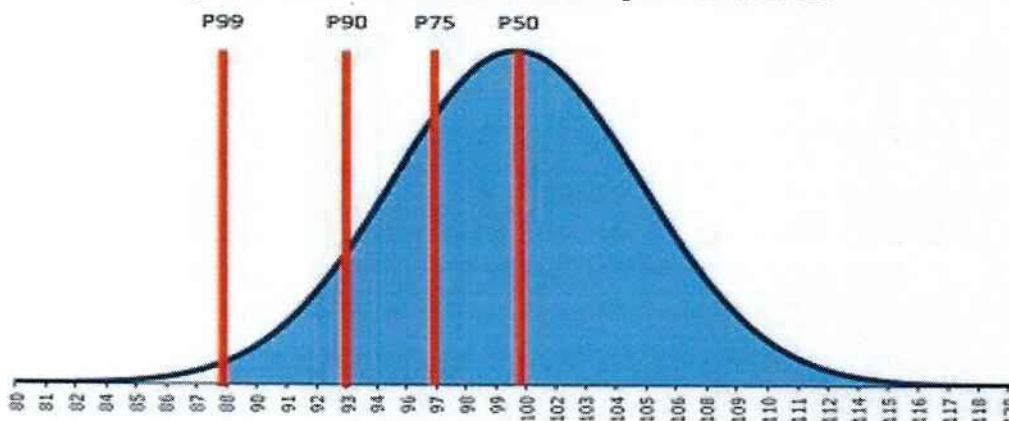
### 3.3.1 Garantia Física para usinas eólicas com dados de séries históricas

Na ocasião da existência de dados suficientes para realizar uma análise aprofundada do perfil da geração das usinas eólicas, o critério da garantia física que é usualmente adotado é tal que, sendo especificada uma porcentagem, a GF da usina é um valor de tal modo a probabilidade de que sejam gerados valores maiores seja igual à porcentagem predeterminada.

Com este propósito, foi criada a denominação da nomenclatura P XX. No caso, XX é substituído por um número de 2 dígitos que representará o valor percentual mencionado acima.

Por exemplo, temos: Para o critério P75, a GF corresponde ao valor de geração de energia para o qual a usina tem 75% de probabilidade de geração superior à quantia definida na GF. Isto é, o critério chamado P75 determina que usina tenha uma Garantia Física tal que a probabilidade de que sejam gerados valores menores do que a GF seja de apenas 25%. Os critérios mais comuns praticados no mercado são: P50, P75 e P90.

Figura 4 - Critérios de Garantia Física para Usina Eólica



Fonte: Rodrigues, F. M. [1]

### 3.3.2 Mecanismo de Realocação de Energia

Devido às grandes dimensões territoriais do Brasil, existem diferenças hidrológicas significativas entre as regiões – isto é, os períodos secos e úmidos não são coincidentes e, portanto, existe uma demanda de fluxo permanente de energia elétrica entre essas regiões.

O despacho das usinas hidrelétricas que integram o SIN é centralizado, sendo realizado pelo ONS com o objetivo reduzir os custos operacionais de forma a otimizar o custo operacional total do Sistema Interligado Nacional – SIN.

Nesse contexto, foi criado o Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, que tem por objetivo compartilhar os riscos financeiros associados à comercialização de energia pelas usinas de geração hidrelétrica entre seus integrantes.

O principal motivo que explica a instituição do MRE é a existência de várias usinas em cascata. Nessas usinas, a operação ótima individual não necessariamente corresponde à operação ótima global do sistema. Como os recursos hídricos são compartilhados por todos e o seu uso não é gerido pelo proprietário da usina e sim de forma centralizada pelo ONS, o MRE minimiza e compartilha entre os agentes integrantes o risco de venda de energia em longo prazo.

O MRE assegura que, no processo da contabilização na CCEE, todas as usinas participantes recebam seus níveis de garantia física independentemente da produção real de energia, desde que a geração total do MRE não esteja abaixo do total da garantia física do SIN. Em outras palavras, o MRE é justamente a ferramenta para efetuar a realocação de energia elétrica entre os integrantes desse mecanismo, realizando a transferência do excedente daqueles que geraram além de suas garantias físicas para aqueles que geraram abaixo. O Mecanismo de Realocação de Energia é executado a cada período de comercialização, da seguinte forma:

- i. A cada usina participante, é atribuído um montante de Energia Assegurada para cada período de apuração;
- ii. O princípio do MRE é que cada gerador receba seu nível de Energia Assegurada para que os geradores participantes do MRE como um todo consigam gerar de maneira agregada e produzir seus níveis de Energia Assegurada. Se o total da produção destinada ao MRE das usinas participantes for maior ou igual ao total das Energias Asseguradas (Energia Assegurada do Sistema), cada usina terá alocação igual à sua Energia Assegurada, mais uma parte do excedente, chamado de Energia Secundária.
- iii. Neste caso, usinas que têm produção destinada ao MRE acima da Energia Assegurada doam todo esse excesso ao MRE, e depois recebem de volta sua parte da Energia Secundária. Usinas que têm produção destinada ao MRE abaixo de sua Energia Assegurada recebem do MRE a Energia Assegurada até o seu limite, e depois sua parte da Energia Secundária. A Energia Secundária é alocada a todas as usinas, na proporção de suas Energias Asseguradas.
- iv. Se a geração total das usinas do MRE for menor do que a Energia Assegurada do Sistema, os níveis de Energia Assegurada são reduzidos na proporção da geração total do MRE dividida pelo nível total de Energia Assegurada. O valor resultante para cada usina é denominado Energia Assegurada Ajustada. Neste caso, não há Energia Secundária.
- v. Usinas que produzem acima do valor ajustado doam o excesso para o MRE, enquanto que as que produzem abaixo recebem do MRE - até o limite proporcional ajustado.

- vi. Assim, sendo o total alocado ao gerador inferior a sua energia assegurada original, existiria o risco de o gerador ter que comprar energia no mercado, a preços spot normalmente mais altos que os contratados, para atender seus contratos. Em outras palavras, quando ocorrem situações como essa, o MRE sozinho não é suficiente para cobrir os riscos comerciais do gerador.
- vii. A Alocação de energia dos geradores com excedente de Energia Assegurada para os geradores com déficit de Energia Assegurada é feita, prioritariamente, entre geradores dentro de cada submercado. O excedente remanescente é alocado então a partir dos submercados superavitários para os deficitários, até o preenchimento dos níveis de Energia Assegurada. A alocação de Energia Secundária também é realizada prioritariamente dentro do submercado onde foi gerada. Se ainda houver direito a receber Energia Secundária, esta será alocada de outros submercados.
- viii. A alocação de Energia Assegurada e Energia Secundária em outros submercados pode acarretar exposição aos agentes devido ao diferencial de preços entre os submercados, entretanto a alocação de Energia Assegurada em submercados diferentes daquele onde está localizada a usina do gerador tem direito a alívio de exposição. Esse direito a alívio não se estende às alocações de Energia Secundária.

Neste trabalho, foi adotado que as usinas hidrelétricas consideradas estejam inseridas no ambiente do MRE – isto é, suas respectivas gerações energéticas foram contabilizadas conforme integração ao mecanismo.

### 3.4 Análise de Risco

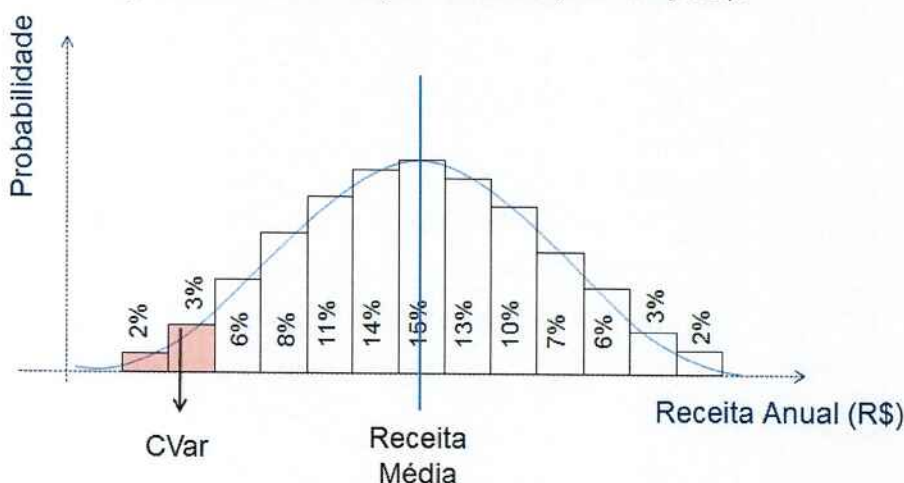
#### 3.4.1 Indicadores

Existem muitas maneiras de se quantificar o risco. Uma delas é utilizado indicadores como o Valor em Risco (VaR) e o Valor Condicionado do VaR (CVaR). Segue abaixo um pequeno resumo de como eles funcionam.

- **VaR:** Representa a maior perda que a empresa terá considerando uma determinada probabilidade de exceder este valor.

- **CVaR:** Representa o valor esperado das perdas que são superiores ao VaR. O CVaR é definido por um valor específico para uma determinada placa de garantia física, sendo que dado uma Receita de Referência, a média de x por cento das menores receitas possíveis deverá ser acima desta Receita de Referência, caso contrário, não atenderá os critérios de risco.

Figura 5 – Critério Var (em vermelho) e CVaR (seta).



9

Fonte: RAMOS, D. S. [15]

### 3.4.2 Portfólios de Markowitz

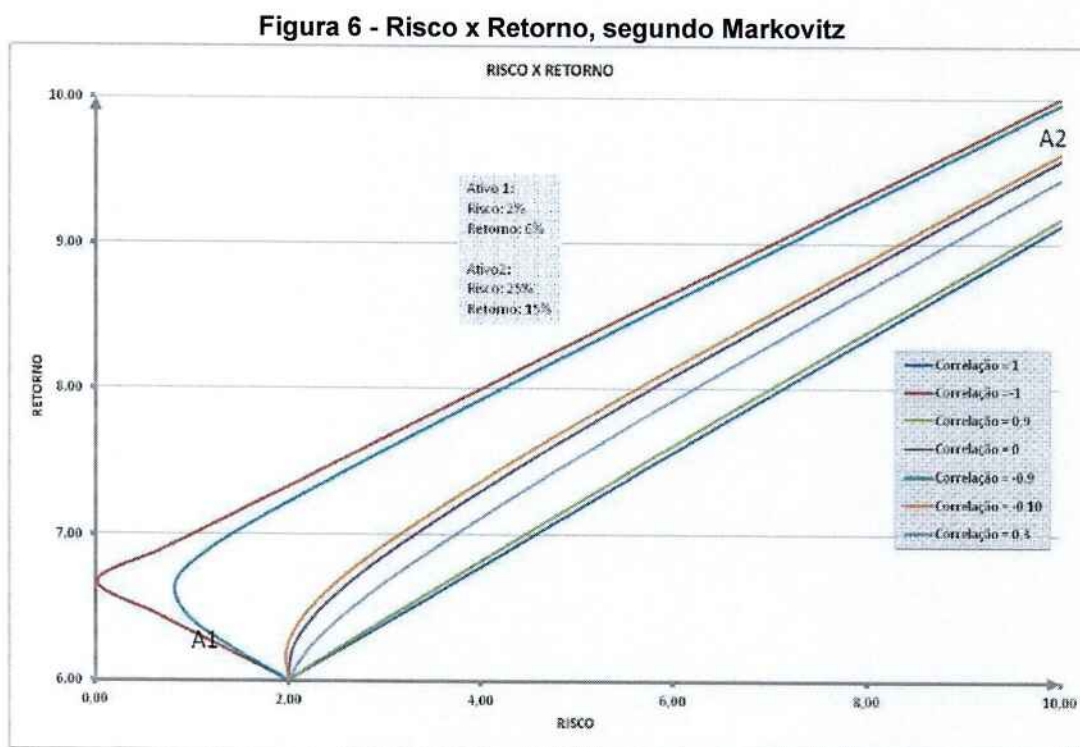
Criado em 1952 por Markowitz, o método tinha como princípio analisar os riscos e retornos de ativos, e por meio de um algoritmo, escolher um portfólio envolvendo participações relativas destes ativos que maximizasse o lucro e reduzisse o risco.

Para isso, assumiu que investidores apresentam um comportamento compatível com o conceito de simetria de risco, e considerou que o retorno segue uma distribuição normal.

Markowitz foi um dos pioneiros a acreditar na verdadeira importância da diversificação. Estudos estatísticos comprovaram que era possível maximizar

os lucros diversificando sua carteira de ativos, ao invés de arriscar somente em um.

A figura a seguir ilustra como esse efeito, com diferentes correlações entre os ativos. No caso ideal teórico, onde os ativos têm correlação negativa igual a 1, é possível ter risco nulo, com certo lucro.



Fonte: Ramos, D. S. [4]

Para uma carteira “p”, o retorno esperado “E(p)”, com “N” ativos, cada qual com uma rentabilidade “ri” é calculado segundo a equação abaixo:

$$E(r_p) = \sum_{i=1}^N X_i E(r_i).$$

Equação 6 - Retorno Esperado

Já o desvio padrão da carteira depende da correlação entre os ativos, conforme segue:

$$\sigma_p = \sqrt{\sum_{i=1}^N X_i^2 \sigma_i^2 + \sum_{i=1}^N \sum_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^N X_i X_j \rho_{ij} \sigma_i \sigma_j}$$

**Equação 7 - Desvio padrão da carteira**

Pode-se transferir esses conhecimentos para o setor energético, onde também podemos obter melhores resultados com a diversificação do parque gerador.

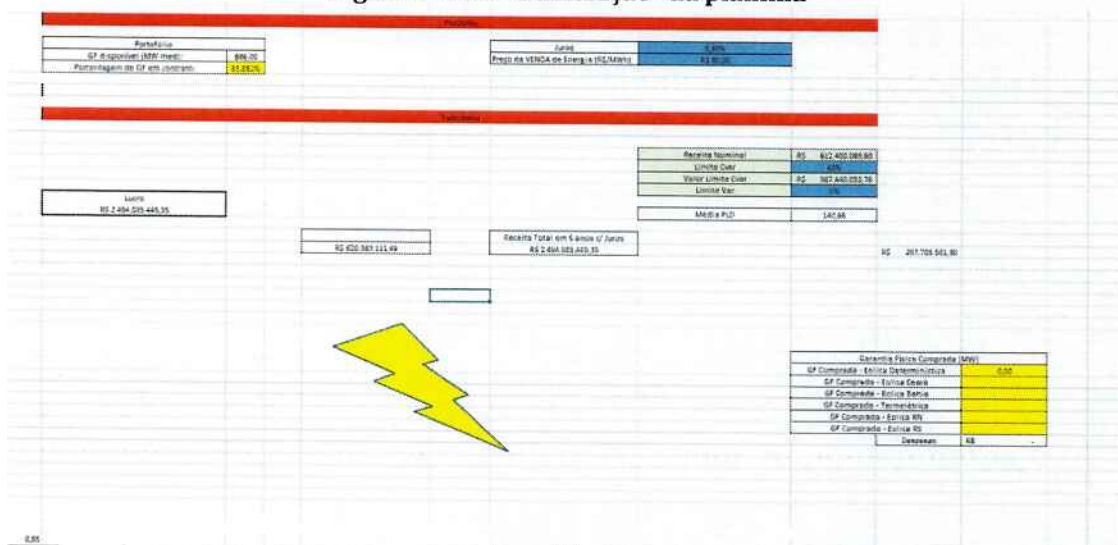
## 4 Modelagem do Problema e Ferramenta de Solução

### 4.1 Desenvolvimento da Ferramenta Computacional

Foi desenvolvida uma planilha na plataforma Excel para contabilizar e calcular despachos e possíveis cenários, baseado em condições de contorno diversas. Os parâmetros que devem ser inseridos e/ou modificados de acordo com a simulação pretendida pelo usuário são os seguintes: A usina hidrelétrica usada como base para o processo (inclusive seu fator de capacidade e potência instalada); os parâmetros das demais usinas a ser estudadas (fator de capacidade, sazonalização dos ventos ou da geração a biomassa, preço de compra da energia e critério P90, P75 e P50); taxa de juros praticada, preço de venda de energia elétrica em contrato; e limites do critério de risco (Var e CVar).

Essas entradas são inseridas em abas diversas da planilha, as quais elencadas a seguir. Basicamente, cabe ao usuário a seleção dos seguintes parâmetros, a ser feita na aba denominada "Otimização".

Figura 7 - Aba "Otimização" da planilha



Fonte: Elaborada pelos Autores

A taxa de juros praticada, preço de venda da energia em contrato, limite Var e limite do CVar (campos em azul). O raio amarelo inicializa a otimização do portfólio selecionado na aba "Usinas".

**Figura 8 - Planilha "Usinas"**

Usina Eólica Determinística													
Pot. Instalada (MW):	-												
Preço da energia(R\$/MWh):	R\$ 90,00												
Média de potencia disponível	0,00												
%GF: 0,00% <input type="checkbox"/> INCLUIR?													
p.u. mensal da pot. Instalada	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
	0,13	0,21	0,17	0,13	0,15	0,16	0,19	0,29	0,39	0,24	0,40	0,19	
Perfil de Geração(Despacho Físico)	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
(MW)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

Usina Hidrelétrica													
Pot. Instalada (MW):	1363,07												
Fator de capacidade:	0,65												
Média de potencia disponível	886,00												
Média MRE: 102%													
p.u. mensal da pot. Instalada	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
(MWh)	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	
Perfil de Geração(Despacho Físico)	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
(MW)	885,9955	885,9955	885,9955	885,9955	885,9955	885,9955	885,9955	885,9955	885,9955	885,9955	885,9955	885,9955	

Usina Térmica													
Pot. Instalada (MW):	0,00												
Fator de capacidade:	1												
Preço da energia(R\$/MWh):	R\$ 0,00												
Média de potencia disponível	0,00												
CvU: 25 %GF: 0,00% <input type="checkbox"/> INCLUIR?													
F.C.ap. Min: 0,2													
p.u. mensal da pot. Instalada	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
	0	0	0	0	0,3	0,9	0,9	0,3	0,9	0,9	0,3	0	
Perfil de Geração(Despacho Físico)	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
MWh/MES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

Usina Eólica Ceará													
Pot. Instalada (MW):	-												
Preço da energia(R\$/MWh):	R\$ 90,00												
Média de potencia disponível	0,00												
%GF: 0,00% <input type="checkbox"/> INCLUIR? P90													
p.u. mensal da pot. Instalada	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
	0,36	0,25	0,17	0,17	0,28	0,49	0,65	0,82	0,88	0,84	0,74	0,56	
Perfil de Geração(Despacho Físico)	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
(MW)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

Usina Eólica Bahia													
Pot. Instalada (MW):	-												
Preço da energia(R\$/MWh):	R\$ 80,00												
Média de potencia disponível	0,00												
%GF: 0,00% <input type="checkbox"/> INCLUIR? P90													
p.u. mensal da pot. Instalada	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
	0,15	0,09	0,09	0,13	0,22	0,35	0,40	0,46	0,47	0,41	0,28	0,19	
Perfil de Geração(Despacho Físico)	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
(MW)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

Usina Eólica Rio Grande do Norte													
Pot. Instalada (MW):	0,00												
Preço da energia(R\$/MWh):	R\$ 80,00												
Média de potencia disponível	0,00												
%GF: 0,00% <input type="checkbox"/> INCLUIR? P90													
p.u. mensal da pot. Instalada	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
	0,44	0,31	0,22	0,23	0,34	0,49	0,59	0,74	0,79	0,75	0,67	0,58	
Perfil de Geração(Despacho Físico)	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
(MW)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

Usina Eólica Rio Grande do Sul													
Pot. Instalada (MW):	0,00												
Preço da energia(R\$/MWh):	R\$ 80,00												
Média de potencia disponível	0,00												
%GF: 0,00% <input type="checkbox"/> INCLUIR? P90													
p.u. mensal da pot. Instalada	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
	0,68	0,67	0,68	0,65	0,63	0,60	0,59	0,61	0,57	0,61	0,59	0,60	
Perfil de Geração(Despacho Físico)	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
(MW)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

Portifólio			
Pot. Instalada (MW):	1363,07		
Garantia Física	886,00		
Contrato:	150,99		

Fonte: Elaborada pelos Autores

Nesta aba, encontram-se todas as informações das usinas que podem compor o portfólio. As células pintadas de azul são parâmetros editáveis pelo usuário. As caixas de seleção permitem que se selecione qual usina, além da hidrelétrica, deve compor o portfólio a ser estudado na otimização em questão.

**Figura 9 - Planilha "Despesas"**

Contratação Fonte Renovável							
BIOMASSA		<input type="checkbox"/> Inserir		EÓLICA 2 - BAHIA		<input type="checkbox"/> Inserir	
Garantia Física (MW)		-		Garantia Física (MW)		-	
Preço MWh:	R\$	80,00		Preço MWh	R\$	80,00	
Total GF Contratada Anual (MWh)		-		Total GF Contratada Anual (MWh)		-	
Despesa Total (5 Anos)	R\$	-		Despesa Total (5 Anos)	R\$	-	
EÓLICA DETERMINÍSTICA		<input type="checkbox"/> Inserir		EÓLICA 3 - RIO GRANDE DO NORTE		<input type="checkbox"/> Inserir	
Garantia Física (MW)		-		Garantia Física (MW)		-	
Preço MWh:	R\$	80,00		Preço MWh	R\$	80,00	
Total GF Contratada Anual (MWh)		-		Total GF Contratada Anual (MWh)		-	
Despesa Total (5 Anos)	R\$	-		Despesa Total (5 Anos)	R\$	-	
EÓLICA 1 - CEARÁ		<input type="checkbox"/> Inserir		EÓLICA 4 - RIO GRANDE DO SUL		<input type="checkbox"/> Inserir	
Garantia Física (MW)		-		Garantia Física (MW)		-	
Preço MWh:	R\$	80,00		Preço MWh	R\$	80,00	
Total GF Contratada Anual (MWh)		-		Total GF Contratada Anual (MWh)		-	
Despesa Total (5 Anos)	R\$	-		Despesa Total (5 Anos)	R\$	-	

**Fonte: Elaborada pelos Autores**

Nesta aba, o usuário pode customizar o preço de compra da energia elétrica para a usina que deseja incluir no portfólio. A seleção, previamente feita na aba "Usinas", é evidenciada pela caixa de seleção. A despesa total ao longo de 5 anos é então calculada, para cada valor de garantia física comprado, trazendo-se para o valor presente a aquisição mensal daquela quantidade de garantia física.

Na pasta Excel, estão inclusas planilhas com dados históricos de MRE e PLD de mais de 60 anos, que servem como base para calcular as despesas e lucros do portfólio.

Há, também, planilhas com os ventos históricos de diversas usinas eólicas pelo Brasil que são utilizadas para calcular os despachos da parte eólica do portfólio sendo analisado.

**Figura 10 - Uma das planilhas de despacho utilizada, baseada nos registros anemométricos**

ANO	PERÍODO	TEMPERATURA	UMIDADE	VELOCIDADE	PRECIPITAÇÃO	VENTO	NEBULOSIDADE	INSOLAÇÃO	PLUVIOSIDADE	...
1970	01/01/70	20.5	65.0	1.5	0.0	1.0	10.0	12.0	0.0	...
1971	01/01/71	19.8	68.0	1.2	0.1	1.1	11.0	11.5	0.1	...
1972	01/01/72	21.0	62.0	1.8	0.2	1.0	9.0	13.0	0.2	...
1973	01/01/73	20.2	66.0	1.6	0.1	1.1	10.5	12.5	0.1	...
1974	01/01/74	19.5	69.0	1.4	0.3	1.0	11.5	11.0	0.3	...
1975	01/01/75	20.8	64.0	1.7	0.1	1.1	10.0	12.0	0.1	...
1976	01/01/76	19.0	70.0	1.3	0.2	1.0	11.0	11.5	0.2	...
1977	01/01/77	20.5	67.0	1.6	0.1	1.1	10.5	12.5	0.1	...
1978	01/01/78	19.8	68.0	1.4	0.2	1.0	11.0	11.5	0.2	...
1979	01/01/79	20.2	66.0	1.6	0.1	1.1	10.5	12.5	0.1	...
1980	01/01/80	19.5	69.0	1.4	0.3	1.0	11.5	11.0	0.3	...

Fonte: Elaborada pelos Autores.

**Figura 11 - Parte da planilha "Aceitação", em que se calcula os critérios de risco utilizando Var e CVar.**

Cenário	VAR	CVAR	...
1970	78827561.83	648219015.82	456358612.78
1971	609524892.26	300781887.27	450352963.31
1972	853158600.02	307282151.30	473282494.32
1973	34854275.90	285011982.32	25893348.00
1974	258181205.61	24939850.95	218935056.19
1975	512635478.25	42890245.19	37272318.86
1976	315685519.35	197635515.37	181006347.76
1977	316135366.15	197897977.34	166157323.68
1978	782288133.95	33471070.08	306540705.62
1979	517658104.84	472821852.76	389893482.77
1980	870693997.03	89634538.45	808137323.97
1981	652080185.27	330172701.72	46718939.73
1982	48010267.81	35730591.51	48179613.80
1983	634472721.40	465396428.52	423690494.88
1984	43565309.40	38182355.82	54972109.54
1985	53964868.70	461502760.24	48950087.98
1986	107735588.40	89633328.85	78198135.82
MEDIA			

Fonte: Elaborada pelos Autores.

De posse dos despachos, calculam-se as receitas parciais e totais (relativas a cada tipo de energia e ao portfólio como um todo), separadas em receita fixa e receita SPOT e, depois, se aplicam as taxas de juros correspondentes, de modo a obter um cenário mais acurado de simulação para o horizonte de 5 anos.

Na aba correspondente à receita total anual com juros, é também verificado o critério de risco: para cada ano simulado, obtém-se uma receita total anual, perfazendo 300 pontos.

15	%	4.94%
2.735.800.408.20		
CVAR	183.720.026.88	



## 4.2 Funcionamento da Macro

A macro consiste, basicamente, em uma operação em duas etapas. Na primeira, tem-se um valor de garantia física comprada fixo, e trata-se de varrer os possíveis valores de porcentagem de geração em contrato (isto é, de 0 a 100% da geração contratada) com passos de 5%. Dentro de cada um desses passos, realiza-se um solver GRG não-linear para encontrar o melhor valor de contratação que atenda o critério de risco. Este procedimento garante uma precisão de até a quarta casa decimal de Real (R\$), provando-se uma ferramenta confiável de otimização.

Encontrado o valor ótimo de contratação para esse dado portfolio, segue-se a simulação de contratação de mais garantia física – isto é, forma-se um “novo portfólio”, com um valor distinto de garantia física, que deverá ter sua porcentagem de contratação otimizada (novamente, usando-se o procedimento descrito acima).

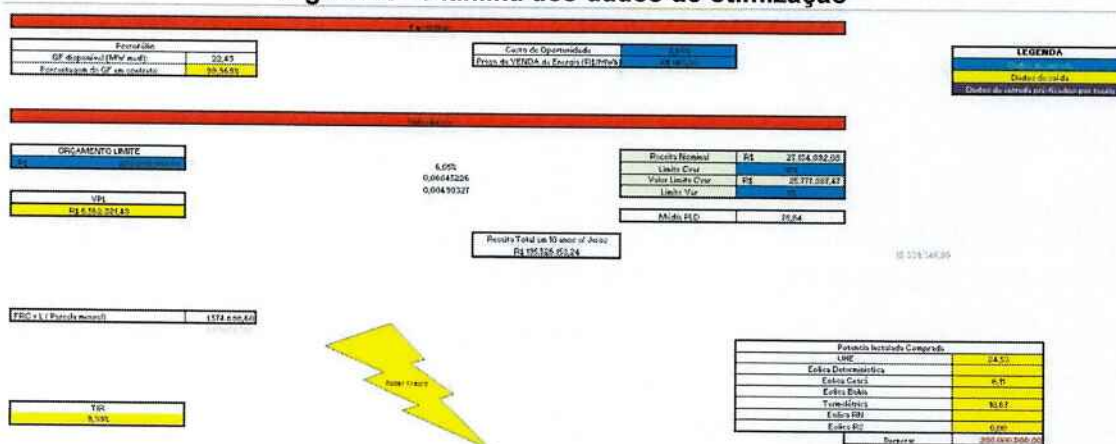
Esse método prossegue até que se obtenha um portfólio composto praticamente na íntegra por energia de fonte renovável. Sendo assim, a macro varre uma composição de portfólio que varia desde puramente hidrelétrico até puramente eólico (ou térmico).

Obtendo essa lista de resultados na planilha “Tabela Resposta”, basta agora obter o melhor valor de lucro dentre todos os cenários simulados.

## 4.3 Modelo Final da Ferramenta

Anteriormente, foi visto como resolver um problema específico de complementaridade de um portfólio inicial hidrelétrico, baseado em fontes alternativas de energia (eólica, térmica a biomassa). O prosseguimento do desenvolvimento da ferramenta passa, então, pela definição do portfólio em si e, dentre os portfólios viáveis, na determinação da porcentagem de contratação ótima para o mesmo.

**Figura 13 - Planilha dos dados de otimização**



**Fonte: Elaborada pelos Autores.**

Os métodos de cálculo de despacho e critérios de risco permanecem os mesmos conforme definidos nas seções anteriores (com uso de VaR e cVaR históricos, cálculo de receitas fixa e SPOT), porém para a elaboração de portfólios, adota-se a metodologia descrita no próximo tópico.

#### 4.4 Determinações de Portfólio

Dado um limite orçamentário (conforme dado de entrada pelo usuário), e três possíveis fontes renováveis a ser consideradas (hidrelétrica, eólica e térmica a biomassa) primeiramente fazemos uma varredura “loop grosso”, explorando todas as possibilidades de alocação de porcentagens desse limite em cada uma das fontes.

Por exemplo, uma possibilidade seria 100% em uma fonte, e 0% nas outras duas. Outra seria 90% em uma fonte, 10% em outra, e 0% na terceira – e assim sucessivamente. Para cada um desses portfólios formados na varredura, calculamos a contratação ótima (utilizando uma divisão dos possíveis 100% de contratação e uma estratégia de encontrar os ótimos locais que maximizam o lucro por meio do emprego da ferramenta Solver do Microsoft Excel) e, ao final dessa etapa, teremos o portfólio com maior receita – desde que atenda aos critérios de risco estipulados.

Figura 14 - Planilha para configuração das usinas.

preço edifica													
Preço Edifica: R\$ 2.600,00													
Usina Eólica - Determinação													
Pot. Instalada (Mv):	90%	:GF:		0,00%	<input checked="" type="checkbox"/> INCLUIR								
Média de potencia disponível	0,00												
p.u. mensal da pot. instalada	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Perfil de Geração(Despacho Físico)	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
(Mv/mes)	84,05	137,42	107,99	81,22	98,10	105,22	94,85	105,33	250,24	223,32	257,82	121,55	
Usina Hidroelétrica													
Pot. Instalada (Mv):	24,53	Média MPE:		102%									
Fator de capacidade:	0,85												
Preço da Energia	R\$ 6.300,00												
Média de potencia disponível	15,94												
p.u. mensal da pot. instalada	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
(Mv/h)	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	
Perfil de Geração(Despacho Físico)	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
(Mv/mes)	15,94339623	15,9433962	15,9433962	15,9433962	15,9433962	15,9433962	15,9433962	15,9433962	15,9434	15,9433962	15,9433962	15,943396	
Usina Térmica													
Pot. Instalada (Mv):	10,67	CVL:		25	:GF:		60,83%	custo combustível R\$/kWh					0,1
Fator de capacidade:	1												
Preço da energia(R\$/Mv/h):	R\$ 4.500,00												
Média de potencia disponível	6,49												
p.u. mensal da pot. instalada	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
(Mv/h)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,2	
Perfil de Geração(Despacho Físico)	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
(Mv/mes)	1536	1536	1536	1536	6912	6912	6912	6912	6912	6912	6912	1536	
Usina Eólica - Eólica													
Pot. Instalada (Mv):	6,11	:GF:		13,12%	<input type="checkbox"/> INCLUIR								P90
Média de potencia disponível	0,80												

Fonte: Elaborada pelos Autores.

A partir daí, realiza-se uma nova busca por opções otimizadas de portfólio, porém, devido ao caráter combinatório do problema, essa nova busca é realizada apenas na região ao redor do portfólio definido inicialmente como ótimo – porém, desta vez, é realizada com maior precisão.

Para a fixação numérica dos critérios de mensuração dos riscos, foi utilizado o conceito de cálculo conhecido como *Historical VaR* e *CVaR* calculados com base nas receitas mensais já agrupadas anualmente. Por isso, em vez de modelar as equações que regem o modelo, são buscados os valores calculados pela planilha que correspondem às determinadas condições de risco estipuladas pelo intervalo de confiança.

A cada portfólio escolhido para a realização das simulações, temos 610 pontos calculados, devido à projeção do horizonte de tempo de 10 anos.

A posição procurada corresponderá ao elemento que quando ordenados todos os 610 elementos em ordem crescente, estiver na posição de n-ésimo menor, onde n será:

$$N = (1 - \alpha) * 610$$

**Equação 8 - Cálculo do N-ésimo termo do Critério de Risco**

Caso o termo não resulte um número inteiro, faremos a interpolação linear entre o termo superior e o inferior para a sua determinação.

Após sua determinação, basta dividir o n-ésimo termo pela receita de referência anual, obtendo o valor do *Historical VaR*.

$$\text{Historical Var} = \text{Menor} (\text{Receita}_{\text{anual}, n})$$

**Equação 9 - Cálculo do VaR Histórico**

Como definido anteriormente, o CVaR corresponde à média dos valores abaixo do VaR. Portanto, tem-se:

$$\text{Historical CVaR} = \text{Média} \left\{ \begin{array}{l} \text{Menor} (\text{Receita}_{\text{anual}, n-1}, \dots) \\ \text{Menor} (\text{Receita}_{\text{anual}, 1}) \end{array} \right\}$$

**Equação 10 - Fórmula do CVaR Histórico**

Já o método de cálculo das receitas advindas da comercialização da energia produzida por cada portfólio (bem como a contabilização dos custos) são explicadas a seguir.

## 4.5 Financiamento

No trabalho, são consideradas três fontes renováveis de energia elétrica – hidrelétrica, eólica e térmica a biomassa. Os cronogramas de desembolso para a construção de cada uma delas são distintos (tanto em duração quanto na distribuição dos gastos ao longo do período de construção), conforme visto nas referências bibliográficas. Sendo assim, foi criada uma planilha chamada Financiamento, incorporando essas características, de modo a organizar o cronograma de desembolso (bem como o cálculo do total de juros durante a construção) para cada portfólio avaliado.

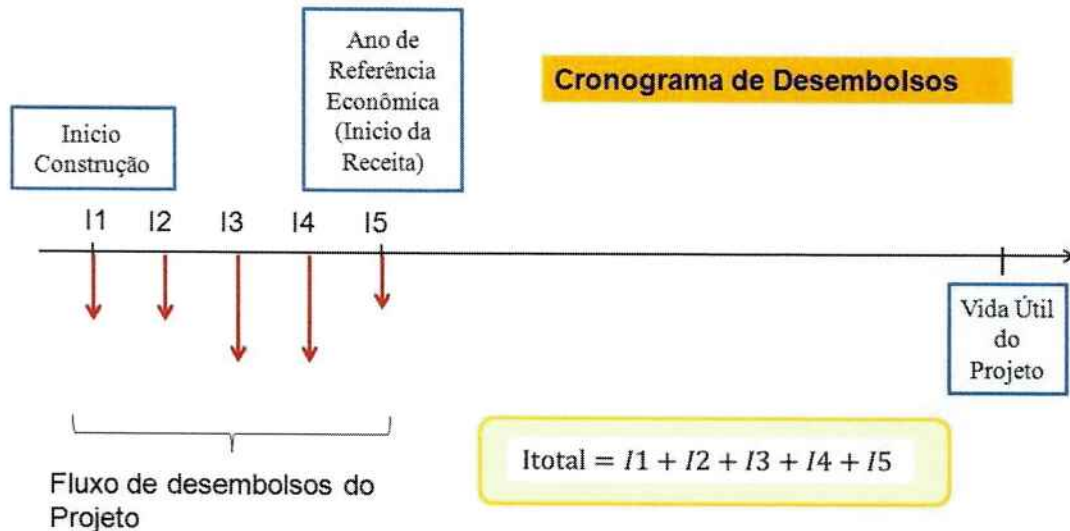
Figura 15 - Planilha do Financiamento

I32		fx =SOMA(I18;I28;I8)								
A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	
1	Juros	0,60%								
2		<b>UHE</b>	%	Custo R\$/kW	Tempo	Tiv	VF	MW*VF		
3		1,00	0,00	0,00	5,00	60,00	0,00	0		
4		2,00	37,50	1.987,50	4,00	48,00	2.648,56	64964738,49		
5		3,00	12,50	662,50	3,00	36,00	821,70	20154901,09		
6		4,00	25,00	1.325,00	2,00	24,00	1.529,56	37517587		
7		5,00	25,00	1.325,00	1,00	12,00	1.423,61	34918785,45		
8		Total	100,00	5.300,00	5,00	-	6.423,44	157556012		
9										
10										
11										
12		<b>UTE</b>	%	Custo R\$/kW	Tempo	Tiv	VF	MW*VF		
13		1,00	0,00	0,00	5,00	60,00	0,00	0,00		
14		2,00	0,00	0,00	4,00	48,00	0,00	0,00		
15		3,00	0,00	0,00	3,00	36,00	0,00	0,00		
16		4,00	75,00	3.375,00	2,00	24,00	3.896,06	41.557.942,52		
17		5,00	25,00	1.125,00	1,00	12,00	1.208,73	12.893.090,01		
18		Total	100,00	4.500,00	5,00	-	5.104,78	54451032,53		
19										
20										
21										
22		<b>EOL</b>	%	Custo R\$/kW	Tempo	Tiv	VF	MW*VF		
23		1,00	0,00	0,00	5,00	60,00	0,00	0		
24		2,00	0,00	0,00	4,00	48,00	0,00	0		
25		3,00	50,00	1.800,00	3,00	36,00	2.232,54	13643317,66		
26		4,00	25,00	900,00	2,00	24,00	1.038,95	6349130,107		
27		5,00	25,00	900,00	1,00	12,00	966,98	5909332,922		
28		Total	100,00	3.600,00	5,00	-	4.238,47	25901780,69		
29										
30										
31										
32							TOTtot	237.908.825,25		
33										
34										
35										

Fonte: Elaborada pelos Autores

Assim, os preços de instalação de cada usina (em R\$/kW instalado) podem ser modificados pelo usuário, sem que o mesmo tenha de alterar o cronograma típico de desembolso para as fontes.

Figura 16 - Cronograma de Desembolso

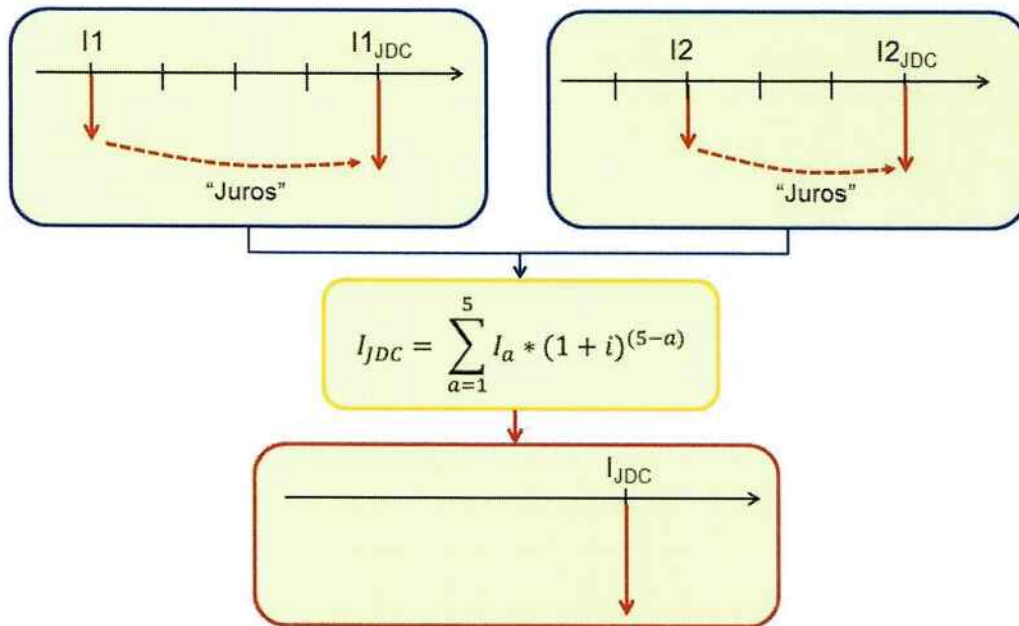


Fonte: RAMOS, D. S. [13]

Já para o cálculo dos juros durante a construção, primeiramente calcula-se, dada a taxa de custo de oportunidade mensal (dado de entrada), seu equivalente anual. Então, para cada usina, obtém-se quanto deve ser pago em cada ano de construção, e aplica-se o “valor futuro” desse investimento.

Por exemplo, se 30% do desembolso de uma usina deve ser efetuado no ano  $A - 3$ , calcula-se quanto, em reais, corresponde essa quantia, e multiplica-se por  $(1 + i)^3$ , em que  $i$  é a taxa anual. Desse modo, obtém-se o total de desembolso em valores calculados no instante em que todas as usinas começariam a operar – isto é, no momento a partir do qual será possível utilizar o portfólio de usinas para a geração de energia elétrica – e, por conseguinte, de receitas.

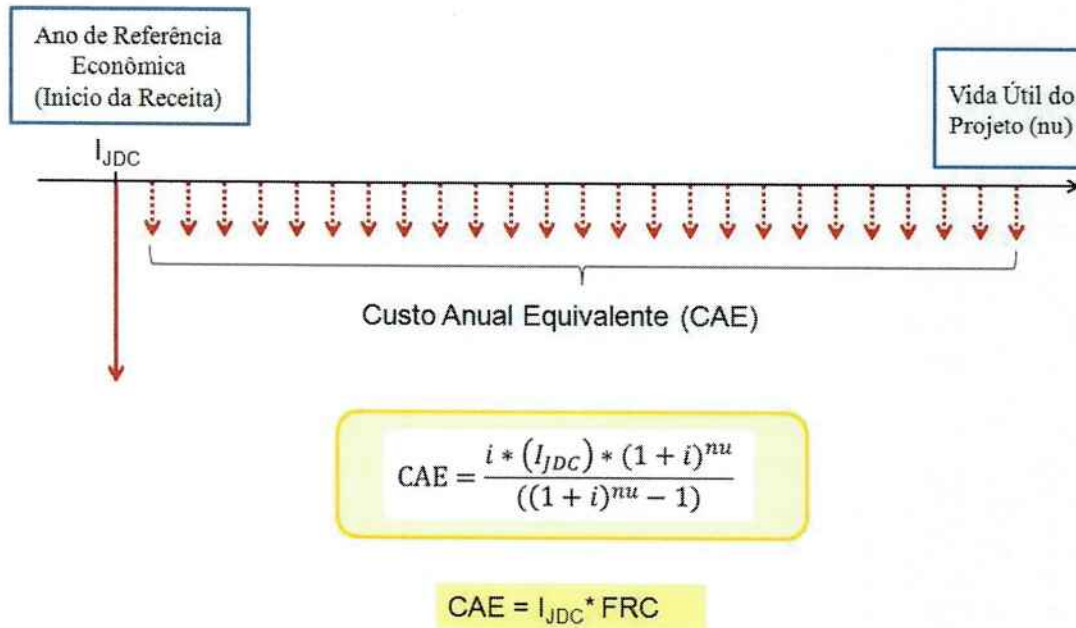
Figura 17 - Incorporação dos Juros Durante a Construção



Fonte: RAMOS, D. S. [13]

Para o pagamento desse montante total investido, calcula-se o Fator de Recuperação do Capital (FRC), à taxa de custo de oportunidade predeterminada, para o horizonte de tempo de 20 anos.

Figura 18 - Custo Anual Equivalente

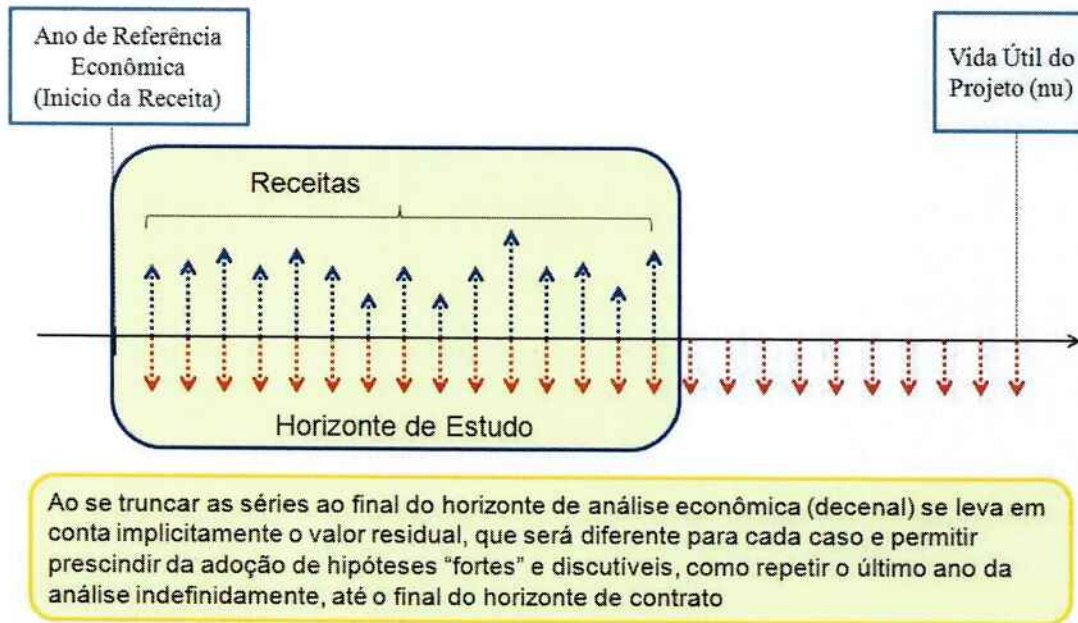


Fonte: RAMOS, D. S. [13]

#### 4.6 Horizonte de tempo e valor residual

No estudo, considera-se um financiamento para a construção das usinas eleitas para compor o portfólio de 20 anos. No entanto, devido à limitação da previsão de receitas de comercialização, adota-se um horizonte de tempo de análise de 10 anos. Após esse período, o que é feito é a consideração do "valor residual" do empreendimento. Na prática, o que a ferramenta efetua é – visto que o FRC, conforme explicado, é calculado para um tempo de 20 anos – o pagamento das parcelas apenas dos 10 primeiros anos. Isto é, o horizonte de tempo considerado acaba sendo os mesmos 10 anos para os quais a própria ferramenta havia calculado a obtenção das receitas – sendo possível, assim, a observação de um fluxo de receitas e despesas, mensalmente, por um período de 10 anos, conforme objetivado.

Figura 19 - Truncamento das Séries e Valor Residual



Fonte: RAMOS, D. S. [13]

#### 4.7 Valores de Saída do Programa

Modelados todos os parâmetros, procura-se a quantidade percentual da garantia física a ser contratada que apresente maior receita respeitando os critérios de VaR e CVaR estipulados para a simulação, para cada possível composição de portfólio. Para a composição dos diversos portfólios, utilizou-se uma varredura manual entre diversas possibilidades de alocação financeira (já que o dado de entrada era justamente um valor orçamentário).

Já para o cálculo da porcentagem de garantia física a ser contratada, quebrou-se os possíveis valores em *steps* de 5%, dentro dos quais utilizou-se o a ferramenta *Solver* disponível no próprio Excel. O algoritmo de solução utilizado emprega métodos de convergência GRC não linear, de modo a otimizar o campo de lucro, calculado a partir do somatório total das receitas anuais já submetidas às taxas de juros, e desse total subtrai-se o produto dos

120 meses do horizonte de tempo pelo FRC (fator de recuperação do capital) calculado na planilha Financiamento.

A saída também fornece a potência instalada, em MW, das usinas que compõem o portfólio ótimo, bem como o FRC do financiamento, e a Taxa Interna de Retorno (TIR) do investimento, uma métrica interessante para o ponto de vista do investidor. As variáveis de saída são:

- i. Despachos energéticos mensais de cada planta, em Megawatt-hora, para todos cenários disponíveis;
- ii. Valores de financiamento a ser pagos em cada etapa da construção das usinas escolhidas;
- iii. Receitas fixas mensais, em reais, referentes aos valores recebidos pelo contrato por mês para todos os cenários disponíveis;
- iv. Receitas ou débitos mensais no mercado de curto prazo, em reais, referentes às transações de energia efetuadas no ambiente não contratado para todos cenários disponíveis;
- v. Caixa acumulado mensal, em reais;
- vi. Receitas anuais, com e sem a incidência de juros, no horizonte de 10 anos;
- vii. Critérios de risco, *Value-at-Risk* (VaR) e o *Conditional Value-at-Risk* (CVaR);
- viii. Porcentagem ótima de contratação que apresenta maior valor de rendimento para riscos associados dentro dos critérios de risco pré-definidos.

**Figura 20 - Formulário de Entrada e Saída de Dados**

<u>INPUT</u>	<u>OUTPUT</u>
Custo de Oportunidade Mensal (%) <input type="text"/>	Valor Presente Líquido 10 Anos (R\$) <input type="text"/>
Preço de Venda (R\$/MWh) <input type="text"/>	Taxa Interna de Retorno (%) <input type="text"/>
Limite VaR (%) <input type="text"/>	Porcentagem Contratada Ótima (%) <input type="text"/>
Limite CVaR (%) <input type="text"/>	
Orçamento Limite (R\$ Milhões) <input type="text"/>	<b>PORTFÓLIO ÓTIMO</b>
Custo Eólica (R\$/KW instalado) <input type="text"/>	<input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/>
Custo Biomassa (R\$/KW instalado) <input type="text"/>	Eólica (MW Instalado)    Térmica (MW Instalado)    PCH (MW Instalado)
Custo PCH (R\$/KW instalado) <input type="text"/>	
Localização da Eólica <input type="text"/>	<b>RODAR!</b>
Critério de Contrato da Eólica <input type="text"/>	<b>ESCONDER!</b>

Fonte: Elaborada pelos Autores

## 5 Análise e Resultados

Primeiramente, faz-se necessário apresentar as premissas utilizadas para as simulações.

A taxa de juros foi fixada em 0,7% ao mês, de modo que fosse possível avaliar se o investimento é válido ou não. Esta taxa de juros escolhida é uma aproximação da taxa de juros brasileira ao início do segundo semestre de 2014.

O preço de venda em contrato da energia foi estipulado em R\$160,00 /MWh. Este é um valor significativamente alto, que nos trará resultados ótimos de contratação quase sempre em 100%, tendo em vista que o valor médio do PLD é de aproximadamente metade deste valor. Como em etapas anteriores já foi provada que a ferramenta de contratação ótima funciona devidamente, não será dada atenção profunda neste parâmetro.

Por outro lado, este preço de R\$160,00 /MWh da venda de energia é o que faz a taxa interna de retorno flutuar nas imediações da taxa de juros brasileira. Deste modo, temos um VPL que justifique o investimento, e conseqüentemente viabilize a simulação.

Valores típicos de VaR e CVaR do mercado de energia foram os utilizados para simulação. Fixou-se o VaR em 5%, enquanto se varia o CVaR, variável que tem uma influência menos sensível que o VaR, em valores entre 60% e 95%.

O orçamento limite é o único parâmetro que tem influência linear na simulação. Fixou-se este parâmetro em R\$200.000.000,00, pois é um valor que trará um portfólio ótimo na casa de dezenas de MW instalados.

Os preços, em R\$/KW instalado, dos investimentos a serem realizados, não foram alterados durante as simulações. Esta decisão foi tomada tendo em vista que os valores foram retirados de leilões reais de energia nova dos últimos 2 anos, e representam fielmente a situação brasileira atual.

Observa-se claramente que houve um incentivo à energia eólica, uma vez que o preço desta caiu significativamente, tornando-a competitiva, quando antes era inviável.

A localização da usina interfere diretamente no despacho da eólica. Diferentes localidades brasileiras têm ventos de sazonalidades diferentes. Seleccionamos 4 possíveis localidades, além da possibilidade de incluir manualmente o perfil de vento de uma usina eólica determinística. As localidades escolhidas foram:

- CE
- BA
- RN
- RS

As simulações foram divididas em blocos, cada um com uma usina eólica complementando o portfólio.

O último dado de entrada é a seleção do tipo de contrato da usina eólica. Este pode ser P90, P75 ou P50. Mais informações sobre este parâmetro, de como influi no risco e composição do portfólio, podem ser vistas na sessão de revisão bibliográfica.

Todas as simulações serão seguidas da tela de saída original da ferramenta computacional, assim como os pertinentes comentários de cada cenário.

Procurou-se alterar somente um único parâmetro por vez, de modo a varrer uma quantidade significativa de simulações e definir claramente a influência de cada dado de entrada nos resultados.

As primeiras simulações realizadas com a ferramenta computacional em sua versão final estavam durando aproximadamente 10 minutos, e tem precisão de até uma casa decimal para a composição do portfólio ótimo. Esta precisão pode ser aumentada, mas com um ganho significativo de tempo.

Acredita-se, no entanto, que os resultados são suficientemente bons para análise com este motor de busca.

## 5.1 Cenários com Ventos do Ceará

De início, seleciona-se uma localidade do Ceará para a composição do portfólio, pois esta é a que tem uma sazonalidade com complementaridade mais evidente com a hidrelétrica, de modo que a primeira vista deveria ser a que traria melhor “hedge” financeiro para o portfólio.

O formulário em que se encontram os dados de entrada e de saída da primeira simulação se encontra abaixo.

**Figura 21 - Resultado da 1ª simulação com a Usina Eólica do Ceará**

INPUT		OUTPUT		
Custo de Oportunidade Mensal (%)	<b>0,7</b>	Valor Presente Líquido 10 Anos (R\$)	<b>24.357.022,82</b>	
Preço de Venda (R\$/MWh)	<b>160</b>	Taxa Interna de Retorno (%)	<b>10,24</b>	
Limite VaR (%)	<b>5</b>	Porcentagem Contratada Ótima (%)	<b>99,989</b>	
Limite CVaR (%)	<b>95</b>	<b>PORTFÓLIO ÓTIMO</b>		
Orçamento Limite (R\$ Milhões)	<b>200</b>	<b>11,56</b>	<b>6,11</b>	<b>23,77</b>
Custo Eólica (R\$/KW instalado)	<b>3600</b>	Eólica (MW Instalado)	Térmica (MW Instalado)	PCH (MW Instalado)
Custo Biomassa (R\$/KW instalado)	<b>4500</b>	<b>RODAR!</b>		
Custo PCH (R\$/KW instalado)	<b>5300</b>			
Localização da Eólica	<b>CE</b>			
Critério de Contrato da Eólica	<b>P90</b>			
		<b>ESCONDER!</b>		

Fonte: Elaborada pelos Autores.

Observa-se uma TIR de razoáveis 10,24%, com um portfólio ótimo composto majoritariamente de PCH, com 42,4% das outras duas formas de geração. Utilizamos um critério de risco bem rígido, com CVaR em 95% dos 5% do VaR. O tipo de contrato foi o P90, para a eólica.

Esta simulação servirá de base para as próximas comparações.

**Figura 22 - Resultado da 2ª simulação com a Usina Eólica do Ceará**

<u>INPUT</u>	<u>OUTPUT</u>
Custo de Oportunidade Mensal (%)	Valor Presente Líquido 10 Anos (R\$)
<b>0,7</b>	<b>34.563.749,24</b>
Preço de Venda (R\$/MWh)	Taxa Interna de Retorno (%)
<b>160</b>	<b>11,31</b>
Limite VaR (%)	Porcentagem Contratada Ótima (%)
<b>5</b>	<b>100</b>
Limite CVaR (%)	<b>PORTFÓLIO ÓTIMO</b>
<b>65</b>	<b>0</b> <b>24,44</b> <b>16,98</b>
Orçamento Limite (R\$ Milhões)	Eólica (MW Instalado)      Térmica (MW Instalado)      PCH (MW Instalado)
<b>200</b>	
Custo Eólica (R\$/KW instalado)	
<b>3600</b>	
Custo Biomassa (R\$/KW instalado)	
<b>4500</b>	
Custo PCH (R\$/KW instalado)	
<b>5300x</b>	
Localização da Eólica	<b>RODAR!</b>
<b>CE</b>	
Critério de Contrato da Eólica	<b>ESCONDER!</b>
<b>P90</b>	

Fonte: Elaborada pelos Autores.

Nesta segunda simulação, alterou-se o critério de risco para um CVaR de 65%. Como esperado, por afrouxar este parâmetro, obteve-se um cenário em que não houve necessidade da complementaridade da eólica, a qual tem uma geração reduzida em relação às outras fontes, e houve um acréscimo significativo na quantidade ótima de térmica instalada.

A TIR foi aumentada, pois com este novo critério de risco menos rígido, pode-se correr um risco maior, que gere um VPL maior.

**Figura 23 - Resultado da 3ª simulação com a Usina Eólica do Ceará**

INPUT		OUTPUT	
Custo de Oportunidade Mensal (%)	<b>0,7</b>	Valor Presente Líquido 10 Anos (R\$)	<b>25.550.488,48</b>
Preço de Venda (R\$/MWh)	<b>160</b>	Taxa Interna de Retorno (%)	<b>10,36</b>
Limite VaR (%)	<b>5</b>	Porcentagem Contratada Ótima (%)	<b>100</b>
Limite CVaR (%)	<b>95</b>	<b>PORTFÓLIO ÓTIMO</b>	
Orçamento Limite (R\$ Milhões)	<b>200</b>	<b>8,89</b>	<b>9,78</b>
Custo Eólica (R\$/KW instalado)	<b>3600</b>	Eólica (MW Instalado)	Térmica (MW Instalado)
Custo Biomassa (R\$/KW instalado)	<b>4500</b>		PCH (MW Instalado)
Custo PCH (R\$/KW instalado)	<b>5300</b>	<div style="border: 1px solid black; padding: 10px; text-align: center; width: 100px; margin: 5px auto;"> <b>RODAR!</b> </div> <div style="border: 1px solid black; padding: 10px; text-align: center; width: 100px; margin: 5px auto;"> <b>ESCONDER!</b> </div>	
Localização da Eólica	<b>CE</b>		
Critério de Contrato da Eólica	<b>P75</b>		

Fonte: Elaborada pelos Autores.

Nesta nova situação, retorna-se o critério de risco CVaR para 95% e altera-se o tipo de contrato, de P90 para P75.

Em comparação com o primeiro portfólio, observa-se uma quantidade maior de eólica presente, o que faz total sentido, já que pode-se vender mais energia em contrato, em consequência de um risco ligeiramente maior, porém dentro do critério de aceitação.

A TIR teve um ligeiro incremento, assim como o VPL, obviamente.

Figura 24 - Resultado da 4ª simulação com a Usina Eólica do Ceará

INPUT	OUTPUT
Custo de Oportunidade Mensal (%) <input type="text" value="0,7"/>	Valor Presente Líquido 10 Anos (R\$) <input type="text" value="0"/>
Preço de Venda (R\$/MWh) <input type="text" value="160"/>	Taxa Interna de Retorno (%) <input type="text" value="0"/>
Limite VaR (%) <input type="text" value="5"/>	Porcentagem Contratada Ótima (%) <input type="text" value="0"/>
Limite CVaR (%) <input type="text" value="95"/>	<b>PORTFÓLIO ÓTIMO</b>
Orçamento Limite (R\$ Milhões) <input type="text" value="200"/>	<input type="text" value="0"/> <input type="text" value="0"/> <input type="text" value="0"/>
Custo Eólica (R\$/KW instalado) <input type="text" value="3600"/>	Eólica (MW Instalado)    Térmica (MW Instalado)    PCH (MW Instalado)
Custo Biomassa (R\$/KW instalado) <input type="text" value="4500"/>	<b>RODAR!</b>
Custo PCH (R\$/KW instalado) <input type="text" value="5300"/>	<b>ESCONDER!</b>
Localização da Eólica <input type="text" value="CE"/>	
Critério de Contrato da Eólica <input type="text" value="P50"/>	

Fonte: Elaborada pelos Autores.

Pelo que se pode observar do novo caso (Figura 24), na situação em que se define o contrato P50 para a eólica, o critério de risco não é aceito para nenhum portfólio varrido, e a ferramenta dá como resposta todos os parâmetros de saída nulos.

## 5.2 Cenários com Ventos do Rio Grande do Sul

Os ventos do Rio Grande do Sul têm um perfil praticamente flat, ou seja, de intensidade semelhante em todos os meses do ano. Além disso, os ventos são significativamente fortes, o que se reflete em uma boa confiabilidade no portfólio.

**Figura 25 - Resultado da 1ª simulação com a Usina Eólica do Rio Grande do Sul**

<u>INPUT</u>		<u>OUTPUT</u>		
Custo de Oportunidade Mensal (%)	<b>0,7</b>	Valor Presente Líquido 10 Anos (R\$)	<b>84.210.383,44</b>	
Preço de Venda (R\$/MWh)	<b>160</b>	Taxa Interna de Retorno (%)	<b>16,00</b>	
Limite VaR (%)	<b>5</b>	Porcentagem Contratada Ótima (%)	<b>100</b>	
Limite CVaR (%)	<b>80</b>	<b>PORTFÓLIO ÓTIMO</b>		
Orçamento Limite (R\$ Milhões)	<b>200</b>	<b>55,53</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Custo Eólica (R\$/KW instalado)	<b>3600</b>	Eólica (MW Instalado)	Térmica (MW Instalado)	PCH (MW Instalado)
Custo Biomassa (R\$/KW instalado)	<b>4500</b>	<b>RODAR!</b>		
Custo PCH (R\$/KW instalado)	<b>5300</b>			
Localização da Eólica	<b>RS</b>	<b>ESCONDER!</b>		
Critério de Contrato da Eólica	<b>P90</b>			

Fonte: Elaborada pelos Autores.

Nesta primeira simulação com os dados de ventos do Rio Grande do Sul, adotou-se 80% de CVaR, observando-se que devido ao fato do perfil do vento ser constante ao longo do ano, o critério de risco é atingido com 100% de energia eólica, a qual representa 55,53 MW instalados no portfólio.

A TIR desta simulação foi a mais alto atingida, de 16% a.a., acompanhando o VPL de R\$ 84,210,383,44.

**Figura 26 - Resultado da 2ª simulação com a Usina Eólica do Rio Grande do Sul**

<b>INPUT</b>		<b>OUTPUT</b>		
Custo de Oportunidade Mensal (%)	<b>0,7</b>	Valor Presente Líquido 10 Anos (R\$)	<b>-39.031.491,68</b>	
Preço de Venda (R\$/MWh)	<b>80</b>	Taxa Interna de Retorno (%)	<b>3,35</b>	
Limite VaR (%)	<b>5</b>	Porcentagem Contratada Ótima (%)	<b>72,505</b>	
Limite CVaR (%)	<b>80</b>	<b>PORTFÓLIO ÓTIMO</b>		
Orçamento Limite (R\$ Milhões)	<b>200</b>	<b>55,53</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Custo Eólica (R\$/KW instalado)	<b>3600</b>	Eólica (MW Instalado)	Térmica (MW Instalado)	PCH (MW Instalado)
Custo Biomassa (R\$/KW instalado)	<b>4500</b>	<b>RODAR!</b>		
Custo PCH (R\$/KW instalado)	<b>5300</b>	<b>ESCONDER!</b>		
Localização da Eólica	<b>RS</b>			
Critério de Contrato da Eólica	<b>P90</b>			

Fonte: Elaborada pelos Autores.

Desta vez, alterou-se o preço de venda de energia, o qual antes estava fixado em R\$160,00/MWh.

Agora, inicializado em valor de R\$ 80,00, tem-se um decréscimo esperado da contratação ótima, uma vez que o preço da venda de energia estando mais próximo da média do PLD há uma vantagem na aquisição de energia a preço spot.

A TIR desta vez resultou em pífios 3,35% a.a., muito baixa para justificar um investimento.

**Figura 27 - Resultado da 3ª simulação com a Usina Eólica do Rio Grande do Sul**

<b>INPUT</b>		<b>OUTPUT</b>		
Custo de Oportunidade Mensal (%)	<b>0,7</b>	Valor Presente Líquido 10 Anos (R\$)	<b>102.590.064,41</b>	
Preço de Venda (R\$/MWh)	<b>160</b>	Taxa Interna de Retorno (%)	<b>17,68</b>	
Limite VaR (%)	<b>5</b>	Porcentagem Contratada Ótima (%)	<b>100,00</b>	
Limite CVaR (%)	<b>95</b>	<b>PORTFÓLIO ÓTIMO</b>		
Orçamento Limite (R\$ Milhões)	<b>200</b>	<b>55,56</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
Custo Eólica (R\$/KW instalado)	<b>3600</b>	Eólica (MW Instalado)	Térmica (MW Instalado)	PCH (MW Instalado)
Custo Biomassa (R\$/KW instalado)	<b>4500</b>	<b>RODAR!</b>		
Custo PCH (R\$/KW instalado)	<b>5300</b>			
Localização da Eólica	<b>RS</b>			
Critério de Contrato da Eólica	<b>P75</b>			
		<b>ESCONDER!</b>		

Fonte: Elaborada pelos Autores.

Altera-se agora o tipo de contrato para P75. O resultado se assemelha com o anterior, com um portfólio ótimo baseado somente na eólica, e um lucro aumentado, devido ao ganho de garantia física vendida em contrato, do P75, e o baixo custo da implementação da eólica, em comparação com as outras fontes.

Nem mesmo com CVaR em 95% há a necessidade de complementaridade, no caso da eólica no Rio Grande do Sul.

A TIR de 17,68% foi a mais alta atingida em simulações.

### 5.3 Cenários com Ventos do Rio Grande do Norte

De perfil mais semelhante com os ventos do Ceará, já simulados, porém de média anual levemente mais altas em intensidade, os ventos do Rio Grande do Norte definem um portfólio bem distribuído entre as diversas fontes.

Figura 28 - Resultado da 4ª simulação com a Usina Eólica do Rio Grande do Sul

INPUT	OUTPUT
Custo de Oportunidade Mensal (%) <b>0,7</b>	Valor Presente Líquido 10 Anos (R.\$) <b>-39.031.491,68</b>
Preço de Venda (R.\$/MWh) <b>80</b>	Taxa Interna de Retorno (%) <b>3,35</b>
Limite VaR (%) <b>5</b>	Porcentagem Contratada Ótima (%) <b>100</b>
Limite CvAR (%) <b>80</b>	
Orçamento Limite (R.\$ Milhões) <b>200</b>	<b>PORTFÓLIO ÓTIMO</b>
Custo Eólica (R.\$/KW instalado) <b>3600</b>	<b>55,53</b> <b>0</b> <b>0</b>
Custo Biomassa (R.\$/KW instalado) <b>4500</b>	Eólica (MW Instalado)      Térmica (MW Instalado)      PCH (MW Instalado)
Custo PCH (R.\$/KW instalado) <b>5300</b>	
Localização da Eólica <b>RS</b>	<b>RODAR!</b>
Critério de Contrato da Eólica <b>P90</b>	<b>ESCONDER!</b>

Fonte: Elaborada pelos Autores

A primeira simulação com os ventos do Rio Grande do Norte retorna valores semelhantes ao caso do Ceará. Uma complementaridade bastante nítida é observada entre as fontes, de modo que o portfólio ótimo conta com as três formas de energia.

A TIR foi de 10,75%.

## 5.4 Cenários com Ventos da Bahia

Apesar de bem sazonal, o perfil de ventos da Bahia é muito fraco quando comparado às outras localidades estudadas.

Assim, espera-se obter uma quantidade menor de energia eólica nos portfólios ótimos compostos por essa localidade.

**Figura 29 - Resultado da 1ª simulação com a Usina Eólica da Bahia**

INPUT	OUTPUT
Custo de Oportunidade Mensal (%)	Valor Presente Líquido 10 Anos (R\$)
<b>0,7</b>	<b>25.750.071,52</b>
Preço de Venda (R\$/MWh)	Taxa Interna de Retorno (%)
<b>160</b>	<b>10,37</b>
Limite VaR (%)	Porcentagem Contratada Ótima (%)
<b>5</b>	<b>95,12</b>
Limite CVaR (%)	<b>PORTFÓLIO ÓTIMO</b>
<b>80</b>	<b>0,00</b> <b>11,11</b> <b>28,30</b>
Orçamento Limite (R\$ Milhões)	Eólica (MW Instalado)   Térmica (MW Instalado)   PCH (MW Instalado)
<b>200</b>	
Custo Eólica (R\$/KW instalado)	
<b>3600</b>	
Custo Biomassa (R\$/KW instalado)	
<b>4500</b>	
Custo PCH (R\$/KW instalado)	
<b>5300</b>	
Localização da Eólica	<b>RODAR!</b>
<b>BA</b>	
Critério de Contrato da Eólica	<b>ESCONDER!</b>
<b>P90</b>	

Fonte: Elaborada pelos Autores

A ausência de eólica no portfólio ótimo evidencia exatamente que foi proposto em teoria. A implementação de uma usina eólica na Bahia não trará benefícios ao portfólio, examinando seu perfil não muito favorável e despacho reduzido consequente.

Figura 30 - Resultado da 2ª simulação com a Usina Eólica da Bahia

INPUT	OUTPUT
Custo de Oportunidade Mensal (%)	Valor Presente Líquido 10 Anos (R\$)
<b>0,7</b>	<b>25.750.071,52</b>
Preço de Venda (R\$/MWh)	Taxa Interna de Retorno (%)
<b>160</b>	<b>10,37</b>
Limite VaR (%)	Porcentagem Contratada Ótima (%)
<b>5</b>	<b>95,12</b>
Limite CVaR (%)	<b>PORTFÓLIO ÓTIMO</b>
<b>80</b>	<b>0,00</b> <b>11,11</b> <b>28,30</b>
Orçamento Limite (R\$ Milhões)	Eólica (MW Instalado)   Térmica (MW Instalado)   PCH (MW Instalado)
<b>200</b>	
Custo Eólica (R\$/KW instalado)	
<b>3600</b>	
Custo Biomassa (R\$/KW instalado)	
<b>4500</b>	
Custo PCH (R\$/KW instalado)	
<b>5300</b>	
Localização da Eólica	<b>RODAR!</b>
<b>BA</b>	
Critério de Contrato da Eólica	<b>ESCONDER!</b>
<b>P75</b>	

Fonte: Elaborada pelos Autores

Por fim, simulamos nas mesmas condições do item anterior, porém com a diferença na contratação. Como esperado, a financeiramente insegura eólica da Bahia não aparece no resultado ótimo, mantendo a solução anterior.

## 6 Conclusão

Foi apresentada uma ferramenta que possibilita estudar o retorno financeiro de um investimento executado no setor de geração de energia do país, com a possibilidade de se utilizar fontes naturais distintas.

A partir de todo o embasamento teórico estudado e as simulações realizadas, conseguimos comprovar que é possível aproveitar a sazonalidade complementar das fontes de energia de modo a maximizar o lucro e diminuir o risco financeiro.

Além disso, observamos que o percentual de contratação de garantia física de quaisquer portfólios constitui uma métrica importante para a previsão das receitas possíveis de serem auferidas, não podendo ser ignorado no momento de se traçar estratégias de investimento em produção de energia elétrica.

Em verdade, conforme visto, a determinação do portfólio ótimo é um problema de escopo mais amplo do que a determinação da porcentagem de contratação de garantia física ótima, uma vez que, para cada portfólio avaliado, deve ser solucionado esse problema, de modo a se obter a avaliação correta dentre os portfólios.

**Figura 31 - Configuração do problema de Contratação Ótima dentro da obtenção do Portfólio Ótimo**



Fonte: TAMASHIRO, A. [12]

A análise das simulações evidencia claramente a influência de cada parâmetro de entrada na seleção do portfólio ótimo. Todos os custos, critérios de risco e perfis de vento interferem de alguma maneira na seleção do portfólio que trará os melhores resultados financeiros para o investimento.

Os melhores investimentos são os que envolvem eólica no Rio Grande do Sul, uma vez que seu perfil intenso e flat extingue riscos financeiros.

Para uma composição mais equilibrada, recomenda-se o investimento em localidades como Rio grande do Norte ou Ceará, os quais têm complementaridade alta com a sazonalidade da PCH.

A caracterização desse estudo permite aprofundar ainda mais os incentivos a investimentos no setor elétrico brasileiro, tornando economicamente vantajoso para possíveis investidores a alocação de recursos nesse setor fundamental para o desenvolvimento do país.

Por fim, como sugestão de aprofundamento, os autores salientam que seria interessante, de modo a obter um modelo ainda mais aproximado da realidade, considerar outras variáveis do mercado, como o novo teto do PLD, e a influência da inflação na avaliação de possíveis investimentos.

## Referências

[1] RODRIGUES, F. M. **Metodologia estruturada para avaliação de portfólio de Fontes Renováveis, considerando alocação no mercado livre e modelo de negócios entre geração existente e novos empreendimentos.** 2013. Escola Politécnica da USP - São Paulo.

[2] RAMOS D. S, CAMARGO L. A. S, GUARNIER E. **Análise estruturada de portfólio de unidades de geração de características sazonal e complementar com o suporte de algoritmos genéticos.**

[3] RAMOS D. S, CAMARGO L. A. S, GUARNIER E, WITZLER L. T, ISHIDA S. **Minimizing Market Risk by Trading Hydro-Wind Portfolio: A Complementarity Approach.**

[4] BENABOU D; CARRARO T. **Modelo de Negócio para incorporação de fontes renováveis a um “mix” de geração existente.** 2013. Escola Politécnica da USP - São Paulo

[5] REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO – CONTRATAÇÃO DE ENERGIA DE RESERVA. Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2011/039/documento/documento\\_matriz\\_energia\\_de\\_reserva\\_v1.0.pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2011/039/documento/documento_matriz_energia_de_reserva_v1.0.pdf) Acesso em: 16/12/2014

[6] GUARNIER E; CAMARGO L.A.S; RAMOS D. S. **Incorporando os efeitos da complementaridade Hidro-Eólica na formação do Portfólio de Empresas Geradoras de Energia Elétrica.**

[7] MARINHO, R. R. **Estudo de alternativas de comercialização para alavancar a viabilidade econômica de Usinas Eólicas no Parque Gerador Brasileiro.** 2011. Escola Politécnica da USP - São Paulo

[8] REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO – GARANTIA FÍSICA. Disponível em: [www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE\\_076158](http://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_076158) Acesso em: 16/12/2014

[9] PRECIFICAÇÃO DE CONTRATOS FUTUROS NO BRASIL. Disponível em: [http://www.acenergia.com.br/sinrem/pdf/pdf\\_07.pdf](http://www.acenergia.com.br/sinrem/pdf/pdf_07.pdf) Acesso em: 17/12/2014

[10] PREÇOS. Disponível em: [http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/como\\_ccee\\_atua/precos/](http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/) Acesso em: 17/12/2014.

[11] EDITAIS DE GERAÇÃO. Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais\\_geracao/documentos/](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/) Acesso em: 17/6/2014

[12] TAMASHIRO, A. **Viabilização de Investimentos em Geração Renovável via Seleção de Portfólio Ótimo de Fontes Complementares com Condicionamento de Restrições de Risco Financeiro.** 2014. Escola Politécnica da USP - São Paulo

[13] RAMOS, D. S. **Metodologia para Avaliação Integrada da Ampliação da Capacidade Instalada de Centrais Hidrelétricas: Enfoques Sistêmico e Empresarial** - 2013.

[14] RAMOS, D. S, MIGUEL, F. K., SECURATO J. S. **Aplicação Da Teoria De Portfolio De Markowitz para a Carteira de Investimentos Eolicos no Brasil.**

[15] RAMOS D. S, FADIGAS E. A. F. A, GUARNIER E, CAMARGO L. A. S. **Metodologia e Ferramental de Apoio à Decisão Empresarial para implantação de Empreendimentos de Geração Sazonal de Energia, contemplando mitigação de riscos de mercado e análise de Portfólio.**

## 7 Apêndice A

### 7.1 Considerações Gerais

As próximas figuras são resultadas de simulações realizadas na planilha desenvolvida, na qual tratamos de otimizar um portfólio baseado em geração hidrelétrica, no qual era adquirida garantia física de uma usina termelétrica baseada em biomassa.

Foram simulados três cenários distintos. No primeiro, foi utilizado um preço de compra igual ao preço de venda para a adição de garantia física oriunda da usina termelétrica, sendo ambos fixados em R\$80,00 por MW.

Portfólio	GF Comprada [MW]	GF Contratada [%]	Receita	Despesas Total [10 Anos]	Lucro [10 Anos]	Composição do Portfólio	
						Hidrelétrica	Fonte Alternativa
UHE + Térmica	0,00	N.A.	#VALOR!	R\$ -	#VALOR!	100%	0%
UHE + Térmica	10,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (27.362.427,37)	#VALOR!	99%	1%
UHE + Térmica	20,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (54.724.854,74)	#VALOR!	98%	2%
UHE + Térmica	30,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (82.087.282,10)	#VALOR!	97%	3%
UHE + Térmica	40,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (109.449.709,47)	#VALOR!	96%	4%
UHE + Térmica	50,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (136.812.136,84)	#VALOR!	95%	5%
UHE + Térmica	60,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (164.174.564,21)	#VALOR!	94%	6%
UHE + Térmica	70,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (191.536.991,58)	#VALOR!	93%	7%
UHE + Térmica	80,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (218.899.418,95)	#VALOR!	92%	8%
UHE + Térmica	90,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (246.261.846,31)	#VALOR!	92%	8%
UHE + Térmica	100,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (273.624.273,68)	#VALOR!	91%	9%
UHE + Térmica	150,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (410.436.410,52)	#VALOR!	87%	13%
UHE + Térmica	200,00	90,086%	R\$ 4.217.869.560,72	R\$ (547.248.547,37)	R\$ 3.670.621.013,36	83%	17%
UHE + Térmica	250,00	89,480%	R\$ 4.398.455.112,12	R\$ (684.060.684,21)	R\$ 3.714.394.427,91	80%	20%
UHE + Térmica	300,00	89,044%	R\$ 4.575.057.803,03	R\$ (820.872.821,05)	R\$ 3.754.184.981,98	76%	24%
UHE + Térmica	350,00	88,773%	R\$ 4.747.233.632,61	R\$ (957.684.957,89)	R\$ 3.789.548.674,72	74%	26%
UHE + Térmica	400,00	88,622%	R\$ 4.915.858.467,66	R\$ (1.094.497.094,73)	R\$ 3.821.361.372,93	71%	29%
UHE + Térmica	450,00	88,509%	R\$ 5.083.511.433,20	R\$ (1.231.309.231,57)	R\$ 3.852.202.201,63	68%	32%
UHE + Térmica	500,00	88,418%	R\$ 5.250.609.240,74	R\$ (1.368.121.368,41)	R\$ 3.882.487.872,33	66%	34%
UHE + Térmica	550,00	88,538%	R\$ 5.409.727.055,12	R\$ (1.504.933.505,25)	R\$ 3.904.793.549,86	64%	36%
UHE + Térmica	600,00	88,722%	R\$ 5.566.003.412,88	R\$ (1.641.745.642,10)	R\$ 3.924.257.770,79	62%	38%
UHE + Térmica	650,00	89,437%	R\$ 5.699.801.625,73	R\$ (1.778.557.778,94)	R\$ 3.921.243.846,79	60%	40%
UHE + Térmica	700,00	90,589%	R\$ 5.813.117.026,06	R\$ (1.915.369.915,78)	R\$ 3.897.747.110,28	58%	42%
UHE + Térmica	750,00	91,822%	R\$ 5.919.950.372,19	R\$ (2.052.182.052,62)	R\$ 3.867.768.319,57	57%	43%
UHE + Térmica	800,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.188.934.189,46)	#VALOR!	55%	45%
UHE + Térmica	850,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.325.806.326,30)	#VALOR!	53%	47%
UHE + Térmica	900,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.462.618.463,14)	#VALOR!	52%	48%
UHE + Térmica	950,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.599.430.599,98)	#VALOR!	51%	49%
UHE + Térmica	1000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.736.242.736,83)	#VALOR!	49%	51%
UHE + Térmica	1500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (4.104.364.105,24)	#VALOR!	33%	61%
UHE + Térmica	2000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (5.472.485.473,65)	#VALOR!	33%	67%
UHE + Térmica	2500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (6.840.606.842,07)	#VALOR!	26%	72%
UHE + Térmica	3000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (8.208.728.210,48)	#VALOR!	25%	75%
UHE + Térmica	3500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (9.576.849.578,89)	#VALOR!	22%	78%
UHE + Térmica	4000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (10.944.970.947,30)	#VALOR!	20%	80%
UHE + Térmica	4500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (12.313.092.315,72)	#VALOR!	18%	82%
UHE + Térmica	5000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (13.681.213.684,13)	#VALOR!	16%	84%
UHE + Térmica	5500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (15.049.335.052,54)	#VALOR!	15%	85%
UHE + Térmica	6000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (16.417.456.420,96)	#VALOR!	14%	86%
UHE + Térmica	6500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (17.785.577.789,37)	#VALOR!	13%	87%
UHE + Térmica	7000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (19.153.699.157,78)	#VALOR!	12%	88%
UHE + Térmica	7500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (20.521.820.526,20)	#VALOR!	12%	88%
UHE + Térmica	8000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (21.889.941.894,61)	#VALOR!	11%	89%
UHE + Térmica	8500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (23.258.063.263,02)	#VALOR!	10%	90%
UHE + Térmica	9000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (24.626.184.631,44)	#VALOR!		
otimizada	600,00	88,722%	R\$ 5.566.003.412,88	R\$ (1.641.745.642,10)	R\$ 3.924.257.770,79		

Pode-se observar que, com o preço de compra igual ao preço de venda, o valor otimizado é o de compra adicional de 600MW mensais médios, que permite que se aumente o lucro ao mesmo tempo em que se diminui a exposição – basta comparar a linha inicial (isto é, sem adição da usina termelétrica) com a final (resultado da otimização).

No segundo cenário, o preço de compra foi mantido igual ao do primeiro (isto é, R\$80/MW), porém o preço de venda foi elevado para R\$100,00/MW.

Portfólio	GF Comprada [MW]	GF Contratada [%]	Receita	Despesas Total [10 Anos]	Lucro [10 Anos]	Composição do Portfólio	
						Hidrelétrica	Fonte Alternativa
UHE + Térmica	0,00	N.A.	#VALOR!	R\$ -	#VALOR!	100%	0%
UHE + Térmica	10,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (27.362.427,37)	#VALOR!	99%	1%
UHE + Térmica	20,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (54.724.854,74)	#VALOR!	98%	2%
UHE + Térmica	30,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (82.087.282,10)	#VALOR!	97%	3%
UHE + Térmica	40,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (109.449.709,47)	#VALOR!	96%	4%
UHE + Térmica	50,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (136.812.136,84)	#VALOR!	95%	5%
UHE + Térmica	60,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (164.174.564,21)	#VALOR!	94%	6%
UHE + Térmica	70,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (191.536.991,58)	#VALOR!	93%	7%
UHE + Térmica	80,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (218.899.418,95)	#VALOR!	92%	8%
UHE + Térmica	90,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (246.261.846,31)	#VALOR!	92%	8%
UHE + Térmica	100,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (273.624.273,68)	#VALOR!	91%	9%
UHE + Térmica	150,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (410.436.410,52)	#VALOR!	87%	13%
UHE + Térmica	200,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (547.248.547,37)	#VALOR!	83%	17%
UHE + Térmica	250,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (684.060.684,21)	#VALOR!	80%	20%
UHE + Térmica	300,00	92,184%	R\$ 5.288.787.963,55	R\$ (820.872.821,05)	R\$ 4.467.915.142,50	76%	24%
UHE + Térmica	350,00	91,982%	R\$ 5.484.745.123,69	R\$ (957.694.957,89)	R\$ 4.527.060.165,80	74%	26%
UHE + Térmica	400,00	91,794%	R\$ 5.680.702.283,83	R\$ (1.094.497.094,73)	R\$ 4.586.205.189,10	71%	29%
UHE + Térmica	450,00	91,706%	R\$ 5.874.380.687,92	R\$ (1.231.309.231,57)	R\$ 4.643.071.456,35	68%	32%
UHE + Térmica	500,00	91,749%	R\$ 6.064.747.958,66	R\$ (1.368.121.368,41)	R\$ 4.696.626.590,24	66%	34%
UHE + Térmica	550,00	91,819%	R\$ 6.254.045.362,66	R\$ (1.504.933.505,25)	R\$ 4.749.111.857,40	64%	36%
UHE + Térmica	600,00	92,391%	R\$ 6.428.666.009,16	R\$ (1.641.745.642,10)	R\$ 4.786.920.367,07	62%	38%
UHE + Térmica	650,00	92,979%	R\$ 6.601.751.823,26	R\$ (1.778.657.778,94)	R\$ 4.823.194.044,32	60%	40%
UHE + Térmica	700,00	93,557%	R\$ 6.774.061.044,96	R\$ (1.915.369.915,78)	R\$ 4.858.691.129,19	58%	42%
UHE + Térmica	750,00	95,055%	R\$ 6.915.875.339,67	R\$ (2.052.182.052,62)	R\$ 4.863.693.287,05	57%	43%
UHE + Térmica	800,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.188.994.189,46)	#VALOR!	55%	45%
UHE + Térmica	850,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.326.806.326,30)	#VALOR!	53%	47%
UHE + Térmica	900,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.462.618.463,14)	#VALOR!	52%	48%
UHE + Térmica	950,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.599.430.599,99)	#VALOR!	51%	49%
UHE + Térmica	1000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.736.242.736,83)	#VALOR!	49%	51%
UHE + Térmica	1500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (4.104.364.105,24)	#VALOR!	39%	61%
UHE + Térmica	2000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (5.472.485.473,65)	#VALOR!	33%	67%
UHE + Térmica	2500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (6.840.606.842,07)	#VALOR!	28%	72%
UHE + Térmica	3000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (8.208.728.210,48)	#VALOR!	25%	75%
UHE + Térmica	3500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (9.576.849.578,89)	#VALOR!	22%	78%
UHE + Térmica	4000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (10.944.970.947,30)	#VALOR!	20%	80%
UHE + Térmica	4500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (12.313.092.315,72)	#VALOR!	18%	82%
UHE + Térmica	5000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (13.681.213.684,13)	#VALOR!	16%	84%
UHE + Térmica	5500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (15.049.335.052,54)	#VALOR!	15%	85%
UHE + Térmica	6000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (16.417.456.420,96)	#VALOR!	14%	86%
UHE + Térmica	6500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (17.785.577.789,37)	#VALOR!	13%	87%
UHE + Térmica	7000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (19.153.699.157,78)	#VALOR!	12%	88%
UHE + Térmica	7500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (20.521.820.526,20)	#VALOR!	12%	88%
UHE + Térmica	8000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (21.889.941.894,61)	#VALOR!	11%	89%
UHE + Térmica	8500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (23.258.063.263,02)	#VALOR!	10%	90%
UHE + Térmica	9000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (24.626.184.631,44)	#VALOR!		
otimizada	750,00	95,055%	R\$ 6.915.875.339,67	R\$ (2.052.182.052,62)	R\$ 4.863.693.287,05		

Nesse caso, o valor ótimo de aquisição de garantia física encontrado foi de 750MW, ou seja, ligeiramente superior ao primeiro cenário. Todavia, o lucro associado a ele é bastante maior, devido ao maior preço de venda de energia simulado para o contrato.

No terceiro cenário, a situação foi invertida: simulamos um valor de preço de compra maior do que o de venda, adotando-se R\$100,00/MW e R\$80,00/MW, respectivamente. Ainda assim, o resultado demonstrou ser vantajosa a compra de garantia física da usina térmica.

Portfólio	GF Comprada [MW]	GF Contratada [%]	Receita	Despesas Total [10 Anos]	Lucro [10 Anos]	Composição do Portfólio	
						Hidrelétrica	Fonte Alternativa
UHE • Térmica	0,00	N.A.	#VALOR!	R\$ -	#VALOR!	100%	0%
UHE • Térmica	10,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (34.203.034,21)	#VALOR!	99%	1%
UHE • Térmica	20,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (68.406.068,42)	#VALOR!	98%	2%
UHE • Térmica	30,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (102.609.102,63)	#VALOR!	97%	3%
UHE • Térmica	40,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (136.812.136,84)	#VALOR!	96%	4%
UHE • Térmica	50,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (171.015.171,05)	#VALOR!	95%	5%
UHE • Térmica	60,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (205.218.205,26)	#VALOR!	94%	6%
UHE • Térmica	70,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (239.421.239,47)	#VALOR!	93%	7%
UHE • Térmica	80,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (273.624.273,68)	#VALOR!	92%	8%
UHE • Térmica	90,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (307.827.307,89)	#VALOR!	92%	8%
UHE • Térmica	100,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (342.030.342,10)	#VALOR!	91%	9%
UHE • Térmica	150,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (513.045.513,15)	#VALOR!	87%	13%
UHE • Térmica	200,00	90,086%	R\$ 4.217.869.560,72	R\$ (684.060.684,21)	R\$ 3.533.808.876,51	83%	17%
UHE • Térmica	250,00	89,480%	R\$ 4.398.455.112,12	R\$ (855.075.855,26)	R\$ 3.543.379.256,86	80%	20%
UHE • Térmica	300,00	89,044%	R\$ 4.575.057.803,03	R\$ (1.026.091.026,31)	R\$ 3.548.966.776,72	76%	24%
UHE • Térmica	350,00	88,773%	R\$ 4.747.233.632,61	R\$ (1.197.106.197,36)	R\$ 3.550.127.435,25	74%	26%
UHE • Térmica	400,00	88,622%	R\$ 4.915.858.467,66	R\$ (1.368.121.368,41)	R\$ 3.547.737.099,25	71%	29%
UHE • Térmica	450,00	88,509%	R\$ 5.083.511.433,20	R\$ (1.539.136.539,46)	R\$ 3.544.374.893,74	68%	32%
UHE • Térmica	500,00	88,418%	R\$ 5.250.609.240,74	R\$ (1.710.151.710,52)	R\$ 3.540.457.530,22	66%	34%
UHE • Térmica	550,00	88,538%	R\$ 5.409.727.055,12	R\$ (1.881.166.881,57)	R\$ 3.528.560.173,55	64%	36%
UHE • Térmica	600,00	88,722%	R\$ 5.566.003.412,88	R\$ (2.052.182.052,62)	R\$ 3.513.821.360,26	62%	38%
UHE • Térmica	650,00	89,437%	R\$ 5.699.801.625,73	R\$ (2.223.197.223,67)	R\$ 3.476.604.402,06	60%	40%
UHE • Térmica	700,00	90,589%	R\$ 5.813.117.026,06	R\$ (2.394.212.394,72)	R\$ 3.418.904.631,33	58%	42%
UHE • Térmica	750,00	91,822%	R\$ 5.919.950.372,19	R\$ (2.565.227.565,77)	R\$ 3.354.722.806,42	57%	43%
UHE • Térmica	800,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.736.242.736,83)	#VALOR!	55%	45%
UHE • Térmica	850,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.907.257.907,88)	#VALOR!	53%	47%
UHE • Térmica	900,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (3.078.273.078,93)	#VALOR!	52%	48%
UHE • Térmica	950,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (3.249.288.249,98)	#VALOR!	51%	49%
UHE • Térmica	1000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (3.420.303.421,03)	#VALOR!	49%	51%
UHE • Térmica	1500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (5.130.455.131,55)	#VALOR!	39%	61%
UHE • Térmica	2000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (6.840.606.842,07)	#VALOR!	33%	67%
UHE • Térmica	2500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (8.550.758.552,58)	#VALOR!	28%	72%
UHE • Térmica	3000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (10.260.910.263,10)	#VALOR!	25%	75%
UHE • Térmica	3500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (11.971.061.973,61)	#VALOR!	22%	78%
UHE • Térmica	4000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (13.681.213.684,13)	#VALOR!	20%	80%
UHE • Térmica	4500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (15.391.365.394,65)	#VALOR!	18%	82%
UHE • Térmica	5000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (17.101.517.105,16)	#VALOR!	16%	84%
UHE • Térmica	5500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (18.811.668.815,68)	#VALOR!	15%	85%
UHE • Térmica	6000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (20.521.820.526,20)	#VALOR!	14%	86%
UHE • Térmica	6500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (22.231.972.236,71)	#VALOR!	13%	87%
UHE • Térmica	7000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (23.942.123.947,23)	#VALOR!	12%	88%
UHE • Térmica	7500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (25.652.275.657,75)	#VALOR!	12%	88%
UHE • Térmica	8000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (27.362.427.368,26)	#VALOR!	11%	89%
UHE • Térmica	8500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (29.072.579.078,78)	#VALOR!	10%	90%
UHE • Térmica	9000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (30.782.730.789,29)	#VALOR!		
otimizada	350,00	88,773%	R\$ 4.747.233.632,61	R\$ (1.197.106.197,36)	R\$ 3.550.127.435,25		

Observa-se que, embora o lucro máximo obtido seja inferior ao lucro máximo dos outros dois cenários simulados, ele ainda assim é superior ao lucro esperado utilizando apenas a usina hidrelétrica (visível na comparação da primeira com a última linha da tabela resposta). No entanto, o valor ótimo de compra de garantia física para este caso foi inferior aos dois anteriores, estando localizado em cerca de 350MW.

Vale notar que, em todas as figuras, cada linha em que se lê a mensagem "N.A." indica que aquela combinação específica não permitiu nenhum valor de contratação que atendesse aos critérios de risco estabelecidos.

## 7.2 Usina Eólica do Ceará

As condições de simulação se repetem para as demais usinas complementares. Os resultados podem ser aferidos nas tabelas abaixo, com o valor ótimo indicado na última linha de cada uma delas.

Portfólio	GF Comprada [MW]	GF Contratada [%]	Receita	Despesas Total [10 Anos]	Lucro [10 Anos]	Composição do Portfólio	
						Hidrelétrica	Fonte Alternativa
UHE + Eól.Ceará	0,00	N.A.	#VALOR!	R\$ -	#VALOR!	100%	0%
UHE + Eól.Ceará	10,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (27.362.427,37)	#VALOR!	99%	1%
UHE + Eól.Ceará	20,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (54.724.854,74)	#VALOR!	98%	2%
UHE + Eól.Ceará	30,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (82.087.282,10)	#VALOR!	97%	3%
UHE + Eól.Ceará	40,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (109.449.709,47)	#VALOR!	96%	4%
UHE + Eól.Ceará	50,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (136.812.136,84)	#VALOR!	95%	5%
UHE + Eól.Ceará	60,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (164.174.564,21)	#VALOR!	94%	6%
UHE + Eól.Ceará	70,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (191.536.991,58)	#VALOR!	93%	7%
UHE + Eól.Ceará	80,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (218.899.418,95)	#VALOR!	92%	8%
UHE + Eól.Ceará	90,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (246.261.846,31)	#VALOR!	92%	8%
UHE + Eól.Ceará	100,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (273.624.273,68)	#VALOR!	91%	9%
UHE + Eól.Ceará	150,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (410.436.410,52)	#VALOR!	87%	13%
UHE + Eól.Ceará	200,00	95,818%	R\$ 4.037.162.944,75	R\$ (547.249.547,37)	R\$ 3.489.934.397,38	83%	17%
UHE + Eól.Ceará	250,00	94,842%	R\$ 4.219.743.909,50	R\$ (684.060.684,21)	R\$ 3.535.683.225,29	80%	20%
UHE + Eól.Ceará	300,00	94,662%	R\$ 4.378.940.428,67	R\$ (820.872.821,05)	R\$ 3.558.067.607,62	76%	24%
UHE + Eól.Ceará	350,00	94,954%	R\$ 4.522.690.473,12	R\$ (957.684.957,89)	R\$ 3.565.005.515,23	74%	26%
UHE + Eól.Ceará	400,00	95,579%	R\$ 4.653.895.094,65	R\$ (1.094.497.094,73)	R\$ 3.559.497.999,92	71%	29%
UHE + Eól.Ceará	450,00	96,160%	R\$ 4.785.299.716,17	R\$ (1.231.309.231,57)	R\$ 3.553.990.484,60	68%	32%
UHE + Eól.Ceará	500,00	96,733%	R\$ 4.915.444.418,93	R\$ (1.368.121.368,41)	R\$ 3.547.323.050,52	66%	34%
UHE + Eól.Ceará	550,00	97,295%	R\$ 5.044.532.175,90	R\$ (1.504.933.505,25)	R\$ 3.539.598.670,65	64%	36%
UHE + Eól.Ceará	600,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (1.641.745.642,10)	#VALOR!	62%	38%
UHE + Eól.Ceará	650,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (1.778.557.778,94)	#VALOR!	60%	40%
UHE + Eól.Ceará	700,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (1.915.369.915,78)	#VALOR!	58%	42%
UHE + Eól.Ceará	750,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.052.182.052,62)	#VALOR!	57%	43%
UHE + Eól.Ceará	800,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.188.994.189,46)	#VALOR!	55%	45%
UHE + Eól.Ceará	850,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.325.806.326,30)	#VALOR!	53%	47%
UHE + Eól.Ceará	900,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.462.618.463,14)	#VALOR!	52%	48%
UHE + Eól.Ceará	950,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.599.430.599,98)	#VALOR!	51%	49%
UHE + Eól.Ceará	1000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.736.242.736,83)	#VALOR!	49%	51%
UHE + Eól.Ceará	1500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (4.104.364.105,24)	#VALOR!	39%	61%
UHE + Eól.Ceará	2000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (5.472.485.473,85)	#VALOR!	33%	67%
UHE + Eól.Ceará	2500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (6.840.606.842,07)	#VALOR!	26%	72%
UHE + Eól.Ceará	3000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (8.208.728.210,48)	#VALOR!	25%	75%
UHE + Eól.Ceará	3500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (9.576.849.578,89)	#VALOR!	22%	78%
UHE + Eól.Ceará	4000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (10.944.970.947,30)	#VALOR!	20%	80%
UHE + Eól.Ceará	4500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (12.313.092.315,72)	#VALOR!	18%	82%
UHE + Eól.Ceará	5000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (13.681.213.684,13)	#VALOR!	16%	84%
UHE + Eól.Ceará	5500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (15.049.335.052,54)	#VALOR!	15%	85%
UHE + Eól.Ceará	6000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (16.417.456.420,96)	#VALOR!	14%	86%
UHE + Eól.Ceará	6500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (17.785.577.789,37)	#VALOR!	13%	87%
UHE + Eól.Ceará	7000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (19.153.699.157,78)	#VALOR!	12%	88%
UHE + Eól.Ceará	7500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (20.521.820.526,20)	#VALOR!	12%	88%
UHE + Eól.Ceará	8000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (21.889.941.894,61)	#VALOR!	11%	89%
UHE + Eól.Ceará	8500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (23.258.063.263,02)	#VALOR!	10%	90%
UHE + Eól.Ceará	9000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (24.626.184.631,44)	#VALOR!		
otimizada	350,00	94,954%	R\$ 4.522.690.473,12	R\$ (957.684.957,89)	R\$ 3.565.005.515,23		

Portfólio	GF Comprada [MW]	GF Contratada [%]	Receita	Despesas Total [10 Anos]	Lucro [10 Anos]	Composição do Portfólio	
						Hidrelétrica	Fonte Alternativa
UHE - Eóli Ceará	0,00	N.A.	#VALOR!	R\$ -	#VALOR!	100%	0%
UHE - Eóli Ceará	10,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (27.362.427,37)	#VALOR!	99%	1%
UHE - Eóli Ceará	20,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (54.724.854,74)	#VALOR!	98%	2%
UHE - Eóli Ceará	30,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (82.087.282,10)	#VALOR!	97%	3%
UHE - Eóli Ceará	40,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (109.449.709,47)	#VALOR!	96%	4%
UHE - Eóli Ceará	50,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (136.812.136,84)	#VALOR!	95%	5%
UHE - Eóli Ceará	60,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (164.174.564,21)	#VALOR!	94%	6%
UHE - Eóli Ceará	70,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (191.536.991,58)	#VALOR!	93%	7%
UHE - Eóli Ceará	80,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (218.899.418,95)	#VALOR!	92%	8%
UHE - Eóli Ceará	90,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (246.261.846,31)	#VALOR!	92%	8%
UHE - Eóli Ceará	100,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (273.624.273,68)	#VALOR!	91%	9%
UHE - Eóli Ceará	150,00	95,643%	R\$ 4.636.870.611,13	R\$ (410.436.410,52)	R\$ 4.226.434.200,61	87%	13%
UHE - Eóli Ceará	200,00	95,204%	R\$ 4.831.956.618,36	R\$ (547.246.547,37)	R\$ 4.284.708.071,00	83%	17%
UHE - Eóli Ceará	250,00	95,188%	R\$ 5.018.247.010,76	R\$ (684.060.684,21)	R\$ 4.334.186.326,55	80%	20%
UHE - Eóli Ceará	300,00	95,378%	R\$ 5.199.694.281,41	R\$ (820.872.821,05)	R\$ 4.378.821.460,36	76%	24%
UHE - Eóli Ceará	350,00	95,693%	R\$ 5.377.725.528,42	R\$ (957.684.957,89)	R\$ 4.420.040.570,53	74%	26%
UHE - Eóli Ceará	400,00	96,033%	R\$ 5.554.528.966,48	R\$ (1.094.497.094,73)	R\$ 4.460.031.871,75	71%	29%
UHE - Eóli Ceará	450,00	96,349%	R\$ 5.731.332.404,53	R\$ (1.231.309.231,57)	R\$ 4.500.023.172,96	68%	32%
UHE - Eóli Ceará	500,00	96,659%	R\$ 5.907.723.940,63	R\$ (1.368.121.368,41)	R\$ 4.539.602.572,21	66%	34%
UHE - Eóli Ceará	550,00	96,358%	R\$ 6.083.825.010,79	R\$ (1.504.933.505,25)	R\$ 4.578.891.505,53	64%	36%
UHE - Eóli Ceará	600,00	97,569%	R\$ 6.250.304.177,85	R\$ (1.641.745.642,10)	R\$ 4.608.558.535,75	62%	38%
UHE - Eóli Ceará	650,00	98,930%	R\$ 6.393.006.698,50	R\$ (1.778.557.778,94)	R\$ 4.614.448.919,57	60%	40%
UHE - Eóli Ceará	700,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (1.915.369.915,78)	#VALOR!	58%	42%
UHE - Eóli Ceará	750,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.052.182.052,62)	#VALOR!	57%	43%
UHE - Eóli Ceará	800,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.188.994.189,46)	#VALOR!	55%	45%
UHE - Eóli Ceará	850,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.325.806.326,30)	#VALOR!	53%	47%
UHE - Eóli Ceará	900,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.462.618.463,14)	#VALOR!	52%	48%
UHE - Eóli Ceará	950,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.599.430.599,98)	#VALOR!	51%	49%
UHE - Eóli Ceará	1000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.736.242.736,83)	#VALOR!	49%	51%
UHE - Eóli Ceará	1500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (4.104.364.105,24)	#VALOR!	39%	61%
UHE - Eóli Ceará	2000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (5.472.485.473,65)	#VALOR!	33%	67%
UHE - Eóli Ceará	2500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (6.840.606.842,07)	#VALOR!	28%	72%
UHE - Eóli Ceará	3000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (8.208.728.210,48)	#VALOR!	25%	75%
UHE - Eóli Ceará	3500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (9.576.849.578,89)	#VALOR!	22%	78%
UHE - Eóli Ceará	4000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (10.944.970.947,30)	#VALOR!	20%	80%
UHE - Eóli Ceará	4500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (12.313.092.315,72)	#VALOR!	18%	82%
UHE - Eóli Ceará	5000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (13.681.213.684,13)	#VALOR!	16%	84%
UHE - Eóli Ceará	5500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (15.049.335.052,54)	#VALOR!	15%	85%
UHE - Eóli Ceará	6000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (16.417.456.420,96)	#VALOR!	14%	86%
UHE - Eóli Ceará	6500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (17.785.577.789,37)	#VALOR!	13%	87%
UHE - Eóli Ceará	7000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (19.153.699.157,78)	#VALOR!	12%	88%
UHE - Eóli Ceará	7500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (20.521.820.526,20)	#VALOR!	12%	88%
UHE - Eóli Ceará	8000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (21.889.941.894,61)	#VALOR!	11%	89%
UHE - Eóli Ceará	8500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (23.258.063.263,02)	#VALOR!	10%	90%
UHE - Eóli Ceará	9000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (24.626.184.631,44)	#VALOR!		
otimizada	650,00	98,930%	R\$ 6.393.006.698,50	R\$ (1.778.557.778,94)	R\$ 4.614.448.919,57		

Portfólio	GF Comprada [MW]	GF Contratada [%]	Receita	Despesas Total [10 Anos]	Lucro [10 Anos]	Composição do Portfólio	
						Hidrelétrica	Fonte Alternativa
UHE • Eóli.Ceará	0,00	N.A.	#VALOR!	R\$ -	#VALOR!	100%	0%
UHE • Eóli.Ceará	10,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (34.203.034,21)	#VALOR!	99%	1%
UHE • Eóli.Ceará	20,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (68.406.068,42)	#VALOR!	98%	2%
UHE • Eóli.Ceará	30,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (102.609.102,63)	#VALOR!	97%	3%
UHE • Eóli.Ceará	40,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (136.812.136,84)	#VALOR!	96%	4%
UHE • Eóli.Ceará	50,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (171.015.171,05)	#VALOR!	95%	5%
UHE • Eóli.Ceará	60,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (205.218.205,26)	#VALOR!	94%	6%
UHE • Eóli.Ceará	70,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (239.421.239,47)	#VALOR!	93%	7%
UHE • Eóli.Ceará	80,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (273.624.273,68)	#VALOR!	92%	8%
UHE • Eóli.Ceará	90,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (307.827.307,89)	#VALOR!	92%	8%
UHE • Eóli.Ceará	100,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (342.030.342,10)	#VALOR!	91%	9%
UHE • Eóli.Ceará	150,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (513.045.513,15)	#VALOR!	87%	13%
UHE • Eóli.Ceará	200,00	95,818%	R\$ 4.037.182.944,75	R\$ (684.060.684,21)	R\$ 3.353.122.260,54	83%	17%
UHE • Eóli.Ceará	250,00	94,842%	R\$ 4.219.743.909,50	R\$ (855.075.855,26)	R\$ 3.364.668.054,24	80%	20%
UHE • Eóli.Ceará	300,00	94,662%	R\$ 4.378.940.428,67	R\$ (1.026.091.026,31)	R\$ 3.352.849.402,36	76%	24%
UHE • Eóli.Ceará	350,00	94,584%	R\$ 4.522.890.473,12	R\$ (1.197.106.197,36)	R\$ 3.325.584.275,76	74%	26%
UHE • Eóli.Ceará	400,00	95,579%	R\$ 4.653.995.094,65	R\$ (1.368.121.368,41)	R\$ 3.285.873.726,23	71%	29%
UHE • Eóli.Ceará	450,00	96,160%	R\$ 4.785.299.716,17	R\$ (1.539.136.539,46)	R\$ 3.246.163.176,71	68%	32%
UHE • Eóli.Ceará	500,00	96,733%	R\$ 4.915.444.418,93	R\$ (1.710.151.710,52)	R\$ 3.205.292.708,42	66%	34%
UHE • Eóli.Ceará	550,00	97,285%	R\$ 5.044.532.175,90	R\$ (1.881.166.881,57)	R\$ 3.163.365.294,34	64%	36%
UHE • Eóli.Ceará	600,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.052.182.052,62)	#VALOR!	62%	38%
UHE • Eóli.Ceará	650,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.223.187.223,67)	#VALOR!	60%	40%
UHE • Eóli.Ceará	700,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.394.212.394,72)	#VALOR!	58%	42%
UHE • Eóli.Ceará	750,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.565.227.565,77)	#VALOR!	57%	43%
UHE • Eóli.Ceará	800,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.736.242.736,83)	#VALOR!	55%	45%
UHE • Eóli.Ceará	850,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.907.257.907,88)	#VALOR!	53%	47%
UHE • Eóli.Ceará	900,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (3.078.273.078,93)	#VALOR!	52%	48%
UHE • Eóli.Ceará	950,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (3.249.288.249,98)	#VALOR!	51%	49%
UHE • Eóli.Ceará	1000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (3.420.303.421,03)	#VALOR!	49%	51%
UHE • Eóli.Ceará	1500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (5.130.455.131,55)	#VALOR!	39%	61%
UHE • Eóli.Ceará	2000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (6.840.606.842,07)	#VALOR!	33%	67%
UHE • Eóli.Ceará	2500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (8.550.758.552,58)	#VALOR!	28%	72%
UHE • Eóli.Ceará	3000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (10.260.910.263,10)	#VALOR!	25%	75%
UHE • Eóli.Ceará	3500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (11.971.061.973,61)	#VALOR!	22%	78%
UHE • Eóli.Ceará	4000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (13.681.213.684,13)	#VALOR!	20%	80%
UHE • Eóli.Ceará	4500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (15.391.365.394,65)	#VALOR!	18%	82%
UHE • Eóli.Ceará	5000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (17.101.517.105,16)	#VALOR!	16%	84%
UHE • Eóli.Ceará	5500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (18.811.668.815,68)	#VALOR!	15%	85%
UHE • Eóli.Ceará	6000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (20.521.820.526,20)	#VALOR!	14%	86%
UHE • Eóli.Ceará	6500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (22.231.972.236,71)	#VALOR!	13%	87%
UHE • Eóli.Ceará	7000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (23.942.123.947,23)	#VALOR!	12%	88%
UHE • Eóli.Ceará	7500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (25.652.275.657,75)	#VALOR!	12%	88%
UHE • Eóli.Ceará	8000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (27.362.427.368,26)	#VALOR!	11%	89%
UHE • Eóli.Ceará	8500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (29.072.579.078,78)	#VALOR!	10%	90%
UHE • Eóli.Ceará	9000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (30.782.730.789,29)	#VALOR!		
otimizada	250,00	94,842%	R\$ 4.219.743.909,50	R\$ (855.075.855,26)	R\$ 3.364.668.054,24		

### 7.3 Usina eólica da Bahia

Observa-se, no caso da Usina Eólica da Bahia, que possui pouca sazonalidade com a UHE, que para que esta seja complementar e que sua compra gere lucro para o portfólio, devemos comprar por um preço de R\$80 e vender a R\$150 em contrato.

Qualquer valor de venda abaixo dos R\$150 simulado não atendeu o critério de risco. Na figura 19, observa-se a tabela resposta para o primeiro valor de venda que atende ao critério proposto (R\$150,00).

Portfólio	GF Comprada [MW]	GF Contratada [%]	Receita	Despesas Total [10 Anos]	Lucro [10 Anos]	Composição do Portfólio	
						Hidrelétrica	Fonte Alternativa
UHE - Eóli Bahia	0,00	99,126%	R\$ 5.694.271.437,42	R\$ -	R\$ 5.694.271.437,42	100%	0%
UHE - Eóli Bahia	10,00	99,791%	R\$ 5.748.891.417,61	R\$ (34.203.034,21)	R\$ 5.714.688.383,40	99%	1%
UHE - Eóli Bahia	20,00	98,548%	R\$ 5.803.413.862,09	R\$ (68.406.068,42)	R\$ 5.735.007.793,67	98%	2%
UHE - Eóli Bahia	30,00	98,305%	R\$ 5.857.936.306,57	R\$ (102.609.102,63)	R\$ 5.755.327.203,94	97%	3%
UHE - Eóli Bahia	40,00	98,070%	R\$ 5.912.458.751,05	R\$ (136.812.136,84)	R\$ 5.775.646.614,21	96%	4%
UHE - Eóli Bahia	50,00	97,839%	R\$ 5.966.981.195,53	R\$ (171.015.171,05)	R\$ 5.795.966.024,48	95%	5%
UHE - Eóli Bahia	60,00	97,612%	R\$ 6.021.503.640,01	R\$ (205.218.205,26)	R\$ 5.816.285.434,75	94%	6%
UHE - Eóli Bahia	70,00	97,389%	R\$ 6.076.026.084,49	R\$ (239.421.239,47)	R\$ 5.836.604.845,02	93%	7%
UHE - Eóli Bahia	80,00	97,171%	R\$ 6.130.548.528,97	R\$ (273.624.273,68)	R\$ 5.856.924.255,29	92%	8%
UHE - Eóli Bahia	90,00	96,974%	R\$ 6.185.049.300,55	R\$ (307.827.307,89)	R\$ 5.877.221.992,66	92%	8%
UHE - Eóli Bahia	100,00	96,852%	R\$ 6.239.459.449,34	R\$ (342.030.342,10)	R\$ 5.897.429.107,24	91%	9%
UHE - Eóli Bahia	150,00	96,272%	R\$ 6.511.510.193,30	R\$ (513.045.513,15)	R\$ 5.998.464.680,15	87%	13%
UHE - Eóli Bahia	200,00	95,891%	R\$ 6.783.350.301,48	R\$ (684.060.684,21)	R\$ 6.099.289.617,27	83%	17%
UHE - Eóli Bahia	250,00	95,889%	R\$ 7.054.683.955,98	R\$ (895.075.895,26)	R\$ 6.199.608.100,72	80%	20%
UHE - Eóli Bahia	300,00	95,961%	R\$ 7.325.903.933,46	R\$ (1.026.091.026,31)	R\$ 6.299.812.907,15	78%	24%
UHE - Eóli Bahia	350,00	96,044%	R\$ 7.597.100.025,69	R\$ (1.197.106.197,36)	R\$ 6.399.993.828,32	74%	26%
UHE - Eóli Bahia	400,00	96,127%	R\$ 7.868.284.541,93	R\$ (1.368.121.368,41)	R\$ 6.500.163.173,52	71%	29%
UHE - Eóli Bahia	450,00	96,237%	R\$ 8.139.412.957,71	R\$ (1.539.136.539,46)	R\$ 6.600.276.418,25	68%	32%
UHE - Eóli Bahia	500,00	96,400%	R\$ 8.410.436.406,34	R\$ (1.710.151.710,52)	R\$ 6.700.284.695,82	66%	34%
UHE - Eóli Bahia	550,00	96,582%	R\$ 8.681.404.681,93	R\$ (1.881.166.891,57)	R\$ 6.800.237.800,26	64%	36%
UHE - Eóli Bahia	600,00	96,860%	R\$ 8.952.171.950,46	R\$ (2.052.182.052,62)	R\$ 6.899.989.897,84	62%	38%
UHE - Eóli Bahia	650,00	97,121%	R\$ 9.222.939.219,09	R\$ (2.223.197.223,67)	R\$ 6.999.741.995,42	60%	40%
UHE - Eóli Bahia	700,00	97,376%	R\$ 9.493.687.588,69	R\$ (2.394.212.394,72)	R\$ 7.099.475.193,95	58%	42%
UHE - Eóli Bahia	750,00	97,742%	R\$ 9.764.177.048,42	R\$ (2.565.227.565,77)	R\$ 7.198.949.482,65	57%	43%
UHE - Eóli Bahia	800,00	98,222%	R\$ 10.034.380.888,53	R\$ (2.736.242.736,83)	R\$ 7.298.138.151,70	55%	45%
UHE - Eóli Bahia	850,00	98,676%	R\$ 10.304.584.712,71	R\$ (2.907.257.907,88)	R\$ 7.397.326.804,83	53%	47%
UHE - Eóli Bahia	900,00	99,106%	R\$ 10.574.788.536,89	R\$ (3.078.273.078,93)	R\$ 7.496.515.457,97	52%	48%
UHE - Eóli Bahia	950,00	99,572%	R\$ 10.844.858.111,17	R\$ (3.249.288.249,98)	R\$ 7.595.569.861,19	51%	49%
UHE - Eóli Bahia	1000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (3.420.303.421,03)	#VALOR!	49%	51%
UHE - Eóli Bahia	1500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (5.130.455.131,55)	#VALOR!	39%	61%
UHE - Eóli Bahia	2000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (6.840.606.842,07)	#VALOR!	33%	67%
UHE - Eóli Bahia	2500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (8.550.758.552,58)	#VALOR!	28%	72%
UHE - Eóli Bahia	3000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (10.260.910.263,10)	#VALOR!	25%	75%
UHE - Eóli Bahia	3500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (11.971.061.973,61)	#VALOR!	22%	78%
UHE - Eóli Bahia	4000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (13.681.213.684,13)	#VALOR!	20%	80%
UHE - Eóli Bahia	4500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (15.391.365.394,65)	#VALOR!	18%	82%
UHE - Eóli Bahia	5000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (17.101.517.105,16)	#VALOR!	16%	84%
UHE - Eóli Bahia	5500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (18.811.668.815,68)	#VALOR!	15%	85%
UHE - Eóli Bahia	6000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (20.521.820.526,20)	#VALOR!	14%	86%
UHE - Eóli Bahia	6500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (22.231.972.236,71)	#VALOR!	13%	87%
UHE - Eóli Bahia	7000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (23.942.123.947,23)	#VALOR!	12%	88%
UHE - Eóli Bahia	7500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (25.652.275.657,75)	#VALOR!	12%	88%
UHE - Eóli Bahia	8000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (27.362.427.368,26)	#VALOR!	11%	89%
UHE - Eóli Bahia	8500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (29.072.579.078,78)	#VALOR!	10%	90%
UHE - Eóli Bahia	9000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (30.782.730.789,29)	#VALOR!		
otimizada	950,00	99,572%	R\$ 10.844.858.111,17	R\$ (3.249.288.249,98)	R\$ 7.595.569.861,19		

## 7.4 Usina Eólica Rio Grande do Norte

Portfólio	GF Comprada [MW]	GF Contratada [%]	Receita	Despesas Total [10 Anos]	Lucro [10 Anos]	Composição do Portfólio	
						Hidrelétrica	Fonte Alternativa
UHE - EóL RN	0,00	N.A.	#VALOR!	R\$ -	#VALOR!	100%	0%
UHE - EóL RN	10,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (27.362.427,37)	#VALOR!	99%	1%
UHE - EóL RN	20,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (54.724.854,74)	#VALOR!	98%	2%
UHE - EóL RN	30,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (82.087.282,10)	#VALOR!	97%	3%
UHE - EóL RN	40,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (109.449.709,47)	#VALOR!	96%	4%
UHE - EóL RN	50,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (136.812.136,84)	#VALOR!	95%	5%
UHE - EóL RN	60,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (164.174.564,21)	#VALOR!	94%	6%
UHE - EóL RN	70,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (191.536.991,58)	#VALOR!	93%	7%
UHE - EóL RN	80,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (218.899.418,95)	#VALOR!	92%	8%
UHE - EóL RN	90,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (246.261.846,31)	#VALOR!	92%	8%
UHE - EóL RN	100,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (273.624.273,68)	#VALOR!	91%	9%
UHE - EóL RN	150,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (410.436.410,52)	#VALOR!	87%	13%
UHE - EóL RN	200,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (547.248.547,37)	#VALOR!	83%	17%
UHE - EóL RN	250,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (684.060.684,21)	#VALOR!	80%	20%
UHE - EóL RN	300,00	95,875%	R\$ 4.296.547.236,30	R\$ (820.872.821,05)	R\$ 3.475.674.415,26	76%	24%
UHE - EóL RN	350,00	95,829%	R\$ 4.442.963.881,38	R\$ (957.684.957,89)	R\$ 3.485.278.923,49	74%	26%
UHE - EóL RN	400,00	96,666%	R\$ 4.558.561.562,02	R\$ (1.094.497.094,73)	R\$ 3.464.064.467,29	71%	29%
UHE - EóL RN	450,00	98,148%	R\$ 4.648.601.627,23	R\$ (1.231.309.231,57)	R\$ 3.417.292.395,66	68%	32%
UHE - EóL RN	500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (1.368.121.368,41)	#VALOR!	66%	34%
UHE - EóL RN	550,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (1.504.933.505,25)	#VALOR!	64%	36%
UHE - EóL RN	600,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (1.641.745.642,10)	#VALOR!	62%	38%
UHE - EóL RN	650,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (1.778.557.778,94)	#VALOR!	60%	40%
UHE - EóL RN	700,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (1.915.369.915,78)	#VALOR!	58%	42%
UHE - EóL RN	750,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.052.182.052,62)	#VALOR!	57%	43%
UHE - EóL RN	800,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.188.994.189,46)	#VALOR!	55%	45%
UHE - EóL RN	850,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.325.806.326,30)	#VALOR!	53%	47%
UHE - EóL RN	900,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.462.618.463,14)	#VALOR!	52%	48%
UHE - EóL RN	950,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.599.430.599,98)	#VALOR!	51%	49%
UHE - EóL RN	1000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.736.242.736,83)	#VALOR!	49%	51%
UHE - EóL RN	1500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (4.104.364.105,24)	#VALOR!	39%	61%
UHE - EóL RN	2000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (5.472.485.473,65)	#VALOR!	33%	67%
UHE - EóL RN	2500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (6.840.606.842,07)	#VALOR!	28%	72%
UHE - EóL RN	3000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (8.208.728.210,48)	#VALOR!	25%	75%
UHE - EóL RN	3500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (9.576.849.578,89)	#VALOR!	22%	78%
UHE - EóL RN	4000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (10.944.970.947,30)	#VALOR!	20%	80%
UHE - EóL RN	4500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (12.313.092.315,72)	#VALOR!	19%	82%
UHE - EóL RN	5000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (13.681.213.684,13)	#VALOR!	16%	84%
UHE - EóL RN	5500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (15.049.335.052,54)	#VALOR!	15%	85%
UHE - EóL RN	6000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (16.417.456.420,96)	#VALOR!	14%	86%
UHE - EóL RN	6500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (17.785.577.789,37)	#VALOR!	13%	87%
UHE - EóL RN	7000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (19.153.699.157,78)	#VALOR!	12%	88%
UHE - EóL RN	7500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (20.521.820.526,20)	#VALOR!	12%	88%
UHE - EóL RN	8000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (21.889.941.894,61)	#VALOR!	11%	89%
UHE - EóL RN	8500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (23.258.063.263,02)	#VALOR!	10%	90%
UHE - EóL RN	9000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (24.626.184.631,44)	#VALOR!		
otimizada	350,00	95,829%	R\$ 4.442.963.881,38	R\$ (957.684.957,89)	R\$ 3.485.278.923,49		

Portfólio	GF Comprada [MW]	GF Contratada [%]	Receita	Despesas Total [10 Anos]	Lucro [10 Anos]	Composição do Portfólio	
						Hidrelétrica	Fonte Alternativa
UHE + EóL.FRN	0,00	N.A.	#VALOR!	R\$ -	#VALOR!	100%	0%
UHE + EóL.FRN	10,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (27.362.427,37)	#VALOR!	99%	1%
UHE + EóL.FRN	20,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (54.724.854,74)	#VALOR!	98%	2%
UHE + EóL.FRN	30,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (82.087.282,10)	#VALOR!	97%	3%
UHE + EóL.FRN	40,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (109.449.709,47)	#VALOR!	96%	4%
UHE + EóL.FRN	50,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (136.812.136,84)	#VALOR!	95%	5%
UHE + EóL.FRN	60,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (164.174.564,21)	#VALOR!	94%	6%
UHE + EóL.FRN	70,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (191.536.991,58)	#VALOR!	93%	7%
UHE + EóL.FRN	80,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (218.899.418,95)	#VALOR!	92%	8%
UHE + EóL.FRN	90,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (246.261.846,31)	#VALOR!	92%	8%
UHE + EóL.FRN	100,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (273.624.273,68)	#VALOR!	91%	9%
UHE + EóL.FRN	150,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (410.436.410,52)	#VALOR!	87%	13%
UHE + EóL.FRN	200,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (547.248.547,37)	#VALOR!	83%	17%
UHE + EóL.FRN	250,00	95,610%	R\$ 4.972.822.350,45	R\$ (684.060.684,21)	R\$ 4.288.761.666,24	80%	20%
UHE + EóL.FRN	300,00	95,784%	R\$ 5.147.085.978,72	R\$ (920.872.821,05)	R\$ 4.326.213.157,67	78%	24%
UHE + EóL.FRN	350,00	95,945%	R\$ 5.321.349.607,00	R\$ (957.684.957,89)	R\$ 4.363.664.649,11	74%	26%
UHE + EóL.FRN	400,00	96,226%	R\$ 5.492.252.742,24	R\$ (1.094.497.094,73)	R\$ 4.397.755.647,51	71%	29%
UHE + EóL.FRN	450,00	96,559%	R\$ 5.661.271.652,27	R\$ (1.231.309.231,57)	R\$ 4.429.962.420,69	68%	32%
UHE + EóL.FRN	500,00	96,869%	R\$ 5.830.290.562,29	R\$ (1.368.121.268,41)	R\$ 4.462.169.193,88	66%	34%
UHE + EóL.FRN	550,00	97,159%	R\$ 5.999.309.472,32	R\$ (1.504.933.505,25)	R\$ 4.494.375.967,07	64%	36%
UHE + EóL.FRN	600,00	97,496%	R\$ 6.168.420.016,52	R\$ (1.641.745.642,10)	R\$ 4.524.674.374,43	62%	38%
UHE + EóL.FRN	650,00	98,058%	R\$ 6.326.101.707,60	R\$ (1.778.557.778,94)	R\$ 4.547.543.928,66	60%	40%
UHE + EóL.FRN	700,00	98,587%	R\$ 6.485.783.398,67	R\$ (1.915.369.915,78)	R\$ 4.570.413.482,90	58%	42%
UHE + EóL.FRN	750,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.052.182.052,62)	#VALOR!	57%	43%
UHE + EóL.FRN	800,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.188.994.189,46)	#VALOR!	55%	45%
UHE + EóL.FRN	850,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.325.806.326,30)	#VALOR!	53%	47%
UHE + EóL.FRN	900,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.462.618.463,14)	#VALOR!	52%	48%
UHE + EóL.FRN	950,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.599.430.599,98)	#VALOR!	51%	49%
UHE + EóL.FRN	1000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.736.242.736,83)	#VALOR!	49%	51%
UHE + EóL.FRN	1500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (4.104.384.105,24)	#VALOR!	39%	61%
UHE + EóL.FRN	2000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (5.472.485.473,65)	#VALOR!	33%	67%
UHE + EóL.FRN	2500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (6.840.606.842,07)	#VALOR!	28%	72%
UHE + EóL.FRN	3000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (8.208.728.210,48)	#VALOR!	25%	75%
UHE + EóL.FRN	3500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (9.576.849.578,89)	#VALOR!	22%	78%
UHE + EóL.FRN	4000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (10.944.970.947,30)	#VALOR!	20%	80%
UHE + EóL.FRN	4500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (12.313.092.315,72)	#VALOR!	18%	82%
UHE + EóL.FRN	5000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (13.681.213.684,13)	#VALOR!	16%	84%
UHE + EóL.FRN	5500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (15.049.335.052,54)	#VALOR!	15%	85%
UHE + EóL.FRN	6000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (16.417.456.420,96)	#VALOR!	14%	86%
UHE + EóL.FRN	6500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (17.785.577.789,37)	#VALOR!	13%	87%
UHE + EóL.FRN	7000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (19.153.699.157,78)	#VALOR!	12%	88%
UHE + EóL.FRN	7500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (20.521.820.526,20)	#VALOR!	12%	88%
UHE + EóL.FRN	8000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (21.889.941.894,61)	#VALOR!	11%	89%
UHE + EóL.FRN	8500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (23.258.063.263,02)	#VALOR!	10%	90%
UHE + EóL.FRN	9000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (24.626.184.631,44)	#VALOR!		
otimizada	700,00	98,587%	R\$ 6.485.783.398,67	R\$ (1.915.369.915,78)	R\$ 4.570.413.482,90		

Portfólio	GF Comprada [MW]	GF Contratada [%]	Receita	Despesas Total [10 Anos]	Lucro [10 Anos]	Composição do Portfólio	
						Hidrelétrica	Fonte Alternativa
UHE - EóLrN	0,00	N.A.	#VALOR!	R\$ -	#VALOR!	100%	0%
UHE - EóLrN	10,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (34.203.034,21)	#VALOR!	99%	1%
UHE - EóLrN	20,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (68.406.068,42)	#VALOR!	98%	2%
UHE - EóLrN	30,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (102.609.102,63)	#VALOR!	97%	3%
UHE - EóLrN	40,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (136.812.136,84)	#VALOR!	96%	4%
UHE - EóLrN	50,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (171.015.171,05)	#VALOR!	95%	5%
UHE - EóLrN	60,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (205.218.205,26)	#VALOR!	94%	6%
UHE - EóLrN	70,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (239.421.239,47)	#VALOR!	93%	7%
UHE - EóLrN	80,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (273.624.273,68)	#VALOR!	92%	8%
UHE - EóLrN	90,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (307.827.307,89)	#VALOR!	92%	8%
UHE - EóLrN	100,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (342.030.342,10)	#VALOR!	91%	9%
UHE - EóLrN	150,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (513.045.513,15)	#VALOR!	87%	13%
UHE - EóLrN	200,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (684.060.684,21)	#VALOR!	83%	17%
UHE - EóLrN	250,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (855.075.855,26)	#VALOR!	80%	20%
UHE - EóLrN	300,00	95,875%	R\$ 4.296.547.236,30	R\$ (1.026.091.026,31)	R\$ 3.270.456.209,99	76%	24%
UHE - EóLrN	350,00	95,829%	R\$ 4.442.963.881,38	R\$ (1.197.106.197,36)	R\$ 3.245.857.684,01	74%	26%
UHE - EóLrN	400,00	96,666%	R\$ 4.593.561.582,02	R\$ (1.368.121.368,41)	R\$ 3.190.440.213,61	71%	29%
UHE - EóLrN	450,00	98,148%	R\$ 4.648.601.627,23	R\$ (1.539.136.539,46)	R\$ 3.109.465.087,77	68%	32%
UHE - EóLrN	500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (1.710.151.710,52)	#VALOR!	66%	34%
UHE - EóLrN	550,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (1.881.166.881,57)	#VALOR!	64%	36%
UHE - EóLrN	600,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.052.182.052,62)	#VALOR!	62%	38%
UHE - EóLrN	650,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.223.197.223,67)	#VALOR!	60%	40%
UHE - EóLrN	700,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.394.212.394,72)	#VALOR!	58%	42%
UHE - EóLrN	750,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.565.227.565,77)	#VALOR!	57%	43%
UHE - EóLrN	800,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.736.242.736,83)	#VALOR!	55%	45%
UHE - EóLrN	850,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (2.907.257.907,88)	#VALOR!	53%	47%
UHE - EóLrN	900,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (3.078.273.078,93)	#VALOR!	52%	48%
UHE - EóLrN	950,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (3.249.288.249,98)	#VALOR!	51%	49%
UHE - EóLrN	1000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (3.420.303.421,03)	#VALOR!	49%	51%
UHE - EóLrN	1500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (5.130.455.131,55)	#VALOR!	39%	61%
UHE - EóLrN	2000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (6.840.606.842,07)	#VALOR!	33%	67%
UHE - EóLrN	2500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (8.550.758.552,58)	#VALOR!	28%	72%
UHE - EóLrN	3000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (10.260.910.263,10)	#VALOR!	25%	75%
UHE - EóLrN	3500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (11.971.061.973,61)	#VALOR!	22%	78%
UHE - EóLrN	4000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (13.681.213.684,13)	#VALOR!	20%	80%
UHE - EóLrN	4500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (15.391.365.394,65)	#VALOR!	18%	82%
UHE - EóLrN	5000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (17.101.517.105,16)	#VALOR!	16%	84%
UHE - EóLrN	5500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (18.811.668.815,68)	#VALOR!	15%	85%
UHE - EóLrN	6000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (20.521.820.526,20)	#VALOR!	14%	86%
UHE - EóLrN	6500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (22.231.972.236,71)	#VALOR!	13%	87%
UHE - EóLrN	7000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (23.942.123.947,23)	#VALOR!	12%	88%
UHE - EóLrN	7500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (25.652.275.657,75)	#VALOR!	12%	88%
UHE - EóLrN	8000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (27.362.427.368,26)	#VALOR!	11%	89%
UHE - EóLrN	8500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (29.072.579.078,78)	#VALOR!	10%	90%
UHE - EóLrN	9000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (30.782.730.789,29)	#VALOR!		
otimizada	300,00	95,875%	R\$ 4.296.547.236,30	R\$ (1.026.091.026,31)	R\$ 3.270.456.209,99		

## 7.5 Usina Eólica do Rio Grande do Sul

Portfólio	GF Comprada [MW]	GF Contratada [%]	Receita	Despesas Total [10 Anos]	Lucro [10 Anos]	Composição do Portfólio	
						Hidrelétrica	Fonte Alternativa
UHE + EóliRS	0,00	N.A.	#VALOR!	R\$ -	#VALOR!	100%	0%
UHE + EóliRS	10,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (27.362.427,37)	#VALOR!	99%	1%
UHE + EóliRS	20,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (54.724.854,74)	#VALOR!	98%	2%
UHE + EóliRS	30,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (82.087.282,10)	#VALOR!	97%	3%
UHE + EóliRS	40,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (109.449.709,47)	#VALOR!	96%	4%
UHE + EóliRS	50,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (136.812.136,84)	#VALOR!	95%	5%
UHE + EóliRS	60,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (164.174.564,21)	#VALOR!	94%	6%
UHE + EóliRS	70,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (191.536.991,58)	#VALOR!	93%	7%
UHE + EóliRS	80,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (218.899.418,95)	#VALOR!	92%	8%
UHE + EóliRS	90,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (246.261.846,31)	#VALOR!	92%	8%
UHE + EóliRS	100,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (273.624.273,68)	#VALOR!	91%	9%
UHE + EóliRS	150,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (410.436.410,52)	#VALOR!	87%	13%
UHE + EóliRS	200,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (547.249.547,37)	#VALOR!	83%	17%
UHE + EóliRS	250,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (684.060.684,21)	#VALOR!	80%	20%
UHE + EóliRS	300,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (820.872.821,05)	#VALOR!	76%	24%
UHE + EóliRS	350,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (957.684.957,89)	#VALOR!	74%	26%
UHE + EóliRS	400,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (1.094.497.094,73)	#VALOR!	71%	29%
UHE + EóliRS	450,00	94,525%	R\$ 4.808.075.955,11	R\$ (1.231.309.231,57)	R\$ 3.576.766.723,53	68%	32%
UHE + EóliRS	500,00	94,192%	R\$ 4.970.253.203,49	R\$ (1.368.121.368,41)	R\$ 3.602.131.835,08	66%	34%
UHE + EóliRS	550,00	94,076%	R\$ 5.124.876.264,54	R\$ (1.504.933.505,25)	R\$ 3.619.942.759,28	64%	36%
UHE + EóliRS	600,00	93,968%	R\$ 5.279.499.325,58	R\$ (1.641.745.642,10)	R\$ 3.637.753.683,49	62%	38%
UHE + EóliRS	650,00	94,015%	R\$ 5.427.917.118,22	R\$ (1.778.557.778,94)	R\$ 3.649.359.339,28	60%	40%
UHE + EóliRS	700,00	94,102%	R\$ 5.574.554.845,95	R\$ (1.915.369.915,78)	R\$ 3.659.184.930,07	58%	42%
UHE + EóliRS	750,00	94,184%	R\$ 5.721.192.573,47	R\$ (2.052.182.052,62)	R\$ 3.669.010.520,85	57%	43%
UHE + EóliRS	800,00	94,261%	R\$ 5.867.830.301,09	R\$ (2.188.994.189,46)	R\$ 3.678.836.111,63	55%	45%
UHE + EóliRS	850,00	94,334%	R\$ 6.014.468.028,72	R\$ (2.325.806.326,30)	R\$ 3.688.661.702,41	53%	47%
UHE + EóliRS	900,00	94,471%	R\$ 6.157.833.889,71	R\$ (2.462.618.463,14)	R\$ 3.695.215.426,56	52%	48%
UHE + EóliRS	950,00	94,612%	R\$ 6.300.666.134,68	R\$ (2.599.430.599,98)	R\$ 3.701.235.534,69	51%	49%
UHE + EóliRS	1000,00	94,746%	R\$ 6.443.498.379,65	R\$ (2.736.242.736,83)	R\$ 3.707.255.642,83	49%	51%
UHE + EóliRS	1500,00	95,872%	R\$ 7.866.514.716,20	R\$ 4.104.364.105,24	R\$ 3.762.150.610,97	39%	61%
UHE + EóliRS	2000,00	96,843%	R\$ 9.272.615.901,26	R\$ (5.472.485.473,65)	R\$ 3.800.130.327,60	33%	67%
UHE + EóliRS	2500,00	98,448%	R\$ 10.597.837.753,37	R\$ (6.840.606.842,07)	R\$ 3.757.230.911,81	28%	72%
UHE + EóliRS	3000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (8.208.728.210,48)	#VALOR!	25%	75%
UHE + EóliRS	3500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (9.576.849.578,89)	#VALOR!	22%	78%
UHE + EóliRS	4000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (10.944.970.947,30)	#VALOR!	20%	80%
UHE + EóliRS	4500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (12.313.092.315,72)	#VALOR!	18%	82%
UHE + EóliRS	5000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (13.681.213.684,13)	#VALOR!	16%	84%
UHE + EóliRS	5500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (15.049.335.052,54)	#VALOR!	15%	85%
UHE + EóliRS	6000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (16.417.456.420,96)	#VALOR!	14%	86%
UHE + EóliRS	6500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (17.785.577.789,37)	#VALOR!	13%	87%
UHE + EóliRS	7000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (19.153.699.157,78)	#VALOR!	12%	88%
UHE + EóliRS	7500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (20.521.820.526,20)	#VALOR!	12%	88%
UHE + EóliRS	8000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (21.889.941.894,61)	#VALOR!	11%	89%
UHE + EóliRS	8500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (23.258.063.263,02)	#VALOR!	10%	90%
UHE + EóliRS	9000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (24.626.184.631,44)	#VALOR!		
otimizada	2000,00	96,843%	R\$ 9.272.615.901,26	R\$ (5.472.485.473,65)	R\$ 3.800.130.327,60		

Portfólio	GF Comprada [Mv]	GF Contratada [%]	Receita	Despesas Total [10 Anos]	Lucro [10 Anos]	Composição do Portfólio	
						Hidrelétrica	Fonte Alternativa
UHE - EóIRS	0,00	N.A.	#VALOR!	R\$ -	#VALOR!	100%	0%
UHE - EóIRS	10,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (27.362.427,37)	#VALOR!	99%	1%
UHE - EóIRS	20,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (54.724.854,74)	#VALOR!	98%	2%
UHE - EóIRS	30,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (82.087.282,10)	#VALOR!	97%	3%
UHE - EóIRS	40,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (109.449.709,47)	#VALOR!	96%	4%
UHE - EóIRS	50,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (136.812.136,84)	#VALOR!	95%	5%
UHE - EóIRS	60,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (164.174.564,21)	#VALOR!	94%	6%
UHE - EóIRS	70,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (191.536.991,58)	#VALOR!	93%	7%
UHE - EóIRS	80,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (218.899.418,95)	#VALOR!	92%	8%
UHE - EóIRS	90,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (246.261.846,31)	#VALOR!	92%	8%
UHE - EóIRS	100,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (273.624.273,68)	#VALOR!	91%	9%
UHE - EóIRS	150,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (410.436.410,52)	#VALOR!	87%	13%
UHE - EóIRS	200,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (547.248.547,37)	#VALOR!	83%	17%
UHE - EóIRS	250,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (684.060.684,21)	#VALOR!	80%	20%
UHE - EóIRS	300,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (820.872.820,05)	#VALOR!	76%	24%
UHE - EóIRS	350,00	95,079%	R\$ 5.384.336.837,43	R\$ (957.684.957,89)	R\$ 4.406.651.879,54	74%	26%
UHE - EóIRS	400,00	94,872%	R\$ 5.551.582.208,72	R\$ (1.094.497.094,73)	R\$ 4.457.085.113,99	71%	29%
UHE - EóIRS	450,00	94,680%	R\$ 5.738.827.590,01	R\$ (1.231.309.231,57)	R\$ 4.507.518.348,44	68%	32%
UHE - EóIRS	500,00	94,513%	R\$ 5.925.729.215,11	R\$ (1.368.121.368,41)	R\$ 4.557.607.846,69	66%	34%
UHE - EóIRS	550,00	94,504%	R\$ 6.108.492.038,61	R\$ (1.504.933.505,25)	R\$ 4.603.558.533,35	64%	36%
UHE - EóIRS	600,00	94,583%	R\$ 6.288.708.344,32	R\$ (1.641.745.642,10)	R\$ 4.646.962.702,22	62%	38%
UHE - EóIRS	650,00	94,709%	R\$ 6.467.337.877,40	R\$ (1.778.557.778,94)	R\$ 4.688.780.098,47	60%	40%
UHE - EóIRS	700,00	94,828%	R\$ 6.645.967.410,49	R\$ (1.915.369.915,78)	R\$ 4.730.597.494,71	58%	42%
UHE - EóIRS	750,00	94,940%	R\$ 6.824.596.943,58	R\$ (2.052.182.052,62)	R\$ 4.772.414.890,96	57%	43%
UHE - EóIRS	800,00	95,045%	R\$ 7.003.226.476,67	R\$ (2.188.994.189,46)	R\$ 4.814.232.287,21	55%	45%
UHE - EóIRS	850,00	95,145%	R\$ 7.181.856.009,76	R\$ (2.325.806.326,30)	R\$ 4.856.049.683,45	53%	47%
UHE - EóIRS	900,00	95,239%	R\$ 7.360.485.542,85	R\$ (2.462.618.463,14)	R\$ 4.897.867.079,70	52%	48%
UHE - EóIRS	950,00	95,329%	R\$ 7.539.115.075,93	R\$ (2.599.430.599,98)	R\$ 4.939.684.475,95	51%	49%
UHE - EóIRS	1000,00	95,414%	R\$ 7.717.744.609,02	R\$ (2.736.242.736,83)	R\$ 4.981.501.872,20	49%	51%
UHE - EóIRS	1500,00	96,134%	R\$ 9.501.377.545,10	R\$ (4.104.364.105,24)	R\$ 5.397.013.439,86	39%	61%
UHE - EóIRS	2000,00	96,767%	R\$ 11.276.395.501,43	R\$ (5.472.485.473,65)	R\$ 5.803.910.027,78	33%	67%
UHE - EóIRS	2500,00	97,386%	R\$ 13.040.853.775,45	R\$ (6.840.606.842,07)	R\$ 6.200.046.933,39	28%	72%
UHE - EóIRS	3000,00	98,743%	R\$ 14.738.993.209,26	R\$ (8.208.728.210,48)	R\$ 6.530.264.998,78	25%	75%
UHE - EóIRS	3500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (9.576.849.578,89)	#VALOR!	22%	78%
UHE - EóIRS	4000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (10.944.970.947,30)	#VALOR!	20%	80%
UHE - EóIRS	4500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (12.313.092.315,72)	#VALOR!	18%	82%
UHE - EóIRS	5000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (13.681.213.684,13)	#VALOR!	16%	84%
UHE - EóIRS	5500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (15.049.335.052,54)	#VALOR!	15%	85%
UHE - EóIRS	6000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (16.417.456.420,96)	#VALOR!	14%	86%
UHE - EóIRS	6500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (17.785.577.789,37)	#VALOR!	13%	87%
UHE - EóIRS	7000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (19.153.699.157,78)	#VALOR!	12%	88%
UHE - EóIRS	7500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (20.521.820.526,20)	#VALOR!	12%	88%
UHE - EóIRS	8000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (21.889.941.894,61)	#VALOR!	11%	89%
UHE - EóIRS	8500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (23.258.063.263,02)	#VALOR!	10%	90%
UHE - EóIRS	9000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (24.626.184.631,44)	#VALOR!		
otimizada	3000,00	98,743%	R\$ 14.738.993.209,26	R\$ (8.208.728.210,48)	R\$ 6.530.264.998,78		

Portfólio	GF Comprada [MW]	GF Contratada [%]	Receita	Despesas Total [10 Anos]	Lucro [10 Anos]	Composição do Portfólio	
						Hidrelétrica	Fonte Alternativa
UHE + EóIRS	0,00	N.A.	#VALOR!	R\$ -	#VALOR!	100%	0%
UHE + EóIRS	10,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (34.203.034,21)	#VALOR!	99%	1%
UHE + EóIRS	20,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (69.406.068,42)	#VALOR!	98%	2%
UHE + EóIRS	30,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (102.609.102,63)	#VALOR!	97%	3%
UHE + EóIRS	40,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (136.812.136,84)	#VALOR!	96%	4%
UHE + EóIRS	50,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (171.015.171,05)	#VALOR!	95%	5%
UHE + EóIRS	60,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (205.218.205,26)	#VALOR!	94%	6%
UHE + EóIRS	70,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (239.421.239,47)	#VALOR!	93%	7%
UHE + EóIRS	80,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (273.624.273,68)	#VALOR!	92%	8%
UHE + EóIRS	90,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (307.827.307,89)	#VALOR!	92%	8%
UHE + EóIRS	100,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (342.030.342,10)	#VALOR!	91%	9%
UHE + EóIRS	150,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (513.045.513,15)	#VALOR!	87%	13%
UHE + EóIRS	200,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (684.060.684,21)	#VALOR!	83%	17%
UHE + EóIRS	250,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (855.075.855,26)	#VALOR!	80%	20%
UHE + EóIRS	300,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (1.026.091.026,31)	#VALOR!	76%	24%
UHE + EóIRS	350,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (1.197.106.197,36)	#VALOR!	74%	26%
UHE + EóIRS	400,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (1.368.121.368,41)	#VALOR!	71%	29%
UHE + EóIRS	450,00	94,525%	R\$ 4.808.075.955,11	R\$ (1.539.136.539,46)	R\$ 3.268.939.415,64	68%	32%
UHE + EóIRS	500,00	94,192%	R\$ 4.970.253.203,49	R\$ (1.710.151.710,52)	R\$ 3.260.101.492,97	66%	34%
UHE + EóIRS	550,00	94,076%	R\$ 5.124.876.264,54	R\$ (1.881.166.881,57)	R\$ 3.243.709.382,97	64%	36%
UHE + EóIRS	600,00	93,960%	R\$ 5.279.499.325,58	R\$ (2.052.182.052,62)	R\$ 3.227.317.272,96	62%	38%
UHE + EóIRS	650,00	94,015%	R\$ 5.427.917.118,22	R\$ (2.223.197.223,67)	R\$ 3.204.719.894,55	60%	40%
UHE + EóIRS	700,00	94,102%	R\$ 5.574.554.845,95	R\$ (2.394.212.394,72)	R\$ 3.180.342.451,22	58%	42%
UHE + EóIRS	750,00	94,184%	R\$ 5.721.192.573,47	R\$ (2.565.227.565,77)	R\$ 3.155.965.007,69	57%	43%
UHE + EóIRS	800,00	94,261%	R\$ 5.867.830.301,09	R\$ (2.736.242.736,83)	R\$ 3.131.587.564,27	55%	45%
UHE + EóIRS	850,00	94,334%	R\$ 6.014.468.028,72	R\$ (2.907.257.907,88)	R\$ 3.107.210.120,84	53%	47%
UHE + EóIRS	900,00	94,471%	R\$ 6.157.833.889,71	R\$ (3.078.273.078,93)	R\$ 3.079.560.810,78	52%	48%
UHE + EóIRS	950,00	94,612%	R\$ 6.300.566.134,68	R\$ (3.249.288.249,98)	R\$ 3.051.377.884,70	51%	49%
UHE + EóIRS	1000,00	94,746%	R\$ 6.443.498.375,65	R\$ (3.420.303.421,03)	R\$ 3.023.194.954,62	49%	51%
UHE + EóIRS	1500,00	95,872%	R\$ 7.866.514.716,20	R\$ (5.130.455.131,55)	R\$ 2.736.059.584,66	39%	61%
UHE + EóIRS	2000,00	96,843%	R\$ 9.272.615.801,26	R\$ (6.840.606.842,07)	R\$ 2.432.008.959,19	33%	67%
UHE + EóIRS	2500,00	98,448%	R\$ 10.597.837.753,87	R\$ (8.550.758.552,58)	R\$ 2.047.079.201,29	28%	72%
UHE + EóIRS	3000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (10.260.910.263,10)	#VALOR!	25%	75%
UHE + EóIRS	3500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (11.971.061.973,61)	#VALOR!	22%	78%
UHE + EóIRS	4000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (13.681.213.684,13)	#VALOR!	20%	80%
UHE + EóIRS	4500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (15.391.365.394,65)	#VALOR!	18%	82%
UHE + EóIRS	5000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (17.101.517.105,16)	#VALOR!	16%	84%
UHE + EóIRS	5500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (18.811.668.815,68)	#VALOR!	15%	85%
UHE + EóIRS	6000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (20.521.820.526,20)	#VALOR!	14%	86%
UHE + EóIRS	6500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (22.231.972.236,71)	#VALOR!	13%	87%
UHE + EóIRS	7000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (23.942.123.947,23)	#VALOR!	12%	88%
UHE + EóIRS	7500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (25.652.275.657,75)	#VALOR!	12%	88%
UHE + EóIRS	8000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (27.362.427.368,26)	#VALOR!	11%	89%
UHE + EóIRS	8500,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (29.072.579.078,78)	#VALOR!	10%	90%
UHE + EóIRS	9000,00	N.A.	#VALOR!	R\$ (30.782.730.789,29)	#VALOR!		
otimizada	450,00	94,525%	R\$ 4.808.075.955,11	R\$ (1.539.136.539,46)	R\$ 3.268.939.415,64		