LUCAS LYRIO DE OLIVEIRA

**Análise da matriz de geração de energia elétrica no
Brasil: uma aplicação da teoria de portfólios**

São Paulo
2017

LUCAS LYRIO DE OLIVEIRA

**Análise da matriz de geração de energia elétrica no
Brasil: uma aplicação da teoria de portfólios**

Dissertação apresentada à Escola Politécnica
da Universidade de São Paulo para obtenção
do título de Mestre em Ciências

São Paulo
2017

LUCAS LYRIO DE OLIVEIRA

**Análise da matriz de geração de energia elétrica no
Brasil: uma aplicação da teoria de portfólios**

Dissertação apresentada à Escola Politécnica
da Universidade de São Paulo para obtenção
do título de Mestre em Ciências

Área de concentração:
Engenharia de Produção

Orientador:
Prof(a). Doutora Celma de Oliveira Ribeiro

São Paulo
2017

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, _____ de _____ de _____

Assinatura do autor: _____

Assinatura do orientador: _____

Catálogo-na-publicação

Oliveira, Lucas Lyrio de

Análise da matriz de geração de energia elétrica no Brasil: uma aplicação da teoria de portfólios / L. L. Oliveira -- versão corr. -- São Paulo, 2017.

94 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Produção.

1.Energia elétrica 2.Teoria de portfólios 3.Setor elétrico brasileiro I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Produção II.t.

Dedico este trabalho aos meu pais, Paulino e Sheila.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Paulino e Sheila, por me educarem e por darem incentivo e apoio durante meus estudos. Serei sempre grato.

A todos os professores que contribuíram para minha formação, desde a alfabetização até hoje. Todos foram muito importantes.

À Professora Doutora Celma de Oliveira Ribeiro, por me orientar com imensa dedicação e contribuir com boas ideias. Sua orientação me trouxe grandes aprendizados e foi essencial para a produção deste trabalho. Sinto imensa gratidão por isso.

Ao Professor Doutor Oswaldo Luiz do Valle Costa e ao Professor Doutor Roberto Ivo da Rocha Lima Filho, por terem sugerido melhorias que aprimoraram significativamente o trabalho realizado.

Ao Professor Doutor Erik Eduardo Rego, por ter ajudado, com sua grande experiência no setor elétrico, com as dúvidas que surgiram ao longo da elaboração da dissertação e também por ter dado sugestões que aprimoraram significativamente o trabalho.

Aos amigos e familiares que ajudaram, direta ou indiretamente, durante o período de desenvolvimento deste trabalho.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (Capes), pelo apoio financeiro.

O sucesso nasce do querer, da determinação e persistência em se chegar a um objetivo. Mesmo não atingindo o alvo, quem busca e vence obstáculos, no mínimo fará coisas admiráveis.

(José de Alencar)

RESUMO

Este trabalho aplica a teoria moderna de portfólios para a definição da participação de cada fonte de geração de energia elétrica, em cada região brasileira, para que a demanda por eletricidade do país prevista pela Empresa de Pesquisa Energética para o ano de 2024 seja atendida. As composições das fontes foram analisadas sob a perspectiva dos custos envolvidos no processo de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, levando em consideração restrições operacionais como potencial de geração das fontes, limites de intercâmbio entre regiões e limites mínimo e máximo de geração de cada fonte em cada região. O risco em relação ao custo foi avaliado sob a ótica do desvio padrão e do *conditional value at risk*, e as diferenças entre essas duas medidas de risco, quando aplicadas para definição de matrizes energéticas, foram estudadas. Os modelos desenvolvidos foram aplicados sob dois cenários diferentes, sendo um considerando condições normais para a quantidade de oferta de energia, e outro considerando um cenário de stress na oferta de energia da região sudeste/centro-oeste, deste modo a influência das restrições de transmissão na composição da matriz pôde ser avaliada. As soluções obtidas no modelo sob condições normais de oferta foram comparadas com a matriz projetada para o Brasil no Plano Decenal de Expansão de Energia 2024.

Palavras-chave: Teoria de portfólios. Setor elétrico brasileiro. Otimização.

ABSTRACT

This work applies modern portfolio theory for defining the participation of each electricity generation source, in each Brazilian region, in order to meet the electricity demand in the country for the year 2024, according to the Energy Research Company forecasting. The compositions of the sources were assessed under the perspective of the incurred costs during the processes of electricity energy generation, transmission and distribution. The risk associated to the costs were assessed under the light of the standard deviation and the conditional value at risk, and it was studied the differences between these two risk measures when they are applied for energy matrixes definition. The developed models were applied for two different scenarios, the first one considering normal conditions for the amount of electricity offer, and the second considering generation shortfall in the regions Southeast and Midwest, then the effect of transmission constraints was analyzed. The obtained solutions for the normal offer conditions were compared to the Brazilian energy mix projected by the Energy Research Company in the Energy Expansion Planning for 2024.

Keywords: Portfolio theory. Brazilian Electric Sector. Optimization.

SUMÁRIO

1 Introdução	9
1.1 Objetivos	13
1.1.1 Objetivo primário	13
1.1.2 Objetivo secundário	14
2 Revisão da literatura	15
2.1 Aplicação da teoria de portfólios no setor elétrico.....	15
2.2 Energia elétrica no Brasil	17
2.3 Teoria moderna de portfólios	23
3 Modelos propostos	31
3.1 Premissas e hipóteses	31
3.1.1 Fontes de geração consideradas	31
3.1.2 Uso da capacidade	31
3.1.3 Independência entre custos	31
3.1.4 Usinas novas e velhas	31
3.2 Formulação do modelo	32
3.2.1 Custo de transmissão	32
3.2.2 Custo de produção (LCOE)	34
3.2.3 Custo total.....	36
3.2.4 Parâmetros do modelo	37
3.2.5 Equações do modelo	37
4 Implementação do modelo	41
4.1 Limites de geração	41
4.1.1 Hidrelétricas	41
4.1.2 Eólicas	42

4.1.3 Biomassa	42
4.1.4 Nuclear	42
4.1.5 Gás natural, óleo diesel e carvão	43
4.2 Limites de intercâmbio de eletricidade	45
4.3 Custos de geração	46
4.4 Custos de transmissão	50
4.5 Perdas na transmissão e distribuição	51
4.6 Demanda	51
5 Resultados.....	53
5.1 Resultados com a utilização do CVaR	54
5.2 Resultados com a utilização do desvio padrão	61
5.3 Comparação CVaR e desvio padrão	67
5.4 Comparação com a matriz projetada pela EPE	69
5.5 Resultados para um cenário de stress na oferta de energia do sudeste/centro-oeste	73
6 Conclusões.....	80
7 Referências	84
APÊNDICE A - Simulação de cenários	92
APÊNDICE B - Processo de otimização	93

1 INTRODUÇÃO

Mesmo sendo um país em desenvolvimento, o Brasil possui uma das maiores economias do mundo, possuindo o 9º maior Produto Interno Bruto (PIB) em 2015, de acordo com o Banco Mundial, e com previsão de crescimento de 1,8% ao ano entre 2015 e 2019 e de 4,5% ao ano entre 2020 e 2024 segundo estudos econômicos realizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Conforme Pereira et al. (2012) e Meisen e Hubert (2010), junto com o crescimento da economia do país, cresce também o consumo de energia elétrica, sendo necessário planejar a expansão da geração para que a demanda seja atendida. Ao comparar o consumo per capita anual médio de energia no Brasil com o de países desenvolvidos, como a França e os Estados Unidos, nota-se que o Brasil possui um consumo muito pequeno, pouco mais de 2.500 kWh contra 12.000 kWh dos Estados Unidos e 8.000 kWh da França. Como o Brasil é um país em desenvolvimento, isso indica que há um grande potencial de aumento de consumo de energia no país.

Devido ao seu extenso território, o Brasil apresenta um sistema elétrico que possui características muito particulares se comparadas com as de outros países do mundo. Para o suprimento de eletricidade, o Brasil conta com o Sistema Interligado Nacional (SIN) que, conforme o Operador Nacional do Sistema (ONS), abrange 98,3% de toda a energia requerida pelo país, com os 1,7% restantes localizados em regiões mais remotas, constituídos por pequenos sistemas isolados principalmente na região amazônica.

O sistema elétrico no Brasil é composto pelos subsistemas norte, nordeste, sudeste/centro-oeste e sul, podendo haver intercâmbio de eletricidade entre as regiões através do SIN quando for conveniente. O órgão responsável pela coordenação do SIN é o ONS, que busca otimizar o despacho de energia elétrica, garantindo uma maior segurança de suprimento e menor custo do sistema.

As características de cada subsistema são muito diferentes. Os recursos naturais, o clima e as condições econômicas e sociais fazem com que tanto o perfil de demanda, quanto o de geração de energia seja único em cada subsistema. O potencial de cada fonte de geração de energia elétrica muda conforme a mudança de clima e geografia das regiões. Além disso, como as fontes renováveis dependem de condições naturais, o potencial de geração de cada fonte renovável em cada região varia sazonalmente ao longo do ano. Ou seja, o potencial de geração de

energia elétrica depende tanto de fatores regionais quanto de fatores temporais.

De acordo com a Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobras), o Brasil conta com um potencial hidrelétrico de aproximadamente 247,5 GW, dos quais 94,1 GW estão em operação e 13,9 GW em construção. Do potencial ainda não explorado, aproximadamente metade se encontra na região Norte. O potencial hidrelétrico brasileiro ainda não explorado é, em sua maioria, localizado em regiões que não possibilitam a construção de grandes reservatórios para controle de vazão. Isso implica que os possíveis empreendimentos nesses locais devem gerar energia de acordo com o fluxo natural dos rios, ficando expostos às variações hídricas que ocorrem durante o ano. Além disso, com base no Plano Nacional de Energia 2030 (PNE 2030) os locais economicamente e ambientalmente mais favoráveis para a construção de hidrelétricas foram sendo explorados com o tempo, restando agora potenciais menos favoráveis, geralmente com alto custo de investimento e maiores restrições ambientais.

A grande dependência de fontes hidrelétricas expõe a segurança energética do país à regimes hidrológicos ruins. De acordo com o que afirmam Jong; Kiperstok e Torres (2015) e com base no histórico de operações da ONS, a região nordeste em especial sofre com períodos de seca que aumentam a necessidade de importação de eletricidade de outras regiões para suprir sua demanda. Períodos com hidrologia desfavorável para a produção de energia através de hidrelétricas apontam para a necessidade do aumento da instalação de fontes de geração de energia elétrica que não dependam do regime hidrológico, complementando o suprimento de eletricidade quando necessário. A crise hídrica ocorrida no sudeste em 2015 pode ser tomada como exemplo de um período onde, segundo o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), houve aumento nos preços de energia como uma das consequências da seca na região.

A expansão e manutenção das redes de transmissão também contribui para a segurança de suprimento, pois possibilita a transferência de eletricidade de regiões com possível excesso de geração para as regiões com déficit. Silva; Neto e Seifert (2016) destacam que essa prática pode evitar cortes de fornecimento nas regiões com demanda superior à oferta.

Um dos grandes desafios que o Brasil enfrenta é o de planejar e implementar uma matriz energética eficiente com relação ao custo, que leve em conta fatores econômicos, sociais e ambientais para atender, de forma segura, à crescente

demanda por eletricidade. Santos et al. (2013) indicam cinco pontos que podem ser destacados para a decisão do planejamento energético: determinação da participação efetiva de cada fonte na matriz; questões ambientais associadas à emissão de gases de efeito estufa; projeções de custos de eletricidade; desafios operacionais para o ONS; e segurança energética. Dentre estes pontos, este trabalho se preocupa em desenvolver um modelo para auxílio à determinação da participação de cada fonte na matriz, que leve em consideração projeções de custos de eletricidade e limites de geração e transmissão de eletricidade.

Dada a grande extensão territorial do Brasil, ao fazer o planejamento da matriz energética é importante avaliar não só a participação de cada fonte no país, mas também avaliar a participação de cada fonte em cada região. Essa questão é importante porque a forma como a matriz é construída influi nas quantidades de intercâmbio de eletricidade entre as regiões, e quanto maior for o volume de eletricidade transferida, maiores serão também as perdas de energia no processo de transmissão e os custos com a expansão e manutenção das linhas. A construção da hidrelétrica de Belo Monte, por exemplo, aumentará a possibilidade de intercâmbio de eletricidade entre as regiões norte e nordeste, resultando no aumento da segurança de suprimento para o nordeste. No entanto, conforme exposto por Jong; Kiperstok e Torres (2015) o intercâmbio sofrerá perdas significativas de energia devido à grande extensão das linhas de transmissão. Segundo o Ministério de Minas e Energia (MME), os investimentos previstos para a construção das linhas de transmissão para levar a energia produzida na usina de Belo Monte para a região sudeste são da ordem de 7 bilhões de reais para aproximadamente 2,5 mil quilômetros de linhas. O custo final da usina, inicialmente orçado em 19 bilhões de reais, foi da ordem de 33 bilhões de reais de acordo com documento do Tribunal de Contas da União (TCU).

Para cobrir os custos com a expansão e manutenção do sistema de transmissão, os agentes de geração devem pagar a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (Tust) de acordo com sua localização geográfica e com a máxima quantidade de energia que pode ser injetada na rede através de sua potência instalada. O modelo apresentado aqui leva em consideração os valores da Tust pagos pelos agentes geradores e as perdas nas linhas de transmissão e distribuição. A composição da matriz energética é avaliada para um cenário em que restrições de intercâmbio de energia elétrica entre os subsistemas são consideradas, e também

para um cenário em que não há restrição de transferência de eletricidade entre os subsistemas.

Uma possível abordagem para a definição de matrizes energéticas é a utilização da teoria moderna de portfólios, inicialmente desenvolvida por Markowitz (1952), para determinação da composição de ativos de uma carteira de investimento. Rombauts; Delarue e D'Haeseller (2011), Oliveira et al. (2011), Awerbuch et al. (2007), Awerbuch e Berger (2003), Delarue et al. (2011), Losekann et al. (2013) e Kienzie e Anderson (2008) utilizam a teoria de portfólios no setor elétrico tratando cada fonte de geração como se fosse um ativo financeiro e buscando composições de fontes que forneçam as melhores relações entre o custo esperado total da matriz e seu risco econômico.

O modelo original é utilizado para encontrar a composição de uma carteira de investimentos que forneça o mínimo risco, medido através da variância, para um predeterminado retorno esperado. Os valores das mínimas variâncias e as respectivas composições de ativos são encontrados para cada possibilidade de retorno esperado, cabendo ao investidor selecionar aquele portfólio que mais se adeque à sua tolerância ao risco. Assim como Awerbuch e Berger (2003) e Losekann et al. (2013), este trabalho adapta o modelo original de Markowitz e utiliza o custo total esperado do sistema no lugar do retorno esperado. Para cada valor de custo esperado da matriz, procura-se a composição de fontes que forneça a menor variância.

Apesar da variância ser uma medida de risco muito utilizada, ela não é capaz de avaliar casos extremos, como eventos localizados nas caudas das distribuições de probabilidades dos custos. Por esse motivo, além da utilização do modelo com medida de variância, este trabalho utiliza também, como medida de risco, a média dos $\beta\%$ maiores custos que a matriz pode assumir. Essa medida é conhecida como *Conditional Value at Risk* (CVaR) para um nível de confiança de $(1-\beta)\%$. Similarmente ao modelo de média-variância, para cada valor de custo esperado da matriz procura-se a composição de fontes que forneça o menor CVaR. Esse trabalho compara as soluções obtidas no modelo que toma como medida de risco a variância, com as soluções do modelo que toma como medida de risco o CVaR.

O custo de produção de eletricidade para cada fonte de geração adotada

neste trabalho é o *levelized cost of electricity* (LCOE)¹ definido, segundo o *Department of Energy and Climate Change* (2012), como a razão entre o valor presente líquido dos custos de capital e operação de uma planta de geração, pela quantidade de eletricidade produzida por essa planta durante todo seu horizonte de operação.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo primário

O objetivo deste trabalho é avaliar a influência que os custos de transmissão e as restrições de intercâmbio de eletricidade entre as regiões brasileiras possuem na matriz de geração de energia elétrica. Serão identificadas composições de fontes energéticas que apresentem uma relação eficiente entre o custo esperado para o suprimento da demanda e o risco de esse custo se tornar muito alto.

Os modelos propostos deverão servir de indicativo para o planejamento da expansão das capacidades de geração e transmissão necessárias para o atendimento da demanda por eletricidade no Brasil prevista no Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (PDEE 2024).

Cada fonte em cada região possui um limite de expansão de capacidade de geração, um custo médio e uma incerteza no custo. A partir das respostas dos modelos será possível identificar quais fontes de geração ficarão saturadas e quais fontes devem ser utilizadas para complementar o suprimento de modo a manter uma relação eficiente entre custo esperado e risco.

A composição da matriz energética será avaliada sob dois cenários diferentes. No primeiro modelo haverá restrições de intercâmbio entre os subsistemas, as quais não são consideradas no segundo modelo. Os resultados deverão indicar se a participação de cada fonte de geração na composição da matriz energética é dependente da capacidade do sistema de transmissão e, em caso de positivo, permitam avaliar como ocorre a dependência. Para avaliar um

¹ O termo *levelized cost of electricity* pode ser traduzido para o português como custo nivelado de eletricidade. No entanto, devido ao grande uso do termo em inglês em trabalhos escritos na língua portuguesa, esse trabalho mantém o termo em inglês.

cenário extremo, os modelos também serão aplicados a um cenário de stress na capacidade de oferta do sudeste/centro-oeste, onde serão considerados 85% da capacidade média de geração hidrelétrica da região, não produção de energia elétrica através de biomassa e não operação da usina nuclear Angra II.

1.1.2 Objetivo secundário

Com a utilização de duas medidas de risco diferentes, CVaR e variância, espera-se que seja possível uma melhor compreensão das características de cada medida e de sua aplicação em seleção de fontes energéticas. Será avaliada a relação de cada medida de risco com as fontes de geração consideradas e, em caso das duas medidas de risco fornecerem soluções diferentes, será investigado o porquê determinada medida de risco favorece a participação de algumas fontes enquanto que outra medida favorece a participação de outras.

2 REVISÃO DA LITERATURA

Esta seção possui três objetivos. O primeiro é mostrar como a teoria de portfólios vem sendo estudada como ferramenta para definir a composição de fontes energéticas no Brasil e no mundo, o segundo é apresentar as características do setor elétrico no Brasil, e o terceiro objetivo é apresentar os conceitos sobre teoria de portfólios e as medidas de risco aplicadas ao problema proposto neste trabalho.

2.1 APLICAÇÃO DA TEORIA DE PORTFÓLIOS NO SETOR ELÉTRICO

O trabalho de Bar-Lev e Katz (1976) foi um dos trabalhos pioneiros que utiliza a teoria de portfólios no setor energético, relacionando a teoria de portfólios com a escolha do mix de combustíveis fósseis. No entanto, Jansen; Beurskens e Van Tilburg (2006) apontam que aparentemente este trabalho não deu sequência à pesquisas no assunto, sendo recolocado como tema de pesquisa nos anos 90 por Shimon Awerbuch.

Awerbuch e Berger (2003) apontam que a teoria moderna de portfólios pode ser usada para que o risco de portfólios de geração de eletricidade seja mensurado com respeito aos custos, servindo para minimização dos riscos associados ao preço de energia que são pagos pelos consumidores. Para isso assumem que o retorno é medido através da razão entre a quantidade de energia obtida pela quantidade de recursos investidos (kWh/cent). Awerbuch et al. (2007) utilizam a teoria pra avaliar o mix de fontes de geração projetado para a Europa para 2020. No entanto os autores avaliam os custos ao invés dos retornos, buscando um mix que minimize o custo por quilowatt-hora. Os autores também estimam a matriz de correlação do preço de CO₂ e dos preços de combustível das fontes biomassa, nuclear, carvão, óleo e gás.

Jansen; Beurskens e Van Tilburg (2006) aplicam o modelo de Markowitz para o caso da Holanda sob dois cenários diferentes para o ano de 2030, conseguindo reduzir o risco em 20% de um portfólio base estimado de acordo com o desenvolvimento e políticas energéticas do período em que a pesquisa foi realizada. Um dos pontos levantados pelos autores é que a diminuição de risco

pode ser feita principalmente através do aumento da participação de energia eólica e biomassa.

O planejamento da expansão da capacidade de geração envolve investimento na construção de novas plantas e vários fatores fazem com que os retornos desses investimentos sejam incertos. Particularmente no setor de geração de energia, além de dependerem de fatores econômicos, dependem de fatores naturais que são difíceis de controlar e prever a longo prazo. Kienzle e Anderson (2008) dizem que é comum que investidores que se deparem com incertezas usem a teoria de portfólios para administrar o risco e maximizar o retorno, afirmando também que os responsáveis pelo planejamento energético devem focar menos nos custos individuais de cada fonte de geração e atentar mais para os custos e riscos que os portfólios e estratégias apresentam.

Questões regionais são tratadas por Roques; Hiroux e Saguan (2010) que analisam a diminuição da variabilidade da quantidade de geração horária ao instalar usinas em diferentes países e explorar o intercâmbio de eletricidade entre eles. Aplicam o modelo de média variância para encontrar as localizações das instalações que minimizem a variabilidade da produção de energia eólica, considerando Áustria, França, Alemanha, Espanha e Dinamarca como possíveis locais de instalação. Os autores obtêm resultados que indicam a instalação majoritariamente na Espanha e Dinamarca por possuírem regimes de vento melhores, levando a suposição de que as restrições de transmissão entre os países poderiam modificar esse portfólio e considerando essas restrições no modelo posteriormente.

Rombauts; Delarue e D'Haeseller (2011) dão continuidade ao trabalho de Roques; Hiroux e Saguan (2010), porém modelam as restrições de transmissão de forma explícita e aplicam o modelo para três países adjacentes (idealizados), considerando diferentes regiões de instalação dentro de um mesmo país. Ao analisar as restrições de transmissão, consideram que as linhas de transmissão pertencentes a um mesmo país não apresentam congestionamento. O modelo é aplicado para três cenários diferentes: o primeiro sem restrição de transmissão, o segundo com capacidade de transmissão nula (países isolados) e o terceiro com capacidade de transmissão positiva e finita.

Delarue et al. (2011) aplica um modelo multi período para o perfil de carga da Bélgica em 2008 que incorpora questões relacionadas ao despacho de energia. Fazendo distinção entre capacidade instalada e geração de energia, o modelo

conta com características como o tempo gasto para aumentar ou diminuir a quantidade de geração de uma planta. Além disso, os custos são separados entre custos fixos e variáveis.

No Brasil, Losekann et al. (2013) aplicam o modelo de média variância, tomando como caso base a matriz energética projetada para o Brasil no PDEE 2020, considerando três cenários diferentes com relação ao preço de CO₂. A questão dos limites e custos de transmissão não foram considerados pelos autores, havendo espaço para sua incorporação. Apesar dos portfólios da fronteira eficiente estarem próximos ao do caso base, a conclusão que tomam é que há espaço para diminuição de risco na matriz brasileira.

Como existem perdas na transmissão de eletricidade e congestionamentos devido aos limites de transmissão, Lorca e Prina (2014) apontam que o local onde a energia é entregue influencia nos preços de eletricidade locais e gera risco espacial devido à diferenças entre as regiões. Utilizam otimização estocástica para gerenciar os riscos dos contratos de eletricidade e maximizar o lucro esperado dos mesmos, levando em consideração a dependência regional e utilizando o CVaR como medida de risco.

O presente trabalho integra características econômicas, como os custos de geração e transmissão, e características operacionais, como limites mínimos e máximos de geração de cada fonte em cada região, restrições na transmissão entre regiões e perdas de energia no processo de transmissão e distribuição.

2.2 ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

De acordo com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), conforme definição do MME o mercado de eletricidade brasileiro é dividido em dois ambientes: Ambiente de Contratação Livre (ACL) e Ambiente de Contratação Regulada (ACR). No ACL os fornecedores e consumidores são livres para comprar e vender eletricidade através de contratos bilaterais e os consumidores podem escolher seu fornecedor e celebrar contratos de fornecimento com valores e prazos variados. Os consumidores que podem participar do ACL são divididos em duas categorias: consumidor livre, onde se enquadram os consumidores com demanda mínima de 3 MW, podendo escolher seus fornecedores por livre

negociação, e consumidor especial, onde se enquadram os consumidores com demanda entre 500 kW e 3 MW, que podem escolher seus fornecedores desde que sua energia seja oriunda de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) ou das fontes incentivadas eólica, biomassa ou solar. No ACR a energia é contratada através de leilões operacionalizados pela CCEE, sob delegação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), sendo essa energia destinada aos consumidores cativos. No ACR o Estado atua como intermediário de curto prazo e os consumidores não podem escolher seus fornecedores.

Os agentes de distribuição são responsáveis por informar a quantidade de energia a ser contratada nos leilões e pelo serviço de atendimento à demanda. As condições de atendimento e os valores das tarifas cobrados pelas distribuidoras são regulados pela Aneel com base nos custos incorridos na atividade de distribuição, divididos conforme apresentado na figura 1. A maior parte dos custos usados como base para a composição da tarifa para os consumidores no ACR resulta da compra de energia, transmissão de energia e encargos setoriais.

Figura 1 - Custos dos agentes de distribuição

Fonte: Aneel (2016).

Heck; Smith e Hittinger (2016), ressaltam que a escolha de fontes de geração que minimizem o custo é um ponto crítico do setor. A necessidade de minimizar o custo independe do ambiente de contratação ser regulado ou livre.

Para os agentes de geração, operar com baixos custos de produção para obter lucro é uma necessidade e, para os agentes de consumo é desejável que a produção e transmissão seja feita a baixo custo para que haja diminuição nos preços pagos aos fornecedores.

De acordo com o MME, o atual modelo do setor elétrico brasileiro foi estruturado com os objetivos principais de promover a modicidade tarifária, garantir a segurança de suprimento, assegurar a estabilidade do marco regulatório para estimular investimentos na expansão do sistema e promover, particularmente através de programas de universalização de atendimento, inserção social. Para atingir tais objetivos o setor elétrico conta com instituições com atribuições específicas. As principais instituições do setor são apresentadas na figura 2.

Figura 2 - Estrutura Institucional do Setor Elétrico Brasileiro

Fonte: Adaptado de Tractebel Energia (2016).

As atribuições de cada instituição são descritas abaixo, segundo o MME:

- 1) Conselho Nacional de Política Energética (CNPE): responsável pela

proposição da política energética nacional e projetos para garantia de suprimento.

2) Ministério de Minas e Energia: responsável pelo planejamento setorial, formulação e implementação da política energética e monitoramento da segurança energética.

3) Agência Nacional de Energia Elétrica: responsável por regular e fiscalizar o setor elétrico, por realizar os leilões dos empreendimentos de geração e transmissão e licitar a aquisição de energia para os distribuidores.

4) Operador Nacional do Sistema Elétrico: coordenação e controle da operação da geração e transmissão do sistema elétrico interligado.

5) Centrais Elétricas Brasileiras: exercício da função de *holding* das empresas estatais federais, administração de encargos e fundos setoriais, comercialização da energia da ITAIPU Binacional, comercialização da energia de fontes alternativas contempladas pelo Programa de Incentivo de Fontes Alternativas (Proinfa) e criação de novas instituições para complementar o marco regulatório.

6) Empresa de Pesquisa Energética: execução de estudos para definição da Matriz Energética, promoção dos estudos de potencial energético, estudos de viabilidade técnico econômica e socioambiental de usinas, e obtenção de Licença Prévia para aproveitamentos hidrelétricos.

7) Câmara de Comercialização de Energia Elétrica: administração da contratação de energia no âmbito do ACR e exercício das funções de contabilização e liquidação nos dois ambientes de contratação.

8) Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE): monitoramento das condições de atendimento no horizonte de cinco anos e recomendação de ações preventivas para restaurar a segurança de suprimento.

Com relação a estrutura de geração e transmissão de energia, o Brasil apresenta características únicas quando comparado a outros países. De acordo com o Banco de Informações de Geração (BIG) da Aneel, a maior parte da matriz energética é composta de fontes renováveis, cerca de 71,07% de toda a potência instalada. Uma das principais características da matriz é a predominância da fonte hidrelétrica em sua composição, correspondendo a aproximadamente 64,82% da potência instalada total.

Conforme o ONS, a integração do sistema permite que o despacho

livres desde que esses agentes se comprometam em realizar os reforços necessários para sua conexão. O serviço de transmissão de eletricidade fica sob responsabilidade das concessionárias de transmissão, que recebem uma receita fixada pela Aneel, chamada de Receita Anual Permitida (RAP), para cobrir os custos e obter lucros.

Para que a RAP seja paga para os agentes de transmissão, é cobrada de cada agente de geração e distribuição a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (Tust). De acordo com a Aneel, o valor da tarifa é estipulado de acordo com a localização e com o montante máximo de energia que o gerador pode injetar no sistema a partir de seu ponto de conexão na rede básica. Os investidores de geração que utilizam fontes alternativas, com potência instalada menor ou igual a 30 MW, têm direito a pelo menos 50% de desconto no pagamento das tarifas de transmissão e distribuição.

Martins e Pereira (2011) afirmam que há ainda alguns lugares no Brasil que possuem potencial para exploração de geração hidrelétrica, porém a maior parte desse potencial se encontra em regiões remotas, principalmente na região amazônica e no cerrado, onde existe um grande custo ambiental. Silva; Neto e Seifert (2016) afirmam que, se comparado com outros países do mundo, o Brasil possui um dos maiores potenciais para geração hidrelétrica. Este potencial é muito explorado, trazendo vantagens como a redução da emissão de gases de efeito estufa e também vantagens econômicas por ser uma fonte de geração de baixo custo quando comparado às outras fontes. No entanto, Jong et al. (2016) atentam para o fato de que os melhores locais para a exploração dos recursos hídricos para geração de energia já se encontram praticamente saturados em muitas das regiões do país.

Conforme dados do BIG da Aneel, as fontes térmicas respondem por pouco menos de 29% da capacidade instalada no Brasil, composta pela instalação de usinas de geração a partir da queima de combustíveis fósseis, biomassa e pela fonte nuclear. Em comparação com as hidrelétricas, as fontes térmicas apresentam alto custo de geração devido ao alto custo variável decorrente da aquisição de combustível, que em alguns casos é importado e em outros é explorado localmente.

A capacidade instalada da fonte eólica vem crescendo rapidamente. De

acordo com o histórico da operação da ONS, em 2006 a geração eólica do país foi de 228,42 GWh, enquanto que em 2015 a geração foi de 19.255,26 GWh. Segundo Silva; Neto e Seifert (2016), os custos médios de produção das usinas eólicas caíram para um valor inferior aos custos das térmicas a carvão, gás natural e bagaço de cana, sendo também inferiores aos de pequenas hidrelétricas. Além disso, os autores afirmam que esses custos devem cair ainda mais com o aumento de geradores no Brasil.

2.3 TEORIA MODERNA DE PORTFÓLIOS

Quando um investimento em uma carteira de ativos é realizado, o capital inicial disponível geralmente é conhecido, porém há incerteza quanto ao retorno. Luenberger (1998) diz que, na teoria de investimentos um portfólio é visto como um ativo composto por outros ativos, sendo que o retorno de cada um é uma variável aleatória. De acordo com a porcentagem do capital inicial alocada em cada um desses ativos, obtém-se uma distribuição de probabilidades para o retorno com determinada média e variância. A formulação matemática para determinação do retorno esperado e da variância do retorno segue abaixo.

Dados N ativos, seja r_i e $\bar{r}_i$ respectivamente a variável aleatória que representa o retorno e o retorno esperado do ativo $i \in \{1, 2, \dots, N\}$, e w_i sua participação percentual no portfólio, o retorno médio $\bar{r}_p$ é dado pela eq.(1):

$$\bar{r}_p = \sum_{i=1}^N w_i \bar{r}_i \quad (1)$$

Sendo σ_{ij} a covariância entre os retornos dos ativos i e j , a variância σ^2 do retorno é dada pela eq.(2):

$$\sigma^2 = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N w_i w_j \sigma_{ij} \quad (2)$$

Na forma matricial, sendo Ω a matriz de covariância dos retornos, $W =$

$[w_1 w_2 \dots w_N]'$ o vetor que representa a participação dos ativos na carteira e $\bar{r} = [\bar{r}_1 \bar{r}_2 \dots \bar{r}_N]'$ o vetor dos retornos médios dos ativos, o retorno médio $\bar{r}_p$ e a variância σ^2 são dados pelas eq.(3) e eq.(4):

$$\bar{r}_p = W' \cdot \bar{r} \quad (3)$$

$$\sigma^2 = W' \cdot \Omega \cdot W \quad (4)$$

A teoria moderna de portfólios teve seu início com o trabalho de Markowitz (1952) e assume que para um investidor, o retorno esperado do investimento é algo desejável e a variância desse retorno é uma medida de risco. Markowitz propôs um modelo que busca encontrar os portfólios que possuam uma relação eficiente entre retorno esperado e variância do retorno. As combinações que possuem essa relação formam o que se chama de fronteira eficiente. A figura 4 ilustra as possíveis combinações entre retorno e variância que podem ser obtidas para um portfólio composto por três ações², destacando a fronteira eficiente.

Figura 4 - Fronteira de Markowitz

Fonte: Elaboração própria.

Pode-se encontrar um portfólio eficiente em relação ao retorno médio e a

²Foram usados os valores das cotações diárias das ações Bradesco PN (BBDC4), Brasil Foods ON (BRFS3) e BR Malls ON (BRML3) entre o dia 02/01/2012 e o dia 16/06/2015 (exame.abril.com.br/mercados/cotacoes-bovespa/acoes).

variância do retorno através da resolução do problema de otimização, que possui três formulações equivalentes.

a) Supondo que um investidor exija um retorno esperado mínimo r_0 para seu portfólio, a formulação é dada abaixo:

$$\min \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N w_i w_j \sigma_{ij} \quad (5)$$

Sujeito às seguintes restrições:

$$\sum_{i=1}^N w_i \bar{r}_i \geq r_0 \quad (6)$$

$$\sum_{i=1}^N w_i = 1 \quad (7)$$

$$w_i \geq 0, \text{ para } i = 1, 2, \dots, N \quad (8)$$

b) Supondo que o investidor estabeleça um limite de exposição ao risco σ_{max}^2 para seu investimento, a formulação abaixo é feita:

$$\max \left(\sum_{i=1}^N w_i \bar{r}_i \right) \quad (9)$$

Sujeito às seguintes restrições:

$$\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N w_i w_j \sigma_{ij} \leq \sigma_{max}^2 \quad (10)$$

$$\sum_{i=1}^N w_i = 1 \quad (11)$$

$$w_i \geq 0, \text{ para } i = 1, 2, \dots, N \quad (12)$$

c) Seja λ um parâmetro de aversão a risco estipulado de acordo com o perfil do investidor, o modelo pode ser formulado como segue:

$$\max \left[\sum_{i=1}^N w_i \bar{r}_i - \frac{\lambda}{2} \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N w_i w_j \sigma_{ij} \right] \quad (13)$$

Sujeito às seguintes restrições:

$$\sum_{i=1}^N w_i = 1 \quad (14)$$

$$w_i \geq 0, \quad \text{para } i = 1, 2, \dots, N \quad (15)$$

Os modelos acima são conhecidos como modelos de média-variância. Outras medidas de risco podem ser utilizadas no lugar da variância. Konno e Yamazaki (1991) propõem, por exemplo, que o Desvio Absoluto Médio (DAM), expresso pela eq.(16), seja utilizado e mostram que essa medida é computacionalmente vantajosa em relação à variância pois elimina a necessidade de minimização por programação quadrática, permitindo que o problema seja resolvido através de técnicas de programação linear. Esses autores mostram também que, quando todos os retornos dos ativos que compõe a carteira são normalmente distribuídos, a solução da minimização da variância e do DAM coincidem.

$$DAM = E \left[\left| \sum_{i=1}^N w_i r_i - E \left[\sum_{i=1}^N w_i r_i \right] \right| \right] \quad (16)$$

Uryasev (2000) e Rockafellar e Uryasev (2002) enfatizam que a medida de risco utilizada nos problemas de otimização sob incerteza possui um papel

fundamental. Uma crítica para variância como medida de risco, é que leva em consideração desvios positivos e negativos da média. É evidente que os negativos são indesejáveis, porém os positivos são desejáveis para o investidor e, ao minimizar a variância minimiza-se também os desvios positivos.

Outra crítica é que apenas com o valor da variância não é possível saber como se comportam os portfólios, em relação à possibilidade de ocorrência de eventos extremos localizados nas caudas das distribuições de probabilidade. Esses eventos podem ter graves consequências e é importante que haja uma avaliação de sua ocorrência.

Uma medida de risco que considera apenas os eventos indesejáveis é o *Value at Risk* (VaR). O VaR_β de um portfólio é o β -percentil da distribuição das perdas deste portfólio. Rockafellar e Uryasev (2000) definem que para um fixado nível de confiança β , o VaR_β de um portfólio é o menor valor α , tal que com probabilidade β , o valor da perda não será superior a α . Matematicamente, o VaR pode ser expresso da seguinte maneira:

Sendo $p(y)$ a função densidade de probabilidade da variável aleatória $y \in R^m$ relacionada às perdas do portfólio, considere $x \in X \subset R^n$ o vetor de decisão, com X representando o conjunto dos valores de x que satisfazem as restrições do modelo. Seja $f(x, y)$ a função das perdas do portfólio e seja β um nível de confiança pré definido. Então, para um fixado valor de $x = x^*$, temos que o VaR_β do portfólio x^* é o valor de α que satisfaz a eq.(17).

$$\beta = \int_{f(x^*, y) \leq \alpha} p(y) dy \quad (17)$$

O VaR_β é uma medida muito usada em aplicações em engenharia e finanças. No entanto, apesar do VaR_β normalmente estar localizado na cauda da distribuição, essa medida não avalia as ocorrências de perdas em níveis de confiança maiores que β . Outro inconveniente do VaR é a falta da propriedade de subaditividade que, de acordo com a definição de medida de risco coerente dada por Artzner et al. (1999), é uma propriedade necessária. A subaditividade, descrita pela desigualdade dada pela eq.(18), onde X_1 e X_2 são dois ativos quaisquer, deve valer sempre, o que não ocorre com o VaR.

$$VaR(X_1 + X_2) \leq VaR(X_1) + VaR(X_2) \quad (18)$$

Além disso, Krokmal; Palmquist e Uryasev (2002) afirmam que para distribuições discretas a minimização do VaR é difícil. Como uma alternativa ao VaR, Rockafellar e Uryasev (2000) propõem como medida de risco, o uso do CVaR. O $CVaR_\beta$ é definido como o valor esperado da perda sob a condição de que essa seja superior ao valor do VaR_β (β -percentil).

$$CVaR_\beta = E(perda \mid perda \geq VaR_\beta) \quad (19)$$

Krokmal; Palmquist e Uryasev (2002) apresentam a seguinte formulação para o CVaR:

Sejam novamente $x \in X \subset R^n$ o vetor de decisão e $y \in R^m$ o vetor de variáveis aleatórias relacionadas com as perdas do portfólio. Expressando as perdas como uma função de x e y - $f(x, y)$ - e supondo que a distribuição de probabilidades de y é $p(y)$, tem-se que a probabilidade de $f(x, y)$ não exceder um valor pré-determinado $\zeta \in R$ é dada pela eq.(20).

$$\psi(x, \zeta) = \int_{f(x, y) \leq \zeta} p(y) dy \quad (20)$$

Para um fixado nível de confiança β , o VaR do portfólio, representado por $\zeta_\beta(x)$, é expresso abaixo:

$$\zeta_\beta(x) = \min\{\zeta \in R : \psi(x, \zeta) \geq \beta\} \quad (21)$$

Chamando $\phi_\beta(x)$ ao CVaR para o nível de confiança β , tem-se:

$$\phi_\beta(x) = (1 - \beta)^{-1} \int_{f(x, y) \geq \zeta_\beta(x)} f(x, y) p(y) dy \quad (22)$$

A figura 5 ilustra o VaR e o CVaR para um determinado portfólio:

Figura 5 - Ilustração do VaR e CVaR

Fonte: Adaptado de S. Sarykalin (2008).

De acordo com Krokmal; Palmquist e Uryasev (2002), trabalhar com a minimização da função $\phi_\beta(x)$ definida em termos do VaR pode ser muito difícil. Para simplificar o modelo, utilizam a função $F_\beta(x, \zeta)$ em termos de $x \in X \subset R^n$ e $\zeta \in R$, definida abaixo:

$$F_\beta(x, \zeta) = \zeta + (1 - \beta)^{-1} \int_{y \in R^n} [f(x, y) - \zeta]^+ p(y) dy \quad (23)$$

Onde $[t]^+ = \max\{0, t\}$

Rockafellar e Uryasev (2000) mostram que:

$$\phi_\beta(x) = \min_{\zeta \in R} F_\beta(x, \zeta) \quad (24)$$

E que:

$$\min_{x \in X} \phi_\beta(x) = \min_{(x, \zeta) \in X \times R} F_\beta(x, \zeta) \quad (25)$$

Continuando a formulação, Krokhmal; Palmquist e Uryasev (2002) apresentam uma aproximação $\tilde{F}_\beta(x, \zeta)$ da função $F_\beta(x, \zeta)$ através da discretização da função densidade de probabilidade $p(y)$ por simulação de Monte Carlo, gerando Q cenários equiprováveis para a variável aleatória $y \in R^m$. A função $\tilde{F}_\beta(x, \zeta)$ é apresentada abaixo:

$$\tilde{F}_\beta(x, \zeta) = \zeta + [(1 - \beta)Q]^{-1} \sum_{q=1}^Q [f(x, y_q) - \zeta]^+ \quad (26)$$

Com o uso de variáveis auxiliares z_q , o modelo resultante recai em um problema de programação linear. A formulação final do problema fica da seguinte forma:

$$\min_{(x, \zeta) \in X \times R} \zeta + [(1 - \beta)Q]^{-1} \sum_{q=1}^Q z_q \quad (27)$$

sujeito às restrições:

$$f(x, y_q) - \zeta \leq z_q \quad \text{para } q = 1, 2, \dots, Q \quad (28)$$

$$z_q \geq 0 \quad \text{para } q = 1, 2, \dots, Q \quad (29)$$

3 MODELOS PROPOSTOS

3.1 PREMISSAS E HIPÓTESES

3.1.1 Fontes de geração consideradas

Dentre os diversos tipos de fontes de geração existentes, este trabalho selecionou as que possuem maior relevância para a composição da matriz brasileira. São elas: gás natural, carvão, nuclear, óleo diesel, biomassa, hidrelétrica e eólica.

3.1.2 Uso da capacidade

Para as fontes nuclear, biomassa, hidrelétrica e eólica assume-se que toda a capacidade já instalada deve ser utilizada. Apenas deseja-se saber o quanto as capacidades dessas fontes devem ser expandidas.

3.1.3 Independência entre custos

Os custos de transmissão, investimento, combustível e de operação e manutenção foram considerados independentes entre si. Entre as fontes, assumiu-se independência para os custos de operação e manutenção e de investimento.

Para os custos com combustível, adotou-se a matriz de correlação proposta por Awerbuch et al. (2007).

3.1.4 Usinas novas e velhas

Como o Brasil já possui um grande potencial hidrelétrico instalado, onde os custos de investimento já foram realizados (*sunk costs*) e devido à existência de usinas hidrelétricas antigas com o custo de investimento já amortizado, as fontes hidrelétricas foram divididas em duas categorias: hidrelétrica velha, que corresponde

aos empreendimentos que já estão em operação e apresentam apenas custos de operação e manutenção, e hidrelétrica nova, que é composta por empreendimentos que apresentam além dos custos de operação e manutenção, custos de investimento. Pelo mesmo motivo, a fonte nuclear também foi separada nas categorias nuclear nova e nuclear velha, com a diferença de que para as nucleares foi acrescentado o custo de combustível. Para as demais fontes não houve essa distinção.

3.2 FORMULAÇÃO DO MODELO

Sendo n_{reg} o número de regiões, n_{fonte} o número de fontes de geração consideradas e Q o número de cenários considerados, tem-se os seguintes conjuntos:

$I_{reg} = \{1, 2, \dots, n_{reg}\}$, representando as regiões que produzem e consomem energia elétrica.

$I_{fonte} = \{1, 2, \dots, n_{fonte}\}$, representando as fontes de geração consideradas no modelo.

$I_{cenário} = \{1, 2, \dots, Q\}$, representando os cenários considerados.

As variáveis de decisão do modelo são:

x_{ij}^k = quantidade de eletricidade produzida em um ano (MWh/ano) a partir da fonte k , na região i e transmitida para a região j

3.2.1 Custo de transmissão

O custo de transmissão é constituído de duas parcelas: o custo de selo e o

custo nodal. O custo de selo é um parâmetro fixo e comum a todos os produtores independente da região ou tipo de fonte. O custo nodal é uma variável aleatória com média e desvio dependentes da região na qual a eletricidade é produzida. Além disso, o agente regulador pode estabelecer políticas de redução tarifária de acordo com região ou fonte como forma de políticas de estímulo à produção. Dessa forma tem-se:

C_{selo} = custo de selo

CN_i = custo de transmissão associado à região produtora i , $i \in I_{reg}$

α_i^k = fator de redução de taxa para a fonte k , na região i , $i \in I_{reg}$ $k \in I_{fonte}$

Para a região produtora i , o custo de transmissão será:

$$CT_i = \sum_{j=1}^{n_{reg}} \sum_{k=1}^{n_{fonte}} ([C_{selo} + CN_i] \cdot \alpha_i^k \cdot x_{ij}^k) \quad \forall i \in I_{reg} \quad (30)$$

Assume-se que os custos nodais são independentes, e consequentemente:

$$\sigma_{ij}^{CN} = COV(CN_i, CN_j) = 0 \quad i \neq j \quad i, j \in I_{reg} \quad (31)$$

O custo total de transmissão do sistema será então:

$$CTr = \sum_{i=1}^{n_{reg}} (CT_i) \quad (32)$$

$$CTr = \sum_{i=1}^{n_{reg}} \sum_{j=1}^{n_{reg}} \sum_{k=1}^{n_{fonte}} ([C_{selo} + CN_i] \alpha_i^k x_{ij}^k) \quad (33)$$

$$CTr = \sum_{i=1}^{n_{reg}} (C_{selo} + CN_i) \left[\sum_{j=1}^{n_{reg}} \sum_{k=1}^{n_{fonte}} (\alpha_i^k x_{ij}^k) \right] \quad (34)$$

Tomando o vetor $\theta = (\theta_1 \theta_2 \dots \theta_{n_{reg}})'$, onde θ_i é dado por:

$$\theta_i = \sum_{j=1}^{n_{reg}} \sum_{k=1}^{n_{fonte}} (\alpha_i^k x_{ij}^k) \quad \forall i \in I_{reg} \quad (35)$$

Da independência dos custos nodais e como o custo de selo foi considerado determinístico, a matriz de covariância Ω_{tr} do custo de transmissão entre as regiões é uma matriz diagonal e a variância do custo total de transmissão é dada por:

$$\sigma^2(CTr) = \sum_{i=1}^{n_{reg}} \sigma^2(CN_i) \cdot \theta_i^2 = \theta' \cdot \Omega_{tr} \cdot \theta \quad (36)$$

3.2.2 Custo de produção (LCOE)

O custo de produção de energia elétrica é constituído de três parcelas: o custo de operação e manutenção, o custo de investimento e o custo de combustível. O custo de produção de cada fonte k é então expresso como:

$$CP^k = CINV^k + CMO^k + CCOMB^k \quad (37)$$

Assume-se que os custos de investimento e os custos de operação e manutenção são independentes com relação às fontes de geração, consequentemente tem-se:

$$\sigma_{k,l}^{CINV} = COV(CINV^k, CINV^l) = 0 \quad k \neq l \text{ e } k, l \in I_{fonte} \quad (38)$$

$$\sigma_{k,l}^{CMO} = COV(CMO^k, CMO^l) = 0 \quad k \neq l \text{ e } k, l \in I_{fonte} \quad (39)$$

Os custos de combustível estão presentes apenas na composição de custos de produção das fontes nuclear, gás natural, óleo diesel, biomassa e carvão, assumindo valor zero para as demais fontes. Assume-se que para esses custos as

fontes são correlacionadas de acordo com Awerbuch et al. (2007). Dessa forma, para as fontes de geração térmica, tem-se que:

$$\sigma_{k,l}^{CCOMB} = \text{COV}(CCOMB^k, CCOMB^l) \neq 0 \quad k, l \in I_{\text{fonte}} \quad (40)$$

Para todas as fontes, considera-se também que as três parcelas que compõem o custo de produção são independentes. Como consequência tem-se:

$$\sigma_{CMO, CINV}^k = \text{COV}(CMO^k, CINV^k) = 0 \quad \forall k \in I_{\text{fonte}} \quad (41)$$

$$\sigma_{CMO, CCOMB}^k = \text{COV}(CMO^k, CCOMB^k) = 0 \quad \forall k \in I_{\text{fonte}} \quad (42)$$

$$\sigma_{CINV, CCOMB}^k = \text{COV}(CINV^k, CCOMB^k) = 0 \quad \forall k \in I_{\text{fonte}} \quad (43)$$

Para analisar os custos de produção considere o vetor $\psi = [\psi^1 \psi^2 \dots \psi^{n_{\text{fonte}}}]'$, onde:

$$\psi^k = \sum_{i=1}^{n_{\text{reg}}} \sum_{j=1}^{n_{\text{reg}}} x_{ij}^k \quad \forall k \in I_{\text{fonte}} \quad (44)$$

O custo total de produção é então dado por:

$$CTP = \sum_{k=1}^{n_{\text{fonte}}} CP^k \cdot \psi^k \quad (45)$$

Pela hipótese de independência entre as parcelas que compõem o custo de produção, segue que:

$$\sigma^2(CTP) = \sigma^2(CMO) + \sigma^2(CINV) + \sigma^2(CCOMB) \quad (46)$$

Da independência dos custos de investimento e custos de operação e manutenção entre as fontes, a matriz de covariância dos custos de manutenção e

operação Ω_{MO} e de investimento Ω_{INV} são matrizes diagonais. Tem-se então que:

$$\sigma^2(CMO) = \sum_{k=1}^{n_{fonte}} [\sigma_{k,k}^{CMO} \cdot (\psi^k)^2] = \psi' \cdot \Omega_{MO} \cdot \psi \quad (47)$$

$$\sigma^2(CINV) = \sum_{k=1}^{n_{fonte}} [\sigma_{k,k}^{CINV} \cdot (\psi^k)^2] = \psi' \cdot \Omega_{INV} \cdot \psi \quad (48)$$

Já para a variância dos custos de combustível, denotando a matriz de covariância por Ω_{comb} , tem-se:

$$\sigma^2(CCOMB) = \sum_{k=1}^{n_{fonte}} \sum_{l=1}^{n_{fonte}} \psi^k \psi^l \sigma_{k,l}^{CCOMB} = \psi' \cdot \Omega_{comb} \cdot \psi \quad (49)$$

A variância do custo total de produção de energia é então dada por:

$$\sigma^2(CTP) = \psi' \cdot \Omega_{MO} \cdot \psi + \psi' \cdot \Omega_{INV} \cdot \psi + \psi' \cdot \Omega_{comb} \cdot \psi \quad (50)$$

3.2.3 Custo total

O custo total é composto pelo custo de produção e pelo custo de transmissão da energia, podendo ser expresso pela equação:

$$C_{total} = CTP + CTr \quad (51)$$

Foi assumida independência entre os custos de produção e transmissão, implicando que:

$$\sigma_{CTP,CTr} = COV(CTP,CTr) = 0 \quad (52)$$

Fica evidente que, dadas as hipóteses descritas, a variância do custo total pode ser escrita como:

$$\sigma^2(C_{\text{total}}) = \sigma^2(\text{CTP}) + \sigma^2(\text{CTr}) \quad (53)$$

$$\sigma^2(C_{\text{total}}) = \sigma^2(\text{CMO}) + \sigma^2(\text{CINV}) + \sigma^2(\text{CCOMB}) + \sigma^2(\text{CTr}) \quad (54)$$

$$\sigma^2(C_{\text{total}}) = \psi' \cdot \Omega_{MO} \cdot \psi + \psi' \cdot \Omega_{INV} \cdot \psi + \psi' \cdot \Omega_{comb} \cdot \psi + \theta' \cdot \Omega_{tr} \cdot \theta \quad (55)$$

3.2.4 Parâmetros do modelo

Os parâmetros utilizados no modelo seguem abaixo:

Φ_{ij}	fator de perda na transmissão entre regiões i e j
v_i	fator de perda de distribuição na região i
U_i^k	limite máximo de geração com a fonte k na região i
L_i^k	limite mínimo de geração com a fonte k na região i
S_j	limite máximo de carga na região j
T_{ij}	capacidade de transmissão de eletricidade da região i para j
D_j	demanda por eletricidade na região j
$\overline{CN}_i$	custo nodal médio para região i
$\overline{CP}^k$	custo de produção médio com a fonte k
CN_i^q	custo nodal simulado para região i no cenário q
CP_q^k	custo simulado de produção com a fonte k no cenário q

3.2.5 Equações do modelo

As equações que descrevem o modelo são apresentadas a seguir.

- Limites máximos na capacidade de produção:

$$\sum_{j=1}^{n_{reg}} x_{ij}^k \leq U_i^k, \quad \forall i \in I_{reg}, \forall k \in I_{fonte} \quad (56)$$

- Limites mínimos de produção para as usinas já construídas do tipo eólica, biomassa, nuclear e hidrelétrica:

$$\sum_{j=1}^{n_{reg}} x_{ij}^k \geq L_i^k, \quad \forall i \in I_{reg}, \forall k \in I_{fonte} \quad (57)$$

- Limite de carga na região j:

$$\sum_{i=1}^{n_{reg}} \sum_{k=1}^{n_{fonte}} x_{ij}^k \leq S_j, \quad \forall j \in I_{reg} \quad (58)$$

- Limites na capacidade de transmissão:

$$\sum_{k=1}^{n_{fonte}} x_{ij}^k \leq T_{ij}, \quad \forall i, j \in I_{reg} \quad (59)$$

- Atendimento da demanda:

$$v_j \left(\sum_{i=1}^{n_{reg}} \sum_{k=1}^{n_{fonte}} \varphi_{ij} x_{ij}^k \right) \geq D_j, \quad \forall j \in I_{reg} \quad (60)$$

- O montante de energia sob o qual é calculado o custo de transmissão para a região i é dado por:

$$\theta_i = \sum_{j=1}^{n_{reg}} \sum_{k=1}^{n_{fonte}} (\alpha_i^k x_{ij}^k) , \quad \forall i \in I_{reg} \quad (61)$$

- A quantidade total de energia produzida no Brasil com a fonte k é dada por:

$$\psi^k = \sum_{i=1}^{n_{reg}} \sum_{j=1}^{n_{reg}} x_{ij}^k , \quad \forall k \in I_{fonte} \quad (62)$$

- O custo médio não pode exceder um determinado valor $\bar{C}_{tolerado}$:

$$\sum_{i=1}^{n_{reg}} \sum_{j=1}^{n_{reg}} \sum_{k=1}^{n_{fonte}} [x_{ij}^k \cdot \bar{C}P^k] + \sum_{i=1}^{n_{reg}} [\theta_i \cdot (C_{selo} + \bar{C}N_i)] \leq \bar{C}_{tolerado} \quad (63)$$

Para o modelo em que a variância é utilizada como medida de risco a seguinte formulação é feita:

$$\min[\psi' \cdot \Omega_{MO} \cdot \psi + \psi' \cdot \Omega_{INV} \cdot \psi + \psi' \cdot \Omega_{comb} \cdot \psi + \theta' \cdot \Omega_{tr} \cdot \theta] \quad (64)$$

Sujeito às restrições dadas por eq.(56), eq.(57), eq.(58), eq.(59), eq.(60) e eq.(63).

Para o modelo em que o CVaR é utilizado como medida de risco, emprega-se a abordagem apresentada por Rockafellar e Uryasev (2000):

$$\min \left(\zeta + \frac{1}{Q(1-\beta)} \sum_{q=1}^Q z_q \right) \cong \min CVaR \quad (65)$$

Sujeito às restrições dadas por eq.(56), eq.(57), eq.(58), eq.(59), eq.(60), eq.(63), eq.(66) e eq.(67).

$$z_q \geq 0, \quad \forall q \in I_{cenario} \quad (66)$$

$$\sum_{i=1}^{n_{reg}} \sum_{j=1}^{n_{reg}} \sum_{k=1}^{n_{fonte}} [x_{ij}^k \cdot CP_q^k] + \sum_{i=1}^{n_{reg}} [\theta_i \cdot (C_{selo} + CN_i^q)] - \zeta - z_q \leq 0, \quad \forall q \in I_{cenario} \quad (67)$$

Uma explicação do processo utilizado para simular os cenários é apresentada no apêndice A. Além disso, uma sucinta explicação do processo de minimização do CVaR e do desvio padrão é apresentada no apêndice B.

4 IMPLEMENTAÇÃO DO MODELO

4.1 LIMITES DE GERAÇÃO

Apesar da dificuldade de encontrar estudos claros sobre a viabilidade da instalação de determinada potência para uma fonte em uma região específica, os limites inferiores e superiores de geração foram estabelecidos após pesquisa em documentos nas instituições do setor elétrico Eletrobras, Aneel e Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (Cresesb), publicações de Jong; Kiperstok e Torres (2015) e Santos et al. (2013) e reuniões com especialistas no setor elétrico brasileiro para garantir que os valores adotados são condizentes com a realidade do potencial de geração de energia elétrica no Brasil.

Com exceção da fonte eólica, os fatores de capacidade das usinas foram calculados a partir da razão entre a garantia física e a potência outorgada disponibilizadas pela Aneel. Para cada região o fator de capacidade de cada fonte foi estimado a partir da média dos fatores das usinas nelas localizadas. No caso das usinas hidrelétricas e nucleares, os valores foram considerados iguais para empreendimentos velhos e novos.

Para as usinas eólicas, o potencial de instalação para cada região por faixa de velocidade de vento é apresentado no Atlas do Potencial Eólico Brasileiro da Cresesb (2001) com os respectivos valores dos fatores de capacidade.

4.1.1 Hidrelétricas

A maior parte do potencial hidrelétrico ainda não explorado no Brasil se encontra na região norte, sendo que as demais regiões se encontram próximas à saturação. O modelo limita a liberação de novos projetos de expansão de geração hidrelétrica nas regiões brasileiras de acordo com o Sistema de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro (Sipot) da Eletrobras.

4.1.2 Eólicas

O potencial eólico *onshore* do Brasil foi estimado pela Cresesb, no ano de 2001, em aproximadamente 143,5 GW, sendo que aproximadamente metade desse potencial se encontra na região nordeste. No entanto, de acordo com especialistas do setor, de 2001 para os dias de hoje a evolução do processo de produção e instalação dos geradores eólicos fez com que a estimativa do potencial de geração brasileiro subisse para 300 GW, pouco mais que o dobro da estimativa feita em 2001.

Os limites máximos para a produção de energia eólica em cada região foram assumidos como sendo o dobro do potencial eólico estimado no Atlas do Potencial Eólico Brasileiro da Cresesb (2001), e os limites mínimos de produção foram adotados como sendo o valor da capacidade de produção atual disponibilizados pela Aneel. Atualmente não há presença de nenhum parque eólico na região norte do país, por isso essa fonte não foi considerada na região.

4.1.3 Biomassa

O Brasil apresenta um potencial de geração a partir de biomassa significativo, principalmente a partir da utilização do bagaço de cana de açúcar. No entanto, como a expansão da plantação é limitada e, devido a existência de estudos, apontada por Santos et al. (2013), para o uso de biomassa na produção de combustíveis líquidos para veículos de transporte como alternativa à produção de energia elétrica, o modelo limita a expansão da capacidade instalada para cada região em até 50% da atual.

Como já existe um potencial instalado significativo, o modelo também considera que a produção de energia elétrica a partir de biomassa deve ser no mínimo igual à capacidade de geração atual.

4.1.4 Nuclear

O Brasil conta atualmente com 2 usinas nucleares em operação e 1 em

construção com a maior parte das obras já concluídas. As usinas nucleares são sempre as primeiras usinas térmicas a serem despachadas.

Dado que a construção de uma usina nuclear leva muito tempo e que entre as térmicas, seu despacho é priorizado, o modelo proposto considera que a produção de energia nuclear deve ser igual à soma da capacidade de geração das três usinas: Angra 1, Angra 2 e Angra 3. Não é permitido então a expansão dessa fonte.

Similarmente ao caso das hidrelétricas, o modelo subdivide a geração nuclear em empreendimento velho, composto por Angra 1 e Angra 2, e empreendimento novo, composto apenas por Angra 3.

4.1.5 Gás natural, óleo diesel e carvão

Por serem fontes que dependem apenas do abastecimento de combustível, que pode ser feito tanto através da exploração dos recursos presentes no Brasil quanto através de importação, foi assumido que os limites máximos para as capacidades instaladas dessas fontes é igual ao dobro das capacidades atuais, não havendo limite mínimo para geração. No entanto, uma característica das fontes que utilizam combustíveis fósseis é seu alto custo variável, fazendo com que a expectativa dos resultados do modelo seja a indicação de uma menor utilização de térmicas.

A Tabela 1 apresenta os limites inferiores e superiores assumidos.

Tabela 1 - Limites de geração

Fonte - Região	Potencial de geração das instalações atuais (MWh/ano)	Potencial de geração das instalações atuais mais potenciais expansões (MWh/ano)	Fator de capacidade	Limite mínimo de geração (MWh/ano)	Limite máximo de geração (MWh/ano)
Gas - Norte	6.739.970,28	13.479.940,56	0,82	0,00	11.053.551,26
Gas - Nordeste	44.153.532,58	88.307.065,15	0,82	0,00	72.411.793,42
Gas - Sudeste/CO	70.931.908,77	141.863.817,55	0,82	0,00	116.328.330,39
Gas - Sul	23.188.007,33	46.376.014,66	0,82	0,00	38.028.332,02
Carvão - Norte	1.032.401,04	2.064.802,08	0,76	0,00	1.569.249,58
Carvão - Nordeste	13.363.476,36	26.726.952,72	0,76	0,00	20.312.484,07
Carvão - Sudeste/CO	1.880.684,40	3.761.368,80	0,76	0,00	2.858.640,29
Carvão - Sul	31.102.380,00	62.204.760,00	0,76	0,00	47.275.617,60
Nuclear velha - Norte	0,00	0,00	0,84	0,00	0,00
Nuclear velha - Nordeste	0,00	0,00	0,84	0,00	0,00
Nuclear velha - Sudeste/CO	17.432.400,00	17.432.400,00	0,84	14.643.216,00	14.643.216,00
Nuclear velha - Sul	0,00	0,00	0,84	0,00	0,00
Nuclear nova - Norte	0,00	0,00	0,84	0,00	0,00
Nuclear nova - Nordeste	0,00	0,00	0,84	0,00	0,00
Nuclear nova - Sudeste/CO	11.826.000,00	11.826.000,00	0,84	9.933.840,00	9.933.840,00
Nuclear nova - Sul	0,00	0,00	0,84	0,00	0,00
Óleo - Norte	22.996.945,86	45.993.891,72	0,62	0,00	28.516.212,86
Óleo - Nordeste	45.364.289,41	90.728.578,81	0,62	0,00	56.251.718,86
Óleo - Sudeste/CO	33.195.343,73	66.390.687,46	0,62	0,00	41.162.226,22
Óleo - Sul	4.002.898,73	8.005.797,46	0,62	0,00	4.963.594,43
Biomassa - Norte	1.898.181,62	2.847.272,44	0,33	626.399,94	939.599,90
Biomassa - Nordeste	19.049.119,32	28.573.678,98	0,48	9.143.577,27	13.715.365,91
Biomassa - Sudeste/CO	95.630.670,43	143.446.005,65	0,49	46.859.028,51	70.288.542,77
Biomassa - Sul	13.057.226,76	19.585.840,14	0,74	9.662.347,80	14.493.521,70
Hidro velha - Norte	100.119.713,16	100.119.713,16	0,64	64.076.616,42	64.076.616,42
Hidro velha - Nordeste	106.033.022,21	106.033.022,21	0,41	43.473.539,11	43.473.539,11
Hidro velha - Sudeste/CO	370.392.732,50	370.392.732,50	0,56	207.419.930,20	207.419.930,20
Hidro velha - Sul	214.511.081,23	214.511.081,23	0,53	113.690.873,05	113.690.873,05
Hidro nova - Norte	106.570.656,00	779.243.513,64	0,64	68.205.219,84	498.715.848,73
Hidro nova - Nordeste	353.102,46	87.400.567,39	0,41	144.772,01	35.834.232,63
Hidro nova - Sudeste/CO	35.291.296,37	359.637.022,30	0,56	19.763.125,97	201.396.732,49
Hidro nova - Sul	15.587.959,66	150.455.922,77	0,53	8.261.618,62	79.741.639,07
Eólica - Nordeste	131.745.568,86	1.314.876,00	0,22	28.984.025,15	289.272.720,00
Eólica - Sudeste/CO	247.104,18	575.006.400,00	0,21	51.891,88	120.751.344,00
Eólica - Sul	20.432.493,96	398.755.200,00	0,21	4.290.823,73	83.738.592,00

Fonte: Baseado em Eletrobras, Jong; Kiperstok e Torres (2015), Santos et al. (2013), Aneel, Cresesb (2001) e especialistas do setor elétrico.

4.2 LIMITES DE INTERCÂMBIO DE ELETRICIDADE

Os valores para os limites de intercâmbio entre as regiões foram baseados nos estudos para a licitação da expansão da geração da EPE (2015). Similarmente a Rombauts; Delarue e D'Haeseller (2011), foi assumido que não há restrições de transmissão dentro de uma mesma região. A Tabela 2 e a figura 6 apresentam os limites de intercâmbio considerados. Para os modelos em que as restrições de transmissão não são consideradas, os valores dos limites de intercâmbio da Tabela 2 são assumidos como sendo infinitos.

Tabela 2 - Limites de intercâmbio

Origem - Destino	Limite de intercâmbio (MWh/ano)
Norte - Norte	Infinito
Norte - Nordeste	71.832.000,00
Norte - Sudeste/CO	70.080.000,00
Norte - Sul	0,00
Nordeste - Norte	42.486.000,00
Nordeste - Nordeste	Infinito
Nordeste - Sudeste/CO	60.759.360,00
Nordeste - Sul	0,00
Sudeste/CO - Norte	57.290.400,00
Sudeste/CO - Nordeste	56.940.000,00
Sudeste/CO - Sudeste/CO	Infinito
Sudeste/CO - Sul	98.620.080,00
Sul - Norte	0,00
Sul - Nordeste	0,00
Sul - Sudeste/CO	78.112.920,00
Sul - Sul	Infinito

Fonte: Baseado na EPE (2015).

Figura 6 - Linhas de transmissão

Fonte: Baseado na EPE (2015).

4.3 CUSTOS DE GERAÇÃO

As médias dos custos de operação e manutenção, investimento e combustível foram fornecidas por especialistas do setor elétrico brasileiro. Awerbuch et al. (2007) apresentam uma tabela com os desvios padrão dos custos de operação e manutenção, combustível e construção, sendo estes últimos utilizados como proxy para os desvios dos custos de investimento.

As usinas hidrelétricas novas no Brasil possuem diferentes capacidades instaladas, podendo ser divididas em três categorias: pequenas usinas (até 100 MW), usinas médias (de 100 MW à 1.000 MW) e grandes usinas (acima de 1.000 MW), o que faz com que os custos de O&M e investimento variem de acordo com o tamanho da usina. Para evitar um alto nível de separação das fontes, optou-se por agregar os três tipos de usinas hidrelétricas novas. Considerando que 25% da eletricidade produzida a partir de novas hidrelétricas é proveniente de usinas de grande porte, 70% é proveniente de usinas de tamanho médio e 5% é produzida a partir de usinas de pequeno porte, estimou-se a média e o desvio padrão para a fonte hidrelétrica nova. As Tabelas 3, 4 e 5 apresentam os valores usados no modelo.

Tabela 3 - Custos de investimento

Fonte	Média (R\$/MWh)	Desvio Padrão (R\$/MWh)
Hidro nova	108,20	30,92
Hidro velha	0,00	0,00
Gas	96,70	14,51
Carvão	160,45	36,90
Nuclear nova	174,84	40,21
Nuclear velha	0,00	0,00
Óleo	114,10	26,24
Biomassa	226,64	45,33
Eólica	99,27	4,96

Fonte: Baseado em Awerbuch et al. (2007) e especialistas do setor elétrico.

Conforme explicado na seção 3.1.4, observa-se que os valores para os custos de investimento das hidrelétricas velhas e nucleares velhas são ambos iguais a zero. Entre as fontes renováveis, a fonte eólica possui um desvio padrão para o custo de investimento consideravelmente menor que as demais.

Tabela 4 - Custos de operação e manutenção

Fonte	Média (R\$/MWh)	Desvio Padrão (R\$/MWh)
Hidro nova	29,04	3,33
Hidro velha	61,00	9,33
Gas	38,00	3,99
Carvão	41,13	2,22
Nuclear nova	93,11	5,12
Nuclear velha	93,11	5,12
Óleo	54,29	13,14
Biomassa	40,00	4,32
Eólica	42,54	3,40

Fonte: Baseado em Awerbuch et al. (2007) e especialistas do setor elétrico.

A Tabela 4 apresenta os custos de manutenção e operação dos tipos de fontes de geração. Observa-se que, comparado às demais fontes, as nucleares apresentam um valor médio alto para esse custo. Já com relação ao desvio padrão, a geração a partir de óleo possui um valor alto em comparação com as demais fontes.

Tabela 5 - Custos de combustível

Fonte	Média (R\$/MWh)	Desvio Padrão (R\$/MWh)
Hidro nova	0,00	0,00
Hidro velha	0,00	0,00
Gas	237,22	45,07
Carvão	142,88	20,00
Nuclear nova	35,16	8,44
Nuclear velha	35,16	8,44
Óleo	643,89	160,97
Biomassa	25,00	4,50
Eólica	0,00	0,00

Fonte: Baseado em Awerbuch et al. (2007) e especialistas do setor elétrico.

Através da Tabela 5, observa-se o alto custo de combustível para geração com gás natural, carvão e óleo, se comparados as outras fontes. Como as hidrelétricas e eólicas não dependem de combustão, o custo de combustível para essas fontes é igual a zero.

Das Tabelas 3, 4 e 5, e com as hipóteses assumidas para as relações de dependência entre os custos, obtém-se as matrizes de covariâncias, Ω_{MO} , Ω_{INV} e Ω_{comb} a partir da eq.(68), onde $\rho_{A,B}$ representa o coeficiente de correlação entre os custos de duas fontes (A e B).

$$cov(A,B) = \rho_{A,B} \cdot \sigma_A \cdot \sigma_B \quad (68)$$

As matrizes de covariância são apresentadas nas Tabelas 6, 7 e 8.

Tabela 6 - Matriz de covariância: custos de investimento

	Gás	Carvão	Nuclear nova	Óleo	Biomassa	Hidro nova	Eólica
Gás	210,54	0	0	0	0	0	0
Carvão	0	1361,61	0	0	0	0	0
Nuclear nova	0	0	1616,84	0	0	0	0
Óleo	0	0	0	688,54	0	0	0
Biomassa	0	0	0	0	2054,81	0	0
Hidro nova	0	0	0	0	0	956,05	0
Eólica	0	0	0	0	0	0	24,60

Fonte: Baseado em Awerbuch et al. (2007) e especialistas do setor elétrico.

A Tabela 6 mostra a matriz de covariância dos custos de investimento. Das

independências assumidas, nota-se que a matriz resultante é uma matriz diagonal.

Tabela 7 - Matriz de covariância: custos de operação e manutenção

	Gás	Carvão	Nuclear velha	Nuclear nova	Óleo	Biomassa	Hidro velha	Hidro nova	Eólica
Gás	15,92	0	0	0	0	0	0	0	0
Carvão	0	4,93	0	0	0	0	0	0	0
Nuclear velha	0	0	26,21	0	0	0	0	0	0
Nuclear nova	0	0	0	26,21	0	0	0	0	0
Óleo	0	0	0	0	172,66	0	0	0	0
Biomassa	0	0	0	0	0	18,66	0	0	0
Hidro velha	0	0	0	0	0	0	87,05	0	0
Hidro nova	0	0	0	0	0	0	0	11,09	0
Eólica	0	0	0	0	0	0	0	0	11,56

Fonte: Baseado em Awerbuch et al. (2007) e especialistas do setor elétrico.

A Tabela 7 mostra a matriz de covariância dos custos de operação e manutenção. Assim como para os custos de investimento, devido às hipóteses de independência assumidas, a matriz resultante é uma matriz diagonal.

Tabela 8 - Matriz de covariância: custos de combustível

	Gás	Carvão	Nuclear velha	Nuclear nova	Óleo	Biomassa
Gás	2031,30	423,66	22,82	22,82	3554,91	-89,24
Carvão	423,66	400,00	20,26	20,26	869,24	-34,20
Nuclear velha	22,82	20,26	71,23	71,23	108,69	-8,36
Nuclear nova	22,82	20,26	71,23	71,23	108,69	-8,36
Óleo	3554,91	869,24	108,69	108,69	25911,34	-123,14
Biomassa	-89,24	-34,20	-8,36	-8,36	-123,14	20,25

Fonte: Baseado em Awerbuch et al. (2007) e especialistas do setor elétrico.

A Tabela 8 mostra a matriz de covariância dos custos de combustível. Nota-se que as únicas covariâncias com valores negativos são as covariâncias entre o custo de combustível da fonte biomassa e o das demais fontes.

Para a simulação de Monte Carlo, assumiu-se distribuição uniforme para os custos de operação e manutenção e de investimento, e para os custos de combustível foi assumida distribuição normal.

4.4 CUSTOS DE TRANSMISSÃO

Os fatores de redução da Tust, α_i^k , para as fontes incentivadas, foram considerados iguais a 0,5 para energia gerada através das fontes eólica e biomassa, e iguais a 1 para as demais fontes. Os valores utilizados para a Tust por região foram estimados de acordo com o estabelecimento dos valores das tarifas de uso do sistema de transmissão para o ciclo tarifário de 2015-2016, disponibilizados pela Aneel. O valor adotado para o custo de selo foi de 0,70 R\$/MWh. A média dos custos nodais e os desvios padrão são apresentados na Tabela 9.

Tabela 9 - Valores dos custos nodais

Região	Custo nodal médio (R\$/MWh)	Desvio padrão (R\$/MWh)
Norte	9,27	5,20
Nordeste	7,07	2,03
Sudeste/CO	6,55	2,09
Sul	6,53	1,46

Fonte: Calculado com base em Aneel (2015).

A matriz de covariância é apresentada na Tabela 10, de acordo com a independência assumida.

Tabela 10 - Matriz de covariância: custos nodais

Região	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul
Norte	27,04	0	0	0
Nordeste	0	4,12	0	0
Sudeste/CO	0	0	4,37	0
Sul	0	0	0	2,13

Fonte: Calculado com base em Aneel (2015).

Para a simulação de Monte Carlo, assumiu-se distribuição de probabilidades uniforme para os custos nodais.

4.5 PERDAS NA TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO

Durante a transmissão nas linhas de alta tensão ocorrem perdas de energia em forma de calor. Baseado nos valores de perdas disponibilizados no Anuário Estatístico de Energia Elétrica (2015), elaborado pela EPE, e com os valores disponíveis na base de perdas por distribuidora da Aneel (2016), as perdas de transmissão foram assumidas como sendo iguais a 5% do montante transferido de uma região para outra. Não foram consideradas as perdas de transmissão no caso em que a energia é produzida e consumida em um mesmo local. O fator de perda na transmissão ϕ_{ij} , pode ser então expresso como função de i e j com a eq. (69):

$$\phi_{ij} = \begin{cases} 0,95, & \text{se } i \neq j \\ 1,00, & \text{se } i = j \end{cases} \quad (69)$$

As perdas de distribuição foram estimadas de acordo com a base de perdas por distribuidora, disponibilizada pela Aneel (2016). Os valores utilizados são apresentados na Tabela 11, juntamente com o fator de perda de distribuição v_i .

Tabela 11 - Perdas de distribuição

Região	Perdas (%)	v_i
Norte	25,91	0,7409
Nordeste	16,92	0,8308
Sudeste/CO	10,94	0,8906
Sul	8,37	0,9163

Fonte: Baseado na Aneel (2016).

4.6 DEMANDA

Para que o modelo refletisse os períodos de pico, a demanda para cada região foi estimada como sendo 25% maior do que a demanda prevista pela EPE no PDEE 2024. Os valores utilizados são apresentados na Tabela 12.

Tabela 12 - Consumo estimado de energia elétrica

	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul
PDEE 2024 (MWh)	58.598.000,00	110.954.000,00	399.410.000,00	119.706.000,00
Valor usado no modelo (MWh)	73.247.500,00	138.692.500,00	499.262.500,00	149.632.500,00

Fonte: EPE (2015).

5 RESULTADOS

Os resultados foram obtidos através da solução do problema de minimização descrito na seção 3.2 para 1.000 valores de custo médio, igualmente espaçados entre o valor do custo esperado do portfólio de mínimo risco e o valor do custo esperado mínimo possível para o sistema (ver apêndice B).

Tanto para o modelo em que o CVaR é utilizado como medida de risco quanto para o modelo com desvio padrão, a diferença entre as soluções entre os modelos com e sem limites de transmissão foi pequena. Sob a ótica do CVaR, dentre as 1.000 soluções eficientes encontradas apenas as 13 soluções com menor risco (maior custo esperado) atingiram o limite máximo de transmissão, sendo esse limite atingido apenas na linha que vai do nordeste para o sudeste. Sob a ótica do desvio padrão, dentre as 1.000 soluções eficientes, apenas 92 soluções (da solução 655^a à 746^a contando da solução de maior para a de menor custo esperado obtido) atingiram o limite máximo de transmissão, sendo atingido também apenas na linha que vai do nordeste para o sudeste.

Uma provável causa para a obtenção de pouca variação entre os resultados dos modelos com e sem restrição de transmissão é que a maior necessidade de transmissão de eletricidade se dá quando há déficit de geração em uma determinada região durante um período, necessitando de importação de energia de outra região. Como o modelo utiliza valores médios, não considerando fatores temporais, não houve necessidade de grandes transferências de eletricidade e com isso não se observou mudanças significativas na composição da matriz entre o modelo que considerou e o modelo que não considerou as restrições de transmissão.

Para avaliar o sistema em um período com desequilíbrio entre oferta e demanda em uma região, os modelos foram testados para um cenário de stress na oferta de energia do sudeste/co. Neste cenário foram considerados capacidade de produção máxima para hidrelétricas igual a 85% do valor utilizado no cenário sem stress, não foi considerado produção de energia a partir de biomassa na região e também não foi considerada a operação da usina nuclear Angra II (ver seção 5.5).

5.1 RESULTADOS COM A UTILIZAÇÃO DO CVAR

A figura 7 mostra a fronteira eficiente obtida para os modelos com utilização do CVaR como medida de risco. A figura destaca a relação entre custo e risco das soluções de menor risco (soluções A e C) e das soluções de menor custo (soluções B e D), onde as soluções A e B correspondem ao modelo que não considerou as restrições de transmissão e as soluções C e D correspondem ao modelo que considerou as restrições de transmissão.

Figura 7 - Fronteira eficiente: CVaR

Fonte: Elaboração própria.

A figura 7 mostra que as fronteiras eficientes dos modelos com e sem restrição de transmissão praticamente coincidem. Há apenas uma pequena diferença entre as soluções que fornecem o mínimo risco, onde a solução A (modelo sem restrição de transmissão) fornece um risco ligeiramente inferior ao da solução C (modelo com restrição de transmissão).

A Tabela 13 apresenta o valor do custo e do risco para os quatro portfólios destacados na figura 7.

Tabela 13 - Custo e risco: CVaR

	Solução A	Solução B	Solução C	Solução D
Custo esperado (R\$)	123.309.262.010,52	122.058.318.043,00	123.322.975.757,69	122.058.318.043,00
CVaR (R\$)	137.063.653.269,23	145.412.861.944,52	137.077.902.024,57	145.412.861.944,52

Fonte: Elaboração própria.

Comparando os portfólios de custo máximo e mínimo para os dois modelos, verifica-se que os custos das soluções A e C são, respectivamente, apenas 1,02% e 1,04% maiores do que o das soluções B e D, e que os CVaRs são respectivamente 5,74% e 5,73% menores.

Como uma parcela da energia elétrica é perdida no processo de transmissão, a quantidade total de energia produzida varia de acordo com a necessidade de intercâmbio de eletricidade entre as regiões. A Tabela 14 apresenta a quantidade de energia produzida (MWh/ano) em cada região para as soluções A, B, C e D.

Tabela 14 - Energia elétrica produzida (modelo que minimiza CVaR)

	Solução A (MWh/ano)	Solução B(MWh/ano)	Solução C (MWh/ano)	Solução D (MWh/ano)
Brasil	997.120.708,96	991.393.941,02	997.214.836,01	991.393.941,02
Norte	132.908.236,20	132.908.236,20	132.908.236,20	132.908.236,20
Nordeste	229.488.556,61	134.593.755,48	229.582.683,66	134.593.755,48
Sudeste/CO	419.370.484,68	560.591.174,49	419.370.484,68	560.591.174,49
Sul	215.353.431,47	163.300.774,86	215.353.431,47	163.300.774,86

Fonte: Elaboração própria.

Observa-se que para as soluções de mínimo risco, mais energia é gerada. Isso se deve às maiores perdas de energia, indicando que as linhas de transmissão estão sendo usadas para obtenção de um menor risco.

As figuras de 8 a 12 mostram a variação da composição da matriz de geração para o modelo sem restrição conforme o custo médio aumenta. Dado a grande proximidade das soluções entre os modelos, apenas as soluções do modelo sem restrição de transmissão são apresentadas.

Figura 8 - Composição da matriz brasileira: CVaR

Fonte: Elaboração própria.

A partir da representação das soluções apresentadas na figura 8 observa-se que conforme o custo esperado aumenta, com consequente diminuição do risco, ocorre diminuição da participação da fonte hidrelétrica nova e aumento da participação da fonte eólica no país.

Figura 9 - Composição da matriz na região norte: CVaR

Fonte: Elaboração própria.

Com as restrições de geração mínima para as fontes hidrelétrica velha, hidrelétrica nova e biomassa, a região norte acaba produzindo mais energia do que o necessário para suprir sua demanda. Devido a essas restrições e à ausência de energia eólica, a composição das fontes na região permanece a mesma independente da solução encontrada. Outra consequência dessas restrições é que a região norte passa a ser exportadora de eletricidade.

Figura 10 - Composição da matriz na região nordeste: CVaR.

Fonte: Elaboração própria.

Devido ao alto potencial eólico no nordeste, observa-se um grande aumento de sua participação na região. Uma vez que a quantidade de energia gerada através da fonte hidrelétrica velha é sempre a mesma (devido às restrições de geração expostas na Tabela 1), através da observação da figura 10 fica evidente que conforme o custo esperado aumenta, mais energia é gerada no nordeste, pois apesar da geração com hidrelétricas novas se manter constante, sua participação percentual diminui.

Figura 11 - Composição da matriz na região sudeste/CO: CVaR

Fonte: Elaboração própria.

A substituição de hidrelétricas novas por eólicas também ocorre na região sudeste/co quando se deseja diminuir o risco. No entanto, a região sudeste/co apresenta um potencial de geração eólico mais limitado que o do nordeste. Deste modo, para o portfólio de mínimo risco ocorre saturação de seu potencial eólico e a região passa a importar energia gerada em outras regiões. Um dos resultados dessa importação é que menos energia no sudeste/co é gerada, sendo essa diminuição observada a partir do aumento da porcentagem de geração a partir de hidrelétricas velhas, que mantém a quantidade de energia gerada, em MWh, constante.

Figura 12 - Composição da matriz na região sul: CVaR

Fonte: Elaboração própria.

Na região sul observa-se uma grande participação de geração através de hidrelétricas velhas. Isso se dá devido ao grande número de hidrelétricas existentes na região. Assim como nas outras regiões, quando deseja-se diminuir o risco, a geração a partir de hidrelétricas novas é diminuída e a geração a partir das eólicas aumenta. O aumento de geração a partir de eólicas aliado à grande quantidade de geração a partir de hidrelétricas velhas faz com que a região sul exporte eletricidade para o sudeste/co.

Para permitir a análise de como as transferências de eletricidade se relacionam com o custo esperado e o risco associado, a Tabela 15 apresenta a quantidade de eletricidade transferida de uma região para outra para as soluções A, B, C e D.

Tabela 15 - Transferências de eletricidade (CVaR)

Origem - Destino	Limite de intercâmbio (MWh/ano)	Transferências da solução A (MWh/ano)	Transferências da solução B (MWh/ano)	Transferências da solução C (MWh/ano)	Transferências da solução D (MWh/ano)
Norte - Nordeste	71.832.000,00	0,00	34.045.366,72	0,00	34.045.366,72
Norte - Sudeste/CO	70.080.000,00	34.045.366,72	0,00	35.836.070,31	0,00
Norte - Sul	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nordeste - Norte	42.486.000,00	0,00	0,00	1.884.830,64	0,00
Nordeste - Sudeste/CO	60.759.360,00	62.550.063,59	0,00	60.759.360,00	0,00
Nordeste - Sul	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sudeste/CO - Norte	57.290.400,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sudeste/CO - Nordeste	56.940.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sudeste/CO - Sul	98.620.080,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sul - Norte	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sul - Nordeste	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sul - Sudeste/CO	78.112.920,00	52.052.656,61	0,00	52.052.656,61	0,00

Fonte: Elaboração própria.

Para as soluções de mínimo risco, ao desconsiderar as restrições de transmissão o modelo permite uma solução em que há transferência de 62.550.063,59 MWh entre as regiões nordeste e sudeste/co, ultrapassando o limite estimado de 60.759.360,00 MWh. Ao considerar as restrições de transmissão, essa linha atinge sua capacidade máxima. No entanto essa diferença entre os modelos não causaram mudanças significativas na composição da matriz, pois ao restringir o intercâmbio parte da energia transferida do nordeste para o sudeste/co passa a ser enviada do nordeste para o norte para que então seja transferida do norte para o sudeste/co, gerando apenas uma pequena variação na quantidade de energia gerada no nordeste devido à uma maior perda na transmissão³.

Para os mesmos portfólios, a Tabela 16 mostra quais foram as fontes que atingiram o limite máximo de produção em cada região.

³ Quando o norte é intermediário entre o nordeste e o sudeste/co, ocorre 5% de perda entre o nordeste e o norte e mais 5% de perda entre o norte e o sudeste/co. Quando a energia vai diretamente do nordeste para o sudeste/co, ocorre apenas 5% de perda.

Tabela 16 - Fontes saturadas (CVaR)

Solução A	Solução B	Solução C	Solução D
Eólica - Sudeste/CO	-	Eólica - Sudeste/CO	-
Eólica - Sul	-	Eólica - Sul	-

Fonte: Elaboração própria.

5.2 RESULTADOS COM A UTILIZAÇÃO DO DESVIO PADRÃO

A figura 13 mostra a fronteira eficiente obtida para os modelos com utilização do desvio padrão como medida de risco. Assim como apresentado para o caso em que o CVaR é utilizado, a figura destaca a relação entre custo e risco das soluções de menor risco e das soluções de menor custo.

Figura 13 - Fronteira eficiente: Desvio Padrão

Fonte: Elaboração própria.

A figura 13 mostra que, assim como no modelo com o CVaR, as fronteiras eficientes dos modelos com e sem restrição de transmissão praticamente coincidem.

A Tabela 17 apresenta o valor do custo e do risco para os quatro portfólios destacados na figura 13.

Tabela 17 - Custo e risco: desvio padrão

	Soluções A e C	Soluções B e D
Custo esperado (R\$)	126.803.713.772,00	122.615.096.601,00
Desvio padrão (R\$)	6.360.416.318,62	11.838.826.094,68

Fonte: Elaboração própria.

Comparando os portfólios de custo máximo e mínimo para os dois modelos, verifica-se que os custos das soluções A e C são 3,4% maiores do que o das soluções B e D e que os desvios padrão são 46,3% menores.

A Tabela 18 apresenta a quantidade de energia produzida (MWh/ano) em cada região para as soluções A, B, C e D.

Tabela 18 - Energia elétrica produzida (modelo que minimiza desvio padrão)

	Soluções A e C (MWh/ano)	Soluções B e D (MWh/ano)
Brasil	997.120.708,96	991.393.941,02
Norte	132.908.236,20	132.908.236,20
Nordeste	215.342.056,23	134.593.755,48
Sudeste/CO	419.370.484,68	560.591.174,49
Sul	229.499.931,85	163.300.774,86

Fonte: Elaboração própria.

De maneira similar ao que ocorre nos modelos de minimização do CVaR, a maior quantidade de energia gerada nas soluções de mínimo risco indicam que as linhas de transmissão estão sendo utilizadas para obtenção de um menor risco.

As figuras 14, 15, 16, 17 e 18 mostram a variação da composição da matriz de geração para o modelo sem restrição conforme o custo médio aumenta. Semelhantemente ao modelo que utiliza o CVaR, dado a grande proximidade das soluções entre os modelos, apenas as soluções do modelo sem restrição de transmissão são apresentadas.

Figura 14 - Composição da matriz brasileira: Desvio padrão

Fonte: Elaboração própria.

Similarmente ao que ocorre no modelo de minimização do CVaR, a figura 14 mostra que para diminuição do desvio padrão há diminuição da geração a partir de hidrelétricas novas e aumento da geração através da fonte eólica. Uma diferença em relação às soluções apresentadas com a minimização do CVaR é que para as soluções de menor desvio padrão há uma maior inserção de fontes térmicas no país.

Figura 15 - Composição da matriz na região norte: Desvio padrão

Fonte: Elaboração própria.

Assim como no modelo que minimiza o CVaR, as restrições de geração mínima para as fontes hidrelétrica velha, hidrelétrica nova e biomassa, fazem com que a região norte produza mais que o necessário para suprir sua demanda, tornando-se exportadora de eletricidade. Devido a essas restrições e à ausência de energia eólica, a composição das fontes na região não varia com a alteração do custo esperado.

Figura 16 - Composição da matriz na região nordeste: Desvio padrão

Fonte: Elaboração própria.

As mesmas observações feitas para a figura 10 são aplicadas à figura 16. No entanto, devido à inserção de térmicas, a quantidade de geração no nordeste para a solução de mínimo desvio padrão é menor do que para a solução de mínimo CVaR.

Figura 17 - Composição da matriz na região sudeste/CO: Desvio padrão

Fonte: Elaboração própria.

As mesmas observações feitas para a figura 11 são também válidas para a figura 17. A diferença entre as duas figuras é que para algumas soluções do modelo que minimiza o desvio padrão há uma maior geração a partir de fontes térmicas.

Figura 18 - Composição da matriz na região sul: Desvio padrão

Fonte: Elaboração própria.

Assim como no sudeste/co, a principal diferença entre as soluções do modelo que minimiza o desvio padrão e do modelo que minimiza o CVaR é que para as soluções de mínimo desvio padrão há uma maior utilização das fontes térmicas.

Para permitir a análise de como as transferências de eletricidade se relacionam com o custo esperado e o risco associado, a Tabela 19 apresenta a quantidade de eletricidade transferida de uma região para outra para as soluções A, B, C e D.

Tabela 19 - Transferências de eletricidade (desvio padrão)

Origem - Destino	Limite de intercâmbio (MWh/ano)	Transferência das soluções A e C (MWh/ano)	Transferência das soluções B e D (MWh/ano)
Norte - Nordeste	71.832.000,00	0,00	34.045.366,72
Norte - Sudeste/CO	70.080.000,00	34.045.366,72	0,00
Norte - Sul	0,00	0,00	0,00
Nordeste - Norte	42.486.000,00	0,00	0,00
Nordeste - Sudeste/CO	60.759.360,00	48.403.530,67	0,00
Nordeste - Sul	0,00	0,00	0,00
Sudeste/CO - Norte	57.290.400,00	0,00	0,00
Sudeste/CO - Nordeste	56.940.000,00	0,00	0,00
Sudeste/CO - Sul	98.620.080,00	0,00	0,00
Sul - Norte	0,00	0,00	0,00
Sul - Nordeste	0,00	0,00	0,00
Sul - Sudeste/CO	78.112.920,00	66.199.189,53	0,00

Fonte: Elaboração própria.

Tanto para as soluções de mínimo risco quanto para as soluções de mínimo custo, as linhas de transmissão não foram congestionadas. Como resultado, as soluções do modelo que considera restrições de transmissão e do modelo que não as considera coincidiram.

Para as mesmas soluções, a Tabela 20 mostra quais foram as fontes que atingiram o limite máximo de produção em cada região.

Tabela 20 - Fontes saturadas (desvio padrão)

Soluções A e C	Soluções B e D
Eólica - Sudeste	-
Eólica - Sul	-

Fonte: Elaboração própria.

5.3 COMPARAÇÃO CVAR E DESVIO PADRÃO

As figuras 7 e 13 mostram que a fronteira eficiente obtida ao minimizar o CVaR é diferente daquela obtida quando o desvio padrão é minimizado. Essa diferença é evidente quando se compara o custo esperado do portfólio de mínimo CVaR (figura 7) com o custo esperado do portfólio de mínimo desvio padrão (figura 13), sendo o custo esperado do portfólio de mínimo CVaR muito inferior ao do portfólio de mínimo desvio padrão.

Para verificar se as soluções obtidas com a minimização do CVaR são eficientes sob a ótica do desvio padrão, foi calculado o custo esperado e o desvio padrão de cada solução obtida no modelo que minimiza o CVaR e foi construído o gráfico que os relaciona. A figura 19 compara o gráfico dessas relações com a fronteira eficiente do modelo que minimiza o desvio padrão.

Figura 19 - Soluções do modelo de minimização do CVaR sob a ótica do desvio padrão

Fonte: Elaboração própria.

Observando-se que as relações entre custo esperado e desvio padrão coincidem com a fronteira eficiente, a figura acima mostra que as soluções eficientes obtidas através do modelo que minimiza o CVaR são também eficientes do ponto de vista do desvio padrão, ou seja, as soluções coincidem. No entanto a fronteira do modelo que minimiza o desvio padrão apresenta uma amplitude no custo esperado (custo esperado máximo - custo esperado mínimo) maior do que a do modelo que minimiza o CVaR.

A figura 19 destaca dois pontos na fronteira (A e B) e os compara com relação ao custo e desvio padrão. A comparação é apresentada na Tabela 21.

Tabela 21 - Custo e risco: comparação entre pontos da fronteira eficiente

	Ponto A	Ponto B
Custo esperado (R\$)	123.693.858.889,54	126.803.705.795,00
Desvio padrão (R\$)	5.425.995.859,66	5.414.393.601,37

Fonte: Elaboração própria.

Observa-se que do ponto A ao ponto B, o custo esperado aumenta em 2,51% e o desvio padrão diminui apenas 0,21%. Portanto, apesar dessas soluções serem eficientes do ponto de vista do modelo utilizado, o grande aumento no custo esperado para obtenção de uma pequena redução no risco diminui a atratividade dessas soluções.

De maneira análoga, as soluções eficientes obtidas através da minimização do desvio padrão foram analisadas sob a ótica do CVaR. A figura 20 apresenta a comparação da fronteira eficiente do modelo que minimiza o CVaR com o gráfico das relações de custo esperado e CVaR das soluções obtidas com a minimização do desvio padrão.

Figura 20 - Soluções do modelo de minimização do desvio padrão sob a ótica do CVaR

Fonte: Elaboração própria.

A figura 20 mostra que as soluções obtidas utilizando o desvio padrão se mostraram eficientes sob a ótica do CVaR apenas para os valores de custo esperado que variam entre o custo esperado máximo e mínimo da fronteira eficiente obtida com a minimização do CVaR e, como exposto anteriormente, para esses valores as soluções coincidem. A partir do ponto onde o custo esperado da solução obtida no modelo que minimiza o desvio padrão é maior do que o custo esperado máximo apresentado na fronteira eficiente, as soluções passam a ser ineficientes sob a ótica do CVaR, havendo aumento tanto do custo esperado quanto do risco.

5.4 COMPARAÇÃO COM A MATRIZ PROJETADA PELA EPE

Nesta seção, as fronteiras eficientes obtidas com os modelos com CVaR e desvio padrão são comparadas com a relação entre o custo esperado e o risco da matriz projetada pela EPE no PDEE 2024. A comparação foi feita considerando-se apenas o custo de produção da energia (operação e manutenção, investimento e combustível), descartando-se das soluções obtidas o custo e risco referente à Tust e obtendo uma nova relação entre custo e risco para cada solução.

A figura 21 abaixo apresenta a composição das capacidades instaladas de cada fonte projetada pela EPE para dezembro de 2024.

Figura 21 -Participação das fontes de geração

Fonte: EPE (2015).

A EPE também apresenta os valores das capacidades instaladas de acordo com a Tabela 22.

Tabela 22 - Capacidade prevista: PDEE 2024

Fonte	Capacidade instalada em dezembro de 2024 (MW)
Renováveis	173.417,00
Hidro	109.972,00
Importação	7.000,00
Biomassa + Eólica + PCH + Solar	56.445,00
Não renováveis	33.030,00
Urânio	3.395,00
Gás natural	21.219,00
Carvão	3.404,00
Óleo combustível	3.201,00
Óleo diesel	1.124,00
Gás de processo	687,00
Total	206.447,00

Fonte: EPE (2015).

A partir das capacidades instaladas previstas pelo PDEE 2024, foi estimada a quantidade de energia gerada por cada fonte. Os fatores de capacidade de cada fonte foram calculados a partir da média dos fatores de capacidade em cada região, apresentados na Tabela 1, ponderada pela capacidade instalada atual de cada fonte em cada região. Os valores obtidos são apresentados na Tabela 23.

Tabela 23 - Estimativa de geração a partir das capacidades instaladas previstas pela EPE

	Capacidade instalada (GW)	Potencial de geração (MWh/ano)	Fator de capacidade	Estimativa de solução da EPE - Geração (MWh/ano)
Gás	21,219	185.878.440,00	0,82	152.420.320,80
Carvão	3,400	29.784.000,00	0,76	22.635.840,00
Nuclear velha	1,990	17.432.400,00	0,84	14.643.216,00
Nuclear nova	1,350	11.826.000,00	0,84	9.933.840,00
Óleo	4,325	37.887.000,00	0,62	23.489.940,00
Biomassa	18,000	157.680.000,00	0,51	80.416.800,00
Hidro velha	90,303	791.056.549,10	0,54	427.170.536,51
Hidro nova	34,697	303.943.450,90	0,61	185.405.505,05
Eólica	24,000	210.240.000,00	0,22	45.201.600,00
Total	199,284	1.745.727.840,00	-	961.317.598,36

Fonte: Baseado na EPE (2015) e Aneel (2016).

Conforme observa-se na figura 21, a EPE estima uma capacidade instalada de 7 GW para fonte solar. Como essa fonte não foi considerada neste trabalho, essa potência foi descartada da análise favorecendo a projeção do PDEE 2024 com relação ao custo esperado e risco na comparação com as soluções obtidas com os modelos de otimização aplicados. A figura 22 mostra graficamente a participação percentual de cada fonte na geração de energia elétrica estimada com base no PDEE 2024.

Figura 22 - Participação estimada na geração com base nas capacidades projetadas no PDEE 2024

Fonte: Calculado com base na EPE (2015) e Aneel (2016).

As figuras 23 e 24 apresentam respectivamente a relação entre o custo esperado e o CVaR, e a relação entre o custo esperado e o desvio padrão da solução estimada a partir do PDEE 2024, juntamente com as fronteiras eficientes obtidas.

Figura 23 - Fronteira eficiente e solução estimada a partir do PDEE 2024: Custo X CVaR

Fonte: Elaboração própria.

Figura 24 - Fronteira eficiente e solução estimada a partir do PDEE 2024: Custo X Desvio padrão

Fonte: Elaboração própria.

As figuras mostram o quão longe, em termos de eficiência, a estimativa de solução baseada no PDEE 2024 está das fronteiras eficientes tanto sob a ótica do CVaR quanto sob a ótica do desvio padrão. Uma explicação para essa diferença é a grande quantidade de geração a partir de térmicas, presentes na solução que foi estimada com base no PDEE 2024.

5.5 RESULTADOS PARA UM CENÁRIO DE STRESS NA OFERTA DE ENERGIA DO SUDESTE/CENTRO-OESTE

Essa seção estuda um cenário onde a produção máxima de energia no sudeste/co a partir de hidrelétricas corresponde a 85% da produção média, não considerando produção de energia a partir de biomassa na região e com a usina Angra II fora de operação. As figuras 25 e 26 comparam as fronteiras eficientes do modelo que considera e do que não considera as restrições de transmissão.

Figura 25 - Custo esperado X CVaR - cenário de stress no sudeste/co

Figura 26 - Custo esperado X Desvio padrão: cenário de stress no sudeste/co.

Fonte: Elaboração própria.

Observa-se nas figuras 25 e 26 que, para o cenário de stress na oferta, as restrições de transmissão influenciam na eficiência da matriz. As soluções ótimas então, variam com a capacidade de transmissão.

As figuras 27, 28, 29, 30 e 31 mostram, para os quatro modelos aplicados, a variação das composições da matriz no Brasil e em suas regiões de acordo com o custo total esperado.

Figura 27 - Composições para o Brasil: cenário de stress na oferta do sudeste/co

Fonte: Elaboração própria.

De acordo com a figura 27, para as soluções de mínimo risco a participação das eólicas é maior nos modelos sem restrição de transmissão. Além disso, para os modelos que minimizam o desvio padrão, observa-se uma maior participação de térmicas quando as restrições de transmissão são consideradas.

Figura 28 - Composições para o norte - cenário de stress na oferta do sudeste/co

Fonte: Elaboração própria.

Devido às restrições de geração impostas, a região norte permanece com a mesma composição de fontes ao longo da fronteira eficiente, independente da medida de risco utilizada e da consideração das capacidades de transmissão.

Figura 29 - Composições para o nordeste:cenário de stress na oferta do sudeste/co

Fonte: Elaboração própria.

Na região nordeste há uma pequena diferença entre os modelos que consideram e não consideram as restrições de transmissão, sendo que nos que não a consideram há uma maior participação percentual da fonte eólica.

Figura 30 - Composições para o sudeste/co:cenário de stress na oferta do sudeste/co

Fonte: Elaboração própria.

Para o sudeste/co, ao descon siderar as restrições de transmissão uma maior quantidade de energia é importada, fazendo com que a quantidade de geração da região diminua. Ao considerar as restrições de transmissão, a capacidade de

importação da região fica limitada fazendo com que, para atendimento da demanda, a participação das térmicas cresça no modelo de minimização do desvio padrão, e com que a geração a partir de hidrelétricas novas aumente para o modelo de minimização do CVaR.

Figura 31 - Composições para o sul: cenário de stress na oferta do sudeste/co

Fonte: Elaboração própria.

A diferença mais visível entre os modelos para a região sul, é que quando se minimiza o desvio padrão há uma maior participação das fontes térmicas no modelo que considera as restrições de transmissão do que no modelo que não as considera.

A Tabela 24 apresenta as quantidades de energia transferidas entre as regiões para os pontos destacados nas figuras 25 e 26.

Tabela 24 - Transferências de eletricidade: cenário de stress na oferta do sudeste/co

Origem - Destino	Limite de intercâmbio (MWh/ano)	Solução de mínimo CVaR sem restrição de transmissão (MWh/ano)	Solução de mínimo CVaR com restrição de transmissão (MWh/ano)	Solução de mínimo desvio padrão sem restrição de transmissão (MWh/ano)	Solução de mínimo desvio padrão com restrição de transmissão (MWh/ano)
Norte - Nordeste	71.832.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Norte - Sudeste/CO	70.080.000,00	34.045.366,72	70.080.000,00	34.045.366,72	70.080.000,00
Norte - Sul	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nordeste - Norte	42.486.000,00	0,00	37.928.768,01	0,00	37.928.768,01
Nordeste - Sudeste/CO	60.759.360,00	158.199.647,76	60.759.360,00	142.836.433,94	60.759.360,00
Nordeste - Sul	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sudeste/CO - Norte	57.290.400,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sudeste/CO - Nordeste	56.940.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sudeste/CO - Sul	98.620.080,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sul - Norte	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sul - Nordeste	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sul - Sudeste/CO	78.112.920,00	52.052.656,61	52.052.656,61	57.421.653,64	78.112.920,00

Fonte: Elaboração própria.

O que observou-se nos resultados é que para as soluções com menor risco, ao reduzir a oferta de energia a partir das hidrelétricas, usinas nucleares e biomassa no sudeste/co, a região nordeste aumentou sua produção de energia eólica para exportar para o sudeste/co. Isso fez com que, ao não considerar as restrições de transmissão, o intercâmbio de eletricidade entre a região nordeste e sudeste/co fosse maior do que o limite máximo existente (Tabela 24).

Quando o modelo restringe as quantidades de intercâmbio entre regiões, então a transferência do nordeste para o sudeste/co atinge o limite máximo. Com isso, o nordeste passa a enviar energia para região norte para que o norte a envie para o sudeste/co, resultando que a quantidade de eletricidade transmitida entre o norte e sudeste/co também atingisse o limite máximo de intercâmbio. Esse processo ocorre independente da medida de risco ser o CVaR ou o desvio padrão.

Entre as soluções de mínimo risco, com relação à transmissão de eletricidade a principal diferença entre o CVaR e o desvio padrão é que, sob a ótica do desvio padrão, para complementar a oferta do sudeste/co, a transferência do sul para o sudeste/co atinge seu limite máximo devido à maior produção de energia a partir de

biomassa no sul para ser enviada ao sudeste/co. Com a impossibilidade de aumentar a importação de eletricidade, a região sudeste/co passa a produzir energia através de queima de gás (ver figura 30). Sob a ótica do CVaR, essa oferta é complementada a partir de energia gerada com hidrelétricas situadas no próprio sudeste/co.

A Tabela 25 apresenta as fontes que foram saturadas nas duas soluções destacadas.

Tabela 25 - Fontes saturadas: cenário de stress na oferta do sudeste/co

Solução de mínimo CVaR sem restrição de transmissão	Solução de mínimo CVaR com restrição de transmissão	Solução de mínimo desvio padrão sem restrição de transmissão	Solução de mínimo desvio padrão com restrição de transmissão
Eólica - Sudeste/CO	Eólica - Sudeste/CO	Eólica - Sudeste/CO	Eólica - Sudeste/CO
Eólica - Sul	Eólica - Sul	Eólica - Sul	Eólica - Sul
-	-	Carvão - Sudeste/CO	Carvão - Sudeste/CO
-	-	-	Biomassa - Sul

Fonte: Elaboração própria.

6 CONCLUSÕES

Apesar de apresentar um custo de geração médio baixo se comparado ao de outras fontes, as hidrelétricas novas tem sua participação diminuída na matriz quando há uma menor tolerância ao risco e maior aceitação para um custo médio mais alto. Isso se deve principalmente à grande variabilidade dos custos de construção de hidrelétricas causadas por problemas sociais, ambientais e pela dimensão dos projetos. Como consequência, o desvio padrão do custo dessa fonte é alto.

Conforme deseja-se a diminuição do risco, a fonte que ganha grande participação na matriz é a eólica, pois apresenta custo médio apenas um pouco superior ao das hidrelétricas e possui uma variabilidade muito menor. Ao exigir maior segurança nos custos, essa é a fonte que mais tem a participação aumentada, principalmente como substituição às novas hidrelétricas. Além disso, as Tabelas 16 e 20 mostram que para portfólios de mínimo risco ocorre saturação do potencial de instalação eólico nas regiões sudeste/co e sul, indicando que um bom caminho para seguir até 2024 é o aumento da exploração desse potencial.

De acordo com os resultados obtidos para o cenário de stress na demanda, nota-se que as restrições de transmissão influem na composição das fontes de geração. Embora o aumento de transferências de energia entre as regiões resulte em maiores perdas, quando feito de maneira adequada trás a vantagem de reduzir o risco associado ao custo da matriz. A aplicação dos modelos indica que, para políticas energéticas com alto grau de aversão ao risco, investimento no aumento da capacidade das linhas de transmissão é uma medida adequada.

O modelo com CVaR para um nível de confiança de 95% desfavorece a participação das fontes térmicas. Uma razão para isso é que os custos das fontes que não queimam combustível, dependendo apenas dos custos de investimento e de operação e manutenção foram simulados utilizando distribuição uniforme, o que determina um limite máximo para o pior cenário de custos para essas fontes. Já para os custos das fontes térmicas, além da simulação dos custos de investimento e de operação e manutenção, foram simulados custos de combustível a partir da hipótese de normalidade de sua distribuição, o que permite a ocorrência de cenários com valores de custos muito altos. Além disso, ao comparar o custo das fontes eólica e hidrelétrica com o das fontes óleo, gás, biomassa e carvão, observa-se que em um

suposto cenário onde ocorre o maior custo possível para as eólicas e hidrelétricas, ou seja, ocorre o máximo valor da distribuição uniforme do custo de operação e manutenção e o máximo valor da distribuição uniforme do custo de investimento para essas fontes, ainda assim obtém-se um valor para o custo de produção inferior ao do custo médio do custo de produção das usinas térmicas a óleo, gás, biomassa e carvão. Como consequência, sob a ótica do CVaR as únicas fontes térmicas selecionadas foram a nuclear e biomassa, por possuírem limites mínimos de geração tais como descritos na seção 4.1, sendo as demais térmicas excluídas da matriz de energia elétrica brasileira.

O desvio padrão, por sua vez, não considera o tipo de distribuição dos custos, mas apenas as covariâncias entre eles. Neste caso, para a solução de mínimo desvio padrão, fontes que apresentam custo médio muito alto, e até alta variabilidade são incluídas na matriz, desde que sua inclusão resulte em uma menor variância do custo (custos entre fontes não possuem correlação perfeita positiva). Como resultado, as fontes térmicas passam a fazer parte das soluções de mínimo risco, onde o custo médio da matriz é elevado. Isso explica a maior diversidade nas soluções obtidas com o modelo de minimização do desvio padrão em comparação com o CVaR. Outra característica observada no modelo de minimização do desvio padrão, apresentado na Tabela 21 (seção 5.3), é o aumento excessivo do custo esperado da matriz proveniente da inserção de térmicas, para obtenção de uma pequena redução do risco.

Apesar das diferenças entre as duas medidas, as soluções do modelo de minimização do desvio padrão que apresentaram os menores custos esperados coincidiram com as soluções eficientes do ponto de vista do CVaR. Sob a ótica do CVaR, todas as soluções eficientes apresentam custos esperados baixos, fazendo com que apenas as eólicas, hidrelétricas e as térmicas com limite mínimo de geração estipulado sejam inseridas na matriz. Da mesma forma, para as soluções do modelo de minimização do desvio padrão com menores custos esperados, apenas as fontes térmicas com limite mínimo de geração estipulado entram na composição da matriz, sendo o restante da energia necessária suprida através das hidrelétricas e eólicas.

Ao comparar a relação entre custo esperado e risco das soluções eficientes obtidas com a solução estimada a partir do PDEE 2024, observa-se uma grande distância. Isso ocorre porque na solução do PDEE 2024 existe grande participação

das fontes térmicas, com alto custo esperado e alto desvio padrão, principalmente devido à volatilidade nos preços de combustíveis. No entanto, dado que a maior parte dos custos das térmicas vêm do custo com combustível, uma melhor análise da eficiência da matriz exigiria a separação do *levelized cost of electricity* em custos fixos e variáveis e a elaboração de um modelo multi-período. Deste modo seria possível avaliar as vantagens de manter usinas térmicas em operação, com geração apenas quando necessário, seguindo as regras de despacho utilizadas pelo ONS. Além disso, os modelos não consideraram intermitência na geração de energia através das fontes renováveis e ignoraram a necessidade da presença de térmicas para obtenção de segurança na oferta. Futuros trabalhos poderão considerar essa questão.

Ao desconsiderar efeitos adversos para geração, tais como regimes hidrológicos ruins, más condições de colheita de biomassa e parada de operação da usina Angra II, as linhas de transmissão não foram identificadas como gargalo. Porém, em um cenário hipotético onde a região sudeste/co sofre com tais efeitos, ocorre congestionamento das linhas que levam energia da região norte para a região sudeste/co e da região nordeste para a região sudeste/co. Para o modelo que minimiza o desvio padrão, a linha que vai do sul para o sudeste/co também atinge seu limite máximo de transferência. Os resultados para o cenário de stress no sudeste/co mostraram que a participação de cada fonte varia entre os modelos que consideram os limites de restrição e os modelos que não os consideram, ressaltando a importância de considerá-los nos modelos de auxílio ao planejamento energético.

Os parâmetros utilizados neste trabalho são provenientes de estimativas de instituições de pesquisa do setor elétrico, trabalhos acadêmicos, especialistas no setor elétrico brasileiro e hipóteses estabelecidas pelo autor. Fica evidente então que existe um alto grau de incerteza nos mesmos. Uma forma de trabalhar com essas incertezas é a utilização de técnicas de otimização robusta tais como apresentadas nos trabalhos de Beyer e Sendhoff (2007), Bertsimas; Pachamanova e Sim (2004), Ben-Tal e Nemirovski (1999), Bertsimas; Brown e Caramanis (2011), Fabozzi; Huang e Zhou (2010) e Costa e Paiva (2002). Futuros trabalhos podem aplicar essas técnicas.

Outro possível caminho para a continuação deste trabalho é a aplicação de um modelo que leve em consideração a variação da demanda e a variação dos limites máximos de geração de cada fonte no decorrer do ano. Deste modo acredita-

se que os resultados indiquem uma maior influência das restrições de transmissão na participação das fontes de geração.

7 REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, Acesso e Uso dos Sistemas de Transmissão e de Distribuição. Brasília, 2005. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/caderno5capa.pdf>>. Acesso em: 24 ago. 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Banco de informações de geração - Capacidade de Geração do Brasil. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 24 ago. 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Banco de Informações de Geração - Energia Assegurada. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/energiaassegurada.asp>>. Acesso em: 24 ago. 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, Como é composta a tarifa. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa>>. Acesso em: 24 ago. 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica nº 162/2015-SGT/ANEEL, 19 de junho de 2015. **Estabelecimento das tarifas de uso do sistema de transmissão - TUST para o ciclo 2015 - 2016, Anexo I.** Brasília, 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/023/resultado/ntecnica_162_sic_11652015_-2015-sgt_tust-2015-2016-denis-andre-rky.pdf>. Acesso em: 24 ago. 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, Valores de perdas regulatórias estabelecidas para as distribuidoras. 2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/metodologia-distribuicao/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/perdas/654800?inheritRedirect=false>. Acesso em: 24 ago. 2016.

ARTZNER, Philippe et al. Coherent measures of risk. **Mathematical finance**, v. 9, n. 3, p. 203-228, 1999.

AWERBUCH, Shimon et al. **Efficient electricity generating portfolios for Europe: maximising energy security and climate change mitigation**. European Investment Bank, Economics Department, 2007.

AWERBUCH, Shimon; BERGER, Martin. Applying portfolio theory to EU electricity planning and policy making. In: **IAEA/EET Working Paper No. 03, EET**. 2003.

BAR-LEV, Dan; KATZ, Steven. A portfolio approach to fossil fuel procurement in the electric utility industry. **The Journal of Finance**, v. 31, n. 3, p. 933-947, 1976.

BEN-TAL, Aharon; NEMIROVSKI, Arkadi. Robust solutions of uncertain linear programs. **Operations research letters**, v. 25, n. 1, p. 1-13, 1999.

BERTSIMAS, Dimitris; BROWN, David B.; CARAMANIS, Constantine. Theory and applications of robust optimization. **SIAM review**, v. 53, n. 3, p. 464-501, 2011.

BERTSIMAS, Dimitris; PACHAMANOVA, Dessislava; SIM, Melvyn. Robust linear optimization under general norms. **Operations Research Letters**, v. 32, n. 6, p. 510-516, 2004.

BEYER, Hans-Georg; SENDHOFF, Bernhard. Robust optimization—a comprehensive survey. **Computer methods in applied mechanics and engineering**, v. 196, n. 33, p. 3190-3218, 2007.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, Ambiente livre e ambiente regulado. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 24 ago. 2016.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, Veja se sua empresa se enquadra. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 14 fev. 2017.

COSTA, O. L. V.; PAIVA, A. C. Robust portfolio selection using linear-matrix inequalities. **Journal of Economic Dynamics and Control**, v. 26, n. 6, p. 889-909, 2002.

CRESESB, CEPEL. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. 2001.

DA SILVA, Rodrigo Corrêa; DE MARCHI NETO, Ismael; SEIFERT, Stephan Silva. Electricity supply security and the future role of renewable energy sources in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 59, p. 328-341, 2016.

DE JONG, Pieter et al. Integrating large scale wind power into the electricity grid in the Northeast of Brazil. **Energy**, v. 100, p. 401-415, 2016.

DE JONG, Pieter; KIPERSTOK, Asher; TORRES, Ednildo A. Economic and environmental analysis of electricity generation technologies in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 52, p. 725-739, 2015.

DE OLIVEIRA, Francisco Alexandre et al. Portfolio optimization using Mixture Design of Experiments: Scheduling trades within electricity markets. **Energy Economics**, v. 33, n. 1, p. 24-32, 2011.

DELARUE, Erik et al. Applying portfolio theory to the electricity sector: Energy versus power. **Energy Economics**, v. 33, n. 1, p. 12-23, 2011.

DEPARTMENT OF ENERGY AND CLIMATE CHANGE, Electricity Generation Costs, Londres, 2012. Disponível em: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/65713/6883-electricity-generation-costs.pdf. Acesso em: 24 ago. 2016.

DOS SANTOS, Ricardo Luis Pereira et al. The importance of nuclear energy for the expansion of Brazil's electricity grid. **Energy policy**, v. 60, p. 284-289, 2013.

ELETROBRAS. Potencial hidrelétrico brasileiro em cada estágio por estado - Dezembro de 2015. Disponível em: <<https://www.eletrobras.com/elb/data/Pages/LUMIS21D128D3PTBRIE.htm>>. Acesso em: 24 ago. 2016.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, Estudos para a licitação da expansão da geração. 2015. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%A3o%20A-5%202015/EPE-DEE-RE-062-2015-r0.pdf>>. Acesso em: 24 ago. 2016.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, Caracterização do cenário econômico para os próximos 10 anos (2015 - 2024). 2015. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/DEA%2012-15%20NT%20Cenario%20economico%202015-2024vf.pdf>>. Acesso em: 07 out. 2016.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Plano Decenal de Expansão de Energia 2024. **Brasília - DF: Ministério de Minas e Energia—MME**, 2015.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Plano Decenal de Expansão de Energia 2020. **Brasília - DF: Ministério de Minas e Energia—MME**, 2011.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Plano Nacional de Energia 2030 - Geração Hidrelétrica. **Brasília - DF: Ministério de Minas e Energia—MME**, 2006.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, Anuário estatístico de energia elétrica 2015. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/Forms/Anurio.aspx>>. Acesso em: 10 out. 2016.

EXAME, Cotações Bovespa - Ações. Disponível em: <exame.abril.com.br/mercados/cotacoes-bovespa/acoes>. Acesso em: 01 jul. 2015.

FABOZZI, Frank J.; HUANG, Dashan; ZHOU, Guofu. Robust portfolios: contributions from operations research and finance. **Annals of Operations Research**, v. 176, n. 1, p. 191-220, 2010.

HECK, Nathaniel; SMITH, Courtney; HITTINGER, Eric. A Monte Carlo approach to integrating uncertainty into the levelized cost of electricity. **The Electricity Journal**, v. 29, n. 3, p. 21-30, 2016.

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS, Estudo internacional avalia causas da crise hídrica no Sudeste do Brasil. 2015. Disponível em: <http://www.inpe.br/noticias/noticia.php?Cod_Noticia=4035>. Acesso em: 14 fev. 2017.

JANSEN, Jaap C.; BEURSKENS, L.; VAN TILBURG, X. Application of portfolio analysis to the Dutch generating mix. **Energy research Center at the Netherlands (ECN) report C-05-100**, 2006.

KIENZLE, Florian; ANDERSSON, Göran. Efficient multi-energy generation portfolios for the future. In: **4th Annual Carnegie Mellon Conference on the Electricity Industry**. 2008.

KROKHMAL, Pavlo; PALMQUIST, Jonas; URYASEV, Stanislav. Portfolio optimization with conditional value-at-risk objective and constraints. **Journal of risk**, v. 4, p. 43-68, 2002.

KONNO, Hiroshi; YAMAZAKI, Hiroaki. Mean-absolute deviation portfolio optimization model and its applications to Tokyo stock market. **Management science**, v. 37, n. 5, p. 519-531, 1991.

LORCA, Álvaro; PRINA, José. Power portfolio optimization considering locational electricity prices and risk management. **Electric Power Systems Research**, v. 109, p. 80-89, 2014.

LOSEKANN, Luciano et al. Efficient power generating portfolio in Brazil: Conciliating cost, emissions and risk. **Energy policy**, v. 62, p. 301-314, 2013.

LUENBERGER, David G. Investment Science, 1998. **Oxford University press**.

MARKOWITZ, Harry. Portfolio selection. **The journal of finance**, v. 7, n. 1, p. 77-91, 1952.

MARTINS, Fernando Ramos; PEREIRA, Enio Bueno. Enhancing information for solar and wind energy technology deployment in Brazil. **Energy Policy**, v. 39, n. 7, p. 4378-4390, 2011.

MEISEN, Peter; HUBERT, Jordi. Renewable energy potential of Brazil. **Global Energy Network Institute (GENI)**, 2010.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, O Novo Modelo do Setor Elétrico. Disponível em: <http://ucel.eln.gov.br/gse_doc/cartilha.novo%20modelo.pdf>. Acesso em: 24 ago. 2016.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, Aneel assina contrato do segundo bipolo da transmissão de Belo Monte, com 2,5 mil km. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/aneel-assina-contrato-do-segundo-bipolo-da-transmissao-de-belo-monte-com-2-5-mil-km;jsessionId=F0B45393AE8C0C7F6C3AA8A6DEF64B8A.srv155>. Acesso em: 07 out. 2016.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, Acesso às instalações de transmissão: visão geral. 2010. Disponível em: <[http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/ABDD3EF01F90EC4F832577A500641855/\\$file/Subm%C3%B3dulo%203.1_Rev_1.1.pdf?openelement](http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/ABDD3EF01F90EC4F832577A500641855/$file/Subm%C3%B3dulo%203.1_Rev_1.1.pdf?openelement)>. Acesso em: 24 ago. 2016.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Institucional. Disponível em: <http://www.ons.org.br/institucional/o_que_e_o_ons.aspx>. Acesso em: 24 ago. 2016.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, Histórico da Operação - Geração de energia. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/historico/>>. Acesso em: 24 ago. 2016.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, O Operador Nacional do Sistema Elétrico e os Procedimentos de Rede: visão geral. 2009. Disponível em: <[http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/DFD86BE228A97DC0832576310044F04F/\\$file/Subm%C3%B3dulo%201.1_Rev_1.0.pdf?openelement](http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/DFD86BE228A97DC0832576310044F04F/$file/Subm%C3%B3dulo%201.1_Rev_1.0.pdf?openelement)>. Acesso em: 24 ago. 2016.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. O que é o Sistema Interligado Nacional. Disponível em: <http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx>. Acesso em: 24 ago. 2016.

PEREIRA, Marcio Giannini et al. The renewable energy market in Brazil: Current status and potential. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 6, p. 3786-3802, 2012.

ROCKAFELLAR, R. Tyrrell; URYASEV, Stanislav. Optimization of conditional value-at-risk. **Journal of risk**, v. 2, p. 21-42, 2000.

ROCKAFELLAR, R. Tyrrell; URYASEV, Stanislav. Conditional value-at-risk for general loss distributions. **Journal of banking & finance**, v. 26, n. 7, p. 1443-1471, 2002.

ROMBAUTS, Yannick; DELARUE, Erik; D'HAESELEER, William. Optimal portfolio-theory-based allocation of wind power: Taking into account cross-border transmission-capacity constraints. **Renewable energy**, v. 36, n. 9, p. 2374-2387, 2011.

ROQUES, Fabien; HIROUX, Céline; SAGUAN, Marcelo. Optimal wind power deployment in Europe—A portfolio approach. **Energy Policy**, v. 38, n. 7, p. 3245-3256, 2010.

SARYKALIN, Sergey; SERRAINO, Gaia; URYASEV, Stan. Value-at-risk vs. conditional value-at-risk in risk management and optimization. **Tutorials in Operations Research. INFORMS, Hanover, MD**, p. 270-294, 2008.

THE WORLD BANK. Gross Domestic Product Ranking Table. 22 jul. 2016. Disponível em: < <http://data.worldbank.org/data-catalog/GDP-ranking-table>>. Acesso em 24 ago. 2016.

TRACTEBEL ENERGIA, Estrutura Institucional do Setor Elétrico. Disponível em: <<http://www.tractebelenergia.com.br>>. Acesso em: 24 ago. 2016.

TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO, Solicitação de comissão da câmara dos deputados. Investigação dos aportes de recursos públicos na usina de Belo Monte. Disponível em: <<https://contas.tcu.gov.br/juris/Web/Juris/ConsultarTextual2/Jurisprudencia.faces?grupoPesquisa=JURISPRUDENCIA&textoPesquisa=PROC:1633920150>>. Acesso em: 08 nov. 2016.

URYASEV, Stanislav. Conditional value-at-risk: Optimization algorithms and applications. In: **Computational Intelligence for Financial Engineering, 2000.(CIFEr) Proceedings of the IEEE/IAFE/INFORMS 2000 Conference on. IEEE, 2000. p. 49-57.**

APÊNDICE A - Simulação de cenários

O Software utilizado para a simulação dos cenários foi o MATLAB R2015a. Os cenários simulados para o modelo com restrição de transmissão finita foram os mesmos utilizados para o modelo sem restrição de transmissão. Para isso, nos dois casos foi utilizada a mesma semente para geração dos números aleatórios.

O processo de simulação seguiu os passos apresentados a seguir:

1. Criar os parâmetros

2. Simular os custos de combustível, investimento, operação e manutenção e transmissão

3 Calcular, para cada fonte, o custo de geração e o custo total

APÊNDICE B - Processo de otimização

1. Minimização do CVaR

Foi utilizada a função de otimização 'linprog' do software MATLAB R2015a, com o algoritmo 'dual-simplex'. Essa função resolve o seguinte problema de programação linear:

$$\min f' * x$$

Sujeito à:

$$A * x \leq b$$

$$Aeq * x = beq$$

onde:

x = vetor de decisão (resposta da função linprog)

f = coeficientes da função objetivo (CVaR)

A = matriz com os coeficientes das restrições de desigualdades

b = vetor com os valores máximos das restrições de desigualdades

Aeq = matriz com os coeficientes das restrições de igualdade

beq = vetor com os valores das restrições de igualdade

- Inicialmente aplicou-se a função linprog sem levar em consideração a restrição de que o custo deveria ser menor ou igual a determinado parâmetro. Deste modo obteve-se o custo esperado ($C_{\max}$) para a solução de mínimo CVaR (solução de máximo custo da fronteira eficiente).

- Após encontrado esse valor, a função linprog foi aplicada considerando a restrição de que o custo esperado deveria ser inferior à um determinado parâmetro (inferior à $C_{\max}$). Esse parâmetro foi sendo diminuído até que o problema se tornasse inviável. Assim, encontrou-se o valor de mínimo custo esperado possível ($C_{\min}$) (maior CVaR da fronteira eficiente).

- Por fim, a função linprog foi aplicada para 1.000 parâmetros na restrição de custo esperado. Os parâmetros variaram linearmente entre os valores $C_{\max}$ e $C_{\min}$.

- Com as 1.000 soluções obtidas, todos os resultados apresentados neste trabalho, referentes ao modelo de minimização do CVaR, puderam ser extraídos.

2. Minimização do desvio padrão

Foi utilizada a função de otimização 'fmincon' do software MATLAB R2015a, com o algoritmo 'Sequential quadratic problem (sqp)'. Essa função busca iterativamente, a partir de um valor inicial

para o vetor de decisão, o valor das variáveis que minimize a função objetivo, no caso deste trabalho essa função é a variância, pois minimizar a variância é equivalente a minimizar o desvio padrão. Essa função resolve o seguinte problema:

$$\min fun$$

Sujeito à:

$$A * x \leq b$$

$$Aeq * x = beq$$

onde:

fun = função a ser minimizada (variância)

A = matriz com os coeficientes das restrições de desigualdades

b = vetor com os valores máximos das restrições de desigualdades

Aeq = matriz com os coeficientes das restrições de igualdade

beq = vetor com os valores das restrições de igualdade

- Os valores de custo máximo e mínimo eficientes foram encontrados de maneira análoga ao modelo que minimiza o CVaR.

- Com as 1.000 soluções obtidas, todos os resultados apresentados neste trabalho, referentes ao modelo de minimização do desvio padrão, puderam ser extraídos.