

CADERNOS DO IME – Série Estatística

Universidade do Estado do Rio de Janeiro - UERJ
ISSN impresso 1413-9022 / ISSN on-line 2317-4536 - v. 45, p. 34 - 52, 2018
DOI: 10.12957/cadest.2018.44400

ESTRATÉGIAS DOMINANTES DE CONTRATAÇÃO DE USINAS HIDROELÉTRICAS NO BRASIL CONSIDERANDO INCERTEZAS HIDROLÓGICAS

Albert C.G. Melo

Universidade do Estado do Rio de Janeiro e Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
albert.melo@ime.uerj.br e albert@cepel.br

Alexia F. Rodrigues

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
alexia@cepel.br

Fabio .R.S. Batista

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica e Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro
fabrsb@cepel.br

Luiz Guilerme B. Marzano

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
marzano@cepel.br

Maria Elvira P. Maceira

Universidade do Estado do Rio de Janeiro e Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
melvira@ime.uerj.br e elvira@cepel.br

Resumo

Propõe-se uma metodologia baseada em simulação estocástica e diferentes medidas de risco, para definir estratégias de comercialização de projetos hidroelétricos, identificando aquelas dominantes em termos de risco e retorno. Considera-se como risco não sistemático o risco hidrológico, e são utilizadas as medidas de risco VaR, CVaR e Índice de Sharpe. Apresentam-se estudos de caso com configurações reais do sistema interligado brasileiro, levando-se em conta a possibilidade de contratação no ambiente regulado, através dos leilões públicos de compra de energia, e no ambiente livre, com a contratação no mercado spot. Os resultados apontam que níveis de contratação no mercado regulado em torno de 80% da garantia física representam as estratégias dominantes. para todas as medidas de risco utilizadas.

Palavras-chave: *Projetos hidroelétricos; Risco hidrológico; Análise de investimento; Análise de risco; Estratégias de comercialização de energia elétrica.*

1. Introdução

A busca por eficiência na comercialização e produção de energia motivou muitos países a reestruturar seus setores de energia elétrica nas últimas décadas (LIN & MAGNAGO, 2017). Embora a configuração do mercado seja diferente de país para país, algumas semelhanças, como a introdução da concorrência em diferentes segmentos (geração, transmissão, distribuição e comercialização), são sempre observadas (MAURER & BARROSO, 2011).

Como consequência, o setor de energia, tornou-se um negócio mais atrativo para os investidores privados, tornando ainda mais relevante a adequada avaliação dos riscos e competitividade do projeto do ponto de vista econômico-financeiro. Neste contexto, levando em consideração os marcos regulatórios existentes, diversas estratégias de contratação podem ser consideradas (CONEJO *et al.*, 2010, WU *et al.*, 2000).

Os investidores devem considerar dois tipos de risco: os riscos sistemáticos e os riscos não sistemáticos (BREALEY & MYERS, 1998). Os riscos sistemáticos são aqueles que impactam a economia como um todo, e, conseqüentemente, a viabilidade de investimentos ligados a diversas indústrias. O aumento das taxas de juros, questões geopolíticas, crises internacionais, entre outras, são exemplos dessa fonte de risco.

Por outro lado, os riscos não sistemáticos são aqueles específicos de um determinado projeto, tecnologia ou atividade. Por exemplo, considerando as tecnologias de geração de energia elétrica, a variabilidade das vazões afluentes aos reservatórios (risco hidrológico) pode ser considerada a principal fonte de risco não sistemático para usinas hidrelétricas (UHEs). Para projetos térmicos, a disponibilidade e o preço do combustível. Para usinas eólicas e solares, a principal fonte de risco é a intermitência da velocidade do vento e da radiação solar, respectivamente. Tais riscos têm um impacto direto na produção de energia elétrica pelas usinas, o que pode levá-los, por exemplo, a possíveis exposições contratuais ao longo do tempo.

Segundo a Agência Internacional de Energia, a participação das tecnologias de geração na matriz mundial de eletricidade em 2015 é (IEA, 2016): 66% de combustível fóssil (39% carvão, 23% gás, 4% petróleo), 11% nuclear e 23% renovável. (16% hidroelétrica, 2% biomassa, 3,3% eólica, 1% solar). Apesar do predomínio mundial de combustíveis fósseis, os sistemas de geração de energia em alguns países apresentam uma alta participação de fontes de energia renováveis. Por exemplo, no Brasil as fontes

renováveis correspondem a mais de 80% da oferta interna de energia elétrica, onde a principal fonte é a energia hidroelétrica (68,1%), seguida pela biomassa (5,7%) e energia eólica (5,4%).

A energia hidroelétrica é uma tecnologia de energia renovável madura e competitiva, utilizada em cerca de 160 países, respondendo por 16% da eletricidade mundial. O potencial de energia hidroelétrica está estimado em cerca de 15.000 TWh / ano, equivalente a uma capacidade global de 3.750 GW, dos quais 75% ainda não foram realizados. A porcentagem do potencial não instalado é mais alta na África (92%), seguida pela Ásia (80%), Austrália / Oceania (80%) e América Latina (74%). Além da eletricidade, a energia hidroelétrica fornece muitos serviços não energéticos, como controle de enchentes, abastecimento de água e irrigação, especialmente no contexto de crescentes necessidades de água potável e adaptação às mudanças climáticas. Prevê-se que a geração de energia hidroelétrica dobrará até 2050 e atingirá 2.000 GW e 7.000 TWh (MELO *et al.*, 2014). Nas economias emergentes e nos países em desenvolvimento, grandes e pequenos projetos hidroelétricos podem melhorar o acesso a serviços modernos de energia e aliviar a pobreza, além de promover o desenvolvimento social e econômico, especialmente para as comunidades locais; nas regiões mais desenvolvidas, a energia hidroelétrica será usada para suprimento da carga de ponta, ajudando a equilibrar o mercado em função do crescimento das energias renováveis intermitentes, como energia eólica e solar fotovoltaica (MELO *et al.*, 2014).

Este trabalho apresenta uma metodologia, baseada em simulação estocástica e múltiplas medidas de risco, que permite, de forma robusta, avaliar diferentes estratégias de contratação visando identificar as estratégias dominantes em termos de risco e retorno para projetos de geração de energia. Diversas medidas de risco serão consideradas, incluindo o *Value at Risk* - VaR (JORION, 1999), o *Conditional Value at Risk* - CVaR (ROCKAFELLAR & URYASEV, 2002), o Desvio Padrão e o Índice de Sharpe (LUENBERGER, 1998). Essa metodologia está consolidada em *software* de análise de risco de investimentos, denominado modelo ANAFIN, que permite a avaliação de projetos de geração hidroelétrica, térmica, biomassa, eólica e solar, e pode ser aplicado em vários desenhos de mercado de energia elétrica. O modelo ANAFIN (BATISTA *et al.*, 2016), desenvolvido pelo CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, é

utilizado por diversos agentes para subsidiar decisões de investimentos em instalações de geração e transmissão de energia elétrica.

A abordagem metodológica e as medidas de risco associadas são aplicadas para identificar as estratégias dominantes para os investimentos em energia hidroelétrica no âmbito das regras de comercialização vigentes no Brasil. Neste sentido, consideramos que a incerteza das condições hidrológicas é a principal fonte de risco não sistemático embutido neste tipo de projeto. Tal risco influencia no nível de energia gerada pela usina e no preço da energia no mercado de curto prazo (mercado *spot*), impactando diretamente na decisão do montante de energia que deve ser contratada através de contratos de compra de energia – *Power Purchase Agreements* (PPAs) - em leilões de longo prazo e do montante que deve ser comercializado no mercado *spot*.

2. Identificação de Estratégias Dominantes de Contratação de Projetos Hidroelétricos considerando Incertezas

Esta seção descreve a metodologia proposta e implementada no modelo ANAFIN para a avaliação do risco de investimentos de projetos hidroelétricos, considerando diferentes estratégias de contratação e identificando as estratégias dominantes.

2.1 Abordagem Metodológica Geral

A metodologia utilizada pelo modelo ANAFIN considera o fluxo de caixa descontado do projeto e determina indicadores de viabilidade do projeto como o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR), entre outros. De acordo com essa metodologia, o valor do projeto é dado pela equação:

$$NPV = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t} \quad (1)$$

onde I_0 representa o investimento inicial do projeto, CF_t representa o fluxo de caixa do projeto em um determinado instante de tempo t , i representa o custo de capital ou custo de oportunidade, i.e., a remuneração mínima aceitável pelo investidor, e n representa o período de estudo do projeto.

O projeto é considerado atrativo, do ponto de vista econômico, quando o VPL é positivo, garantindo ao investidor uma rentabilidade superior ao custo de oportunidade do seu capital, e adicionando valor ao seu patrimônio.

Através da análise de risco do modelo ANAFIN é possível projetar diversos cenários de fluxo de caixa de acordo com diferentes cenários de condições hidrológicas,

os quais influenciam no nível da energia gerada pela usina e no preço *spot* da energia no mercado de custo prazo. Conforme mencionado anteriormente, para a comercialização de energia elétrica de UHEs, considera-se que o risco hidrológico é a principal fonte de risco não sistemático embutido neste tipo de projeto. Tal risco está relacionado à incerteza das afluições futuras aos reservatórios e tem impacto direto sobre a capacidade de geração de eletricidade da usina. Apesar de não ter sido considerado neste artigo, outras fontes de risco não sistemático poderiam ser avaliadas por este modelo, por exemplo, as incertezas sobre os custos de capital, entre outros.

Neste contexto, a análise de risco realizada pelo modelo ANAFIN pode ser resumida da seguinte forma:

(i) um conjunto de cenários de despacho e de preços *spot* associados devem ser obtidos para a UHE em estudo; assume-se que, se a UHE não for capaz de cumprir integralmente seu contrato, terá que comprar a diferença no mercado de custo prazo;

(ii) conseqüentemente, diversos cenários de receita / despesa são produzidos;

(iii) desta forma, uma amostra de cenários de fluxo de caixa é determinada;

(iv) assim, o VPL, a TIR e outros indicadores são calculados para cada cenário de fluxo de caixa;

(v) também, os valores esperados do VPL, da TIR e de outros indicadores, bem como suas distribuições de probabilidade empíricas, são computados;

(vi) finalmente, medidas de risco (apresentadas a seguir) são calculadas e comparadas com o retorno esperado do projeto (e.g., a taxa interna de retorno - TIR).

Para calcular a estratégia dominante, é necessário repetir este procedimento parametrizando o nível de contratação, e.g., de 100% a 50% da capacidade instalada.

2.2 Medidas de Risco Utilizadas

O conceito de risco está relacionado ao grau de incerteza sobre a lucratividade de um determinado ativo ou de uma determinada oportunidade de investimento. Podem ser utilizadas diferentes medidas para quantificar o nível de risco a que um investidor está exposto e, de acordo com as suas características, diferentes medidas de risco podem levar a diferentes conclusões (BREALEY & MYERS, 1998).

Além do bastante utilizado *desvio padrão*, três outras medidas de risco foram implementadas e avaliadas com relação a sua robustez na análise de diferentes estratégias

de contratação, para projetos de geração hidroelétrica, visando identificar as estratégias dominantes em termos de risco e retorno.

2.2.1 Value at Risk (VaR)

O *Valor a um dado Risco* (VaR) tenta resumir em um único número a perda máxima dentro de um período, com algum grau de confiança estatística (JORION, 1999). O cálculo do VaR depende do conhecimento da distribuição de probabilidade dos retornos (R), pois representa um percentil associado a um a valores extremos dessa distribuição. Por exemplo, um $VaR_{95\%}(R)$ representa o valor de corte em uma distribuição de probabilidade para a qual existe uma probabilidade de 5% de se obter valores observados inferiores a este limiar. Entre outros, os indicadores usualmente utilizados para valoração do retorno do investimento são a TIR) e o VPL.

2.2.2 Conditional Value at Risk (CVaR)

O *Valor Condicional a um dado Risco* (CVaR) é uma medida que indica a perda média que excede o VaR, ou seja, quantifica, em média, o tamanho da perda a que o investidor está sujeito, fornecendo as informações sobre a cauda da distribuição do retorno R (JORION, 1999):

$$CVaR_{95\%}(R) = E[R / R \leq VaR_{95\%}(R)] \quad (2)$$

2.2.3 Índice de Sharpe (S)

O Índice de Sharpe (S) mede o excesso de retorno por unidade de risco (neste caso realizado pelo desvio padrão), sempre relacionado ao retorno do ativo livre de risco (LUENBERGER, 1998). Apesar de estar-se considerando neste trabalho o Índice de Sharpe como uma medida de risco, ela é de fato uma medida de desempenho. Matematicamente, pode ser expresso por:

$$S(x) = \frac{r_x - R_f}{\sigma(x)} \quad (3)$$

onde r_x é a taxa média de retorno do ativo x , R_f é a taxa de retorno do ativo livre de risco, e $\sigma(x)$ é o desvio padrão da distribuição de probabilidade r_x .

Neste trabalho, a taxa de 2.5% foi utilizada como taxa de retorno do ativo livre de risco.

3. Marco Regulatório e Aspectos da Comercialização de Energia Elétrica no Brasil

O sistema brasileiro de geração de energia elétrica é um sistema formado na maior parte por usinas hidroelétricas, caracterizadas por grandes reservatórios com capacidade de regularização plurianual, dispostos em cascatas ao longo de várias bacias hidrográficas. Por esses motivos, a coordenação do despacho das usinas hidroelétricas, térmicas e novas renováveis abrange desde a otimização de longo prazo dos reservatórios plurianuais até o despacho de curto prazo horário.

Desta forma, a operação do sistema interligado brasileiro baseia-se em um esquema centralizado de otimização, programação e despacho do sistema, realizado pelo Operador Nacional do Sistema do Sistema Elétrico (ONS), que também fornecem os preços *spot* (PLDs), calculados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Como consequência, a tomada de decisão relacionada à expansão e planejamento operacional do sistema de energia elétrica é baseada em modelos matemáticos. Para tal, uma cadeia de modelos computacionais vem sendo desenvolvida e mantida no estado-da-arte pelo CEPEL, utilizada também por órgãos governamentais, como o Ministério de Minas e Energia (MME), a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), além de concessionárias de energia elétrica e outros agentes (MACEIRA *et al.*, 2002).

Em relação ao planejamento da operação de longo prazo do sistema interligado brasileiro, o modelo NEWAVE (MACEIRA *et al.*, 2018a) calcula, para cada mês do período de planejamento, o despacho ótimo dos recursos hidroelétricos e térmicos, considerando as fontes intermitentes, além dos valores de intercâmbio de energia entre os subsistemas, minimizando o custo total da operação, e levando em conta mecanismos de aversão ao risco. Os diversos reservatórios são agregados em reservatórios equivalentes de energia para cada subsistema considerado. A solução é obtida com base em um algoritmo de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE). Neste algoritmo, a energia armazenada e a tendência hidrológica representam um estado, e um esquema de simulação de Monte Carlo é usado para construir interativamente funções de custo futuro multivariadas para o sistema. Uma vez que a estratégia de operação é calculada, uma simulação da operação do sistema é realizada considerando 2.000 cenários sintéticos de energias afluentes aos reservatórios, ou considerando sequências registros históricos,

fornecendo assim várias estatísticas de desempenho do sistema (MACEIRA, MELO & ZIMMERMANN, 2016).

Levando em conta o principal objetivo deste trabalho é determinar as estratégias ótimas de contratação considerando o risco hidrológico embutido nos projetos hidroelétricos, o modelo NEWAVE será utilizado no estudo de caso. Além de calcular os despachos mensais de geração, o modelo também fornece cenários de preço *spot* para horizontes de até 35 anos, que estão em conformidade com a vida útil de projetos de UHEs. As restrições de transmissão são consideradas entre os subsistemas, impactando tanto o preço *spot* quanto as quantidades de geração hidroelétrica.

3.1 Aspectos de Comercialização

No final dos anos 90, o governo brasileiro promoveu uma reestruturação do setor de energia elétrica. Dentre outras razões, a motivação se deu pela falta de capacidade do governo de prover financiamentos para a expansão do sistema elétrico nacional. Desta forma, o governo tentou incentivar investimentos privados para o setor. No entanto, os investimentos não ocorreram de forma adequada, o que levou o Brasil ao racionamento de energia em 2001/2002. Como consequência, um novo marco regulatório foi estabelecido em 2004 com o objetivo de proporcionar segurança de fornecimento, incentivar a expansão da geração, diversificar matriz energética e atender à demanda do consumidor ao menor custo.

Um marco no atual arcabouço de políticas e marco regulatório da energia elétrica no Brasil é a competição pelo mercado de longo prazo. Nesse contexto, foram estabelecidos dois ambientes para a comercialização de energia elétrica: um ambiente de contratação regulado (ACR) e um ambiente de contratação livre (ACL). No ACL, a oferta e a demanda estão livres para negociar os termos do contrato, como o preço da energia e outras características. Por outro lado, no ACR, os geradores devem participar de leilões públicos para garantirem os contratos de compra de energia de longo prazo (CCEAR) com os consumidores regulados (cativos) por meio das concessionárias de distribuição de energia elétrica (distribuidoras).

Os leilões de energia instituídos pelo governo são um mecanismo de aquisição de energia para consumidores cativos. O vencedor do leilão é aquele que oferece o menor preço por kWh, limitado a um preço teto. Como contrapartida, todas as distribuidoras têm a obrigação de entrar em contratos de longo prazo (15 a 35 anos de duração) com cada

vencedor do leilão na proporção de suas previsões de carga declaradas. Assim, os geradores vencedores dos leilões podem oferecer um fluxo de caixa futuro como garantia para obter financiamentos de bancos para desenvolver os seus projetos, incluindo o Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES). Este esquema de leilão pode ocorrer em momentos diferentes: 3 a 7 anos à frente para energia nova e 1 ano à frente para energia existente.

Em relação à negociação de energia no ACR, existem dois tipos de CCEAR que coexistem: CCEAR de quantidade de energia elétrica (QEE) e de disponibilidade de energia elétrica (DEE). A principal diferença entre eles diz respeito à alocação do risco. No primeiro caso, todos os riscos são alocados para o gerador, enquanto no segundo caso, os riscos são alocados aos consumidores. Desde 2003, as usinas hidroelétricas desenvolvidas no Brasil são contratadas através de contratos de quantidade.

Uma vez que a operação do sistema interligado brasileiro é baseada em um esquema de despacho centralizado, o gerador não tem o controle sobre sua própria geração, dificultando a prática de estratégias de hedge individuais contra o risco hidrológico. Com o intuito de mitigar o risco de exposição financeira inerente ao sistema hidrotérmico que opera no esquema *tight pool*, foi estabelecido no sistema brasileiro o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Através deste mecanismo de compartilhamento de risco, a soma da geração mensal de todas as usinas hidrelétricas é dividida proporcionalmente à sua garantia física (ou seja, quantidade de energia que pode ser comercializada pelo gerador nos contratos de longo prazo sem violar o critério probabilístico de adequação do suprimento de energia) (MACEIRA *et al.*, 2018b). Desta forma, as plantas que geraram menos devido à otimização da operação do sistema receberão "direitos de eletricidade" daqueles que geraram mais do que sua garantia física. Em resumo, as regras do MRE podem ser descritas da seguinte forma (BATISTA *et al.*, 2016):

(1) Para cada subsistema, o excedente/deficit de geração é determinado comparando a produção total de hidroeletricidade com a garantia física total;

(2) Em cada subsistema com excedente de geração, as UHEs deficitárias receberão "direitos de eletricidade" das UHEs com superávit de geração. Depois disso, o excedente remanescente do subsistema será alocado para compensar deficits em outros subsistemas;

(3) Se a geração hidroelétrica total do sistema for maior do que a garantia física total, a diferença é alocada entre todas as UHEs do sistema, de forma proporcional à sua garantia física individual.

Observe que, de acordo com esse esquema, a garantia física de uma UHE pode ser alocada em um subsistema diferente daquele em que a UHE está localizada. Nesse caso, se os preços *spot* forem diferentes em cada subsistema, podem ser observadas exposições financeiras, as quais podem ser significativas em períodos de elevadas diferenças de preço *spot*. Além disso, para um dado período, se a geração hidroelétrica total do sistema for menor do que a garantia física total, todos os geradores hidroelétricos podem estar expostos ao preço *spot*, dependendo de seus níveis de contratação de energia.

Estes aspectos são considerados no modelo ANAFIN no cálculo dos fluxos de caixa descontados (BATISTA *et al.*, 2016).

4. Adaptação da Metodologia Geral para Identificar Estratégias de Contratação Dominantes no Caso do Sistema Brasileiro

A metodologia descrita na Seção 2, e implementada no modelo ANAFIN, é bastante flexível para ser usada em vários mercados de eletricidade onde as incertezas hidrológicas são relevantes. No entanto, para ser eficaz, deve ser adaptada às características particulares do sistema em análise, conforme descrito nesta seção para o caso brasileiro.

A metodologia geral descrita na Seção 2.1 e implementada no modelo ANAFIN permanece basicamente a mesma. Os cenários de despacho de geração e de preços *spot* na etapa (i) são obtidos a partir do modelo NEWAVE, simulando o desempenho do sistema através de 2.000 cenários sintéticos multivariados de energias afluentes; como consequência, os passos (ii) a (v) compreendem um tamanho de amostra igual a 2.000 valores.

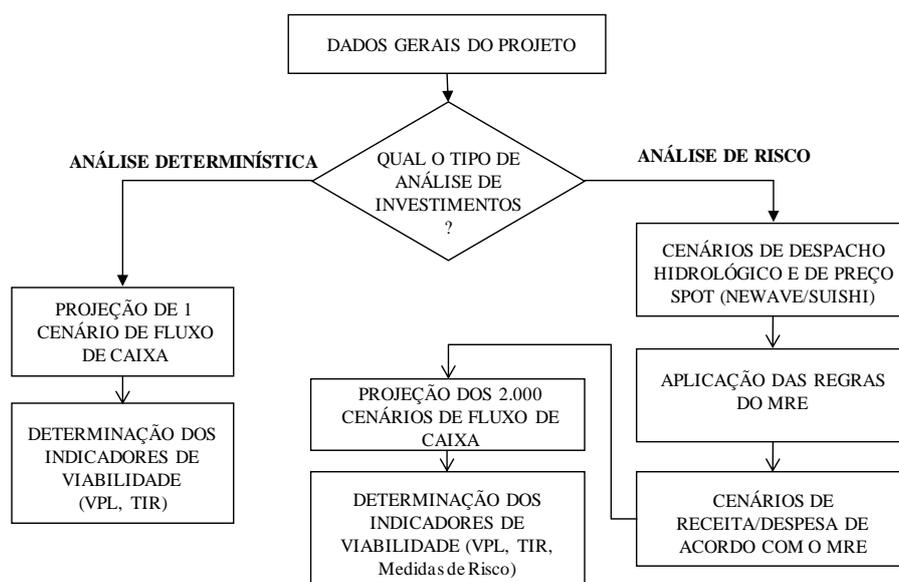
A principal mudança é a introdução de uma nova etapa, entre as etapas anteriores (i) e (ii) para permitir a aplicação das regras do MRE à UHE em análise, o que leva à obtenção de vários cenários de receita/despesa que consideram todos os fatores de risco mencionados anteriormente.

A Figura 1 apresenta a representação esquemática da abordagem proposta e implementada no modelo ANAFIN para realizar análises de risco para usinas hidrelétricas considerando as regras comerciais e de despacho brasileiras.

5. Aplicação da Metodologia Proposta

A metodologia proposta é aplicada para a análise de um projeto de uma usina hidroelétrica com 1.000 MW de capacidade instalada e com garantia física igual a 550 MW médios. Assume-se também que sua produção será negociada no mercado regulado brasileiro por meio de contratos de quantidade de energia (CCEAR por quantidade).

Figura 1 – Representação Esquemática da Metodologia Proposta



Fonte: Autores

O investimento (CAPEX) é de US\$1.202/kW. Este valor está em linha com os investimentos regulares em usinas hidroelétricas no Brasil. A produção de eletricidade será comercializada a US\$38/MWh, o que também está de acordo com os valores praticados no mercado brasileiro.

As premissas de financiamento baseiam-se nas condições estabelecidas pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDES) para o desenvolvimento de novas usinas geradoras de energia renovável no Brasil. A Tabela 1 descreve outras premissas.

Tabela 1 – Premissas do Estudo de Caso

Descrição	Valor	Descrição	Valor
Período de Construção (meses)	36	Perdas na Transmissão (%)	3.00
Início da Operação	jan/14	Taxa de Depreciação (%a.a.)	3.40
Período de Fornecimento (anos)	30	O&M Variável (US\$/Wh)	2.05
Equity/Debt (%)	70	O&M Fixo (MMU\$)	0.82
Custo do Capital Próprio (% a.a.)	8.44	Seguro (% Investimento)	0.48
Taxa de Juros (%a.a)	3.80	TUST (US\$/kWmês)	0.64
Período de Amortização (ano)	20	Fiscalização da ANEEL (%)	0.50
Período de Carência	jan/13	P&D (%ROL)	1.00
Sistema de Amortização	SAC	CFURH (%)	6.75

Fonte: Autores

Para realizar a análise de investimento das UHEs, utilizou-se o modelo ANAFIN. Para determinar as estratégias dominantes, consideramos que a UHE está 100% contratada no ACR e a parametrização consiste em reduzir esse percentual de contratação até 60%, variando em intervalos de 2%.

Uma amostra de 2.000 séries de despacho de geração e de preços *spot* por subsistema foi obtida a partir do modelo NEWAVE em dois estudos de caso derivados de configurações reais do sistema interligado brasileiro.

5.1 Aspectos de Comercialização

A configuração do caso base foi derivada do Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE (MME & EPE, 2014), o qual foi ampliado para obter um período de estudo alinhado tanto à duração dos contratos de longo prazo no Brasil quanto à vida útil do projeto, i.e., 30 anos.

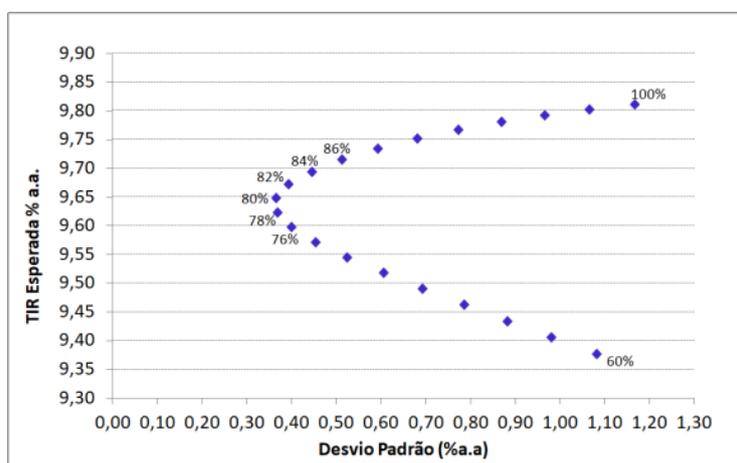
Os resultados apresentados nesta seção estão relacionados ao retorno esperado do projeto associado a cada uma das quatro medidas de risco descritas na Seção 2.

Considerando o desvio padrão como medida de risco, é possível determinar dois grupos de estratégias: as estratégias dominantes e as estratégias dominadas. O conjunto de estratégias dominantes define o que é comumente chamado de fronteira eficiente (ROSS, WESTERFIELD & JAFFE, 2005). Neste caso, inclui níveis de contratação entre 80% e 100% da garantia física da UHE, o que significa que são as alternativas com maiores retornos esperados para um dado nível de risco. A estratégia de contratação de 80% representa a situação com o menor nível de risco, mas também com o menor retorno esperado. Os níveis de contratação abaixo de 80% não são ideais e abrangem as estratégias dominadas. Os resultados são apresentados na Figura 2.

Considerando o VaR, o CVaR e o Índice de Sharpe como medidas de risco (Figuras 3 e 4), as conclusões são exatamente as mesmas. A única diferença é que quando o VaR e o CVaR são utilizados, a fronteira eficiente inicia, respectivamente, em 78% ou 76% de nível de contratação, ao invés de 80%.

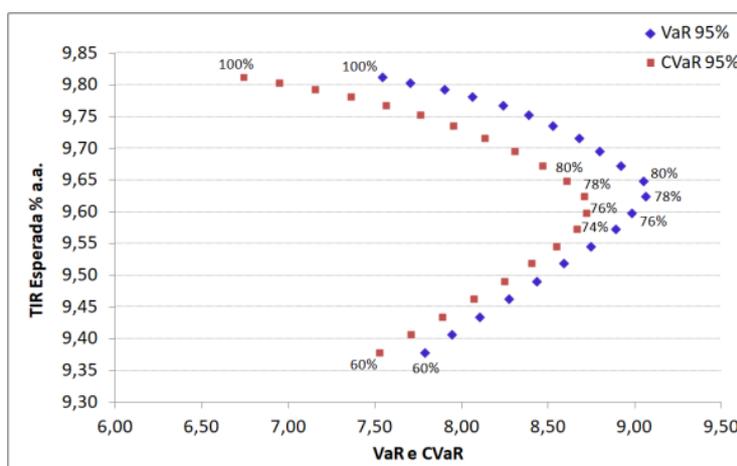
Os resultados obtidos até o momento parecem ser robustos, pois independentemente da medida de risco utilizada, apontam que os níveis de contratação acima de 80% da garantia física da UHE são os dominantes.

Figura 2 – Estratégias Dominantes: Desvio Padrão como Medida de Risco



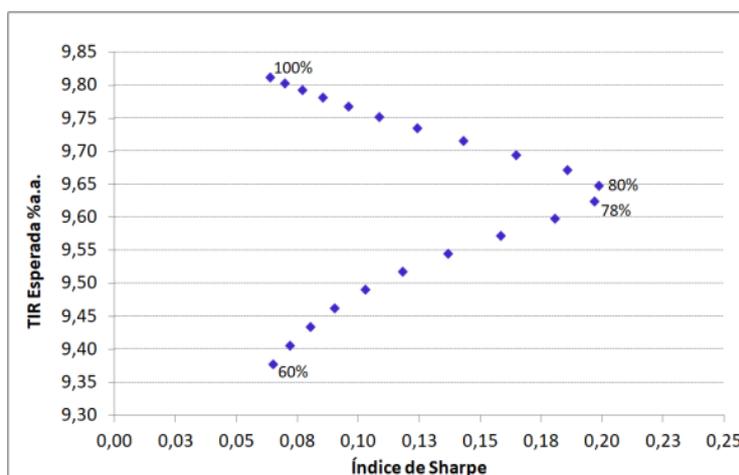
Fonte: Autores

Figura 3 – Estratégias Dominantes: VaR e CVaR como Medida de Risco



Fonte: Autores

Figura 4 – Estratégias Dominantes: Índice de Sharpe como Medida de Risco



Fonte: Autores

5.2 Análise de Sensibilidade

A fim de verificar a sensibilidade dos resultados em relação aos cenários de despacho de geração e de preço spot, a análise de investimento foi novamente efetuada, utilizando desta vez uma configuração do Programa Mensal de Operação Energética (PMO). O PMO é realizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para definir o despacho de geração e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para definir os preços *spot* (PLD).

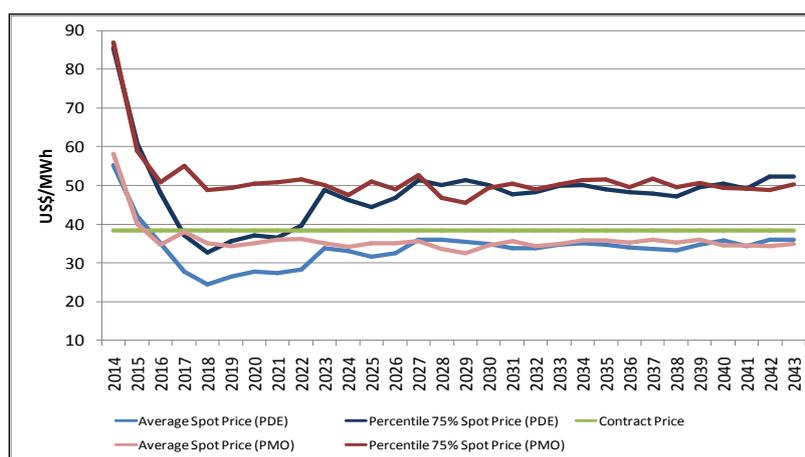
A Figura 5 apresenta uma comparação dos cenários de preços *spot* (média e quartil 75%) obtidos nas configurações baseadas no planejamento de expansão (PDE) e no planejamento da operação (PMO). A partir de 2023, as estatísticas de preços *spot* são aproximadamente as mesmas. No entanto, nos primeiros anos, pode-se observar que os preços *spot* calculados a partir da configuração do PMO são maiores do que aqueles obtidos a partir da configuração do PDE, sendo que em alguns meses essas diferenças podem ser significativas. Além disso, há períodos nos anos iniciais em que o quartil de 75% do PMO é maior do que o preço de contratação.

A razão para isso se deve ao fato de que, no procedimento do planejamento mensal da operação (PMO), as 2.000 séries sintéticas multivariadas de energias afluentes no modelo NEWAVE são produzidas de acordo com a tendência recente. E no período de 2013 a 2015, as afluições observadas aos reservatórios hidroelétricos das principais regiões do Brasil foram muito baixas, caracterizando um período seco. Por exemplo, considerando todo o histórico de valores observados, fevereiro de 2014 e janeiro de 2015,

apresentaram os piores valores para esses meses desde 1931, quando começaram a ser registrados, considerando em conjunto os subsistemas Sudeste, Nordeste e Sul, os quais representam quase 93%. Da capacidade de armazenamento do país. Uma vez que o ano inicial do estudo é 2014, os preços *spot* obtidos no caso do PMO estão condicionados a esta situação hidrológica crítica e, portanto, tendem a ser maiores nos primeiros anos (MACEIRA *et al.*, 2002).

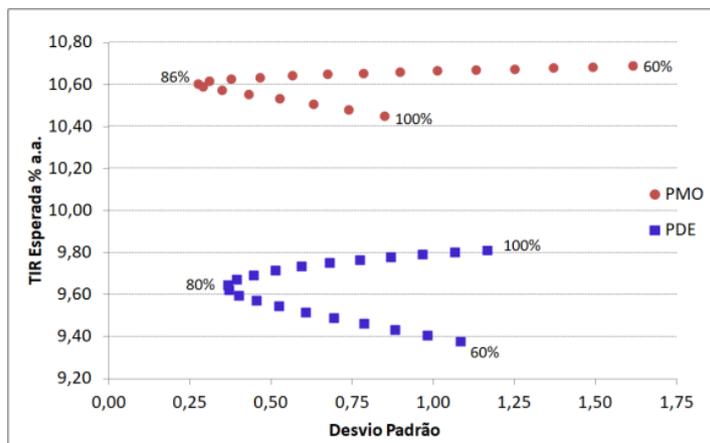
As Figuras 6 e 7 trazem os resultados considerando o Desvio Padrão e o CVaR95% como medidas de risco para os casos de PDE e PMO. Uma vez que os cenários de preço *spot* obtidos no PMO são superiores aos obtidos no PDE, espera-se que níveis mais baixos de contratação tragam retornos esperados maiores, uma vez que grande parte da geração da UHE está sendo negociada no mercado *spot*. Portanto, ao comparar os resultados, verifica-se que as estratégias dominantes mudaram no caso do PMO, sendo mais interessante para o investidor estar contratado no ACR em níveis mais baixos. Por outro lado, a variação nos retornos esperados, mensurados pela TIR, no caso do PMO são menores do que no caso do PDE. Além disso, independentemente da análise, a estratégia de menor risco entre as estratégias dominantes mostra pouca variação em torno do percentual de contratação de 80%.

Figura 5 – Comparação dos Cenários de Preço Spot PMO x PDE



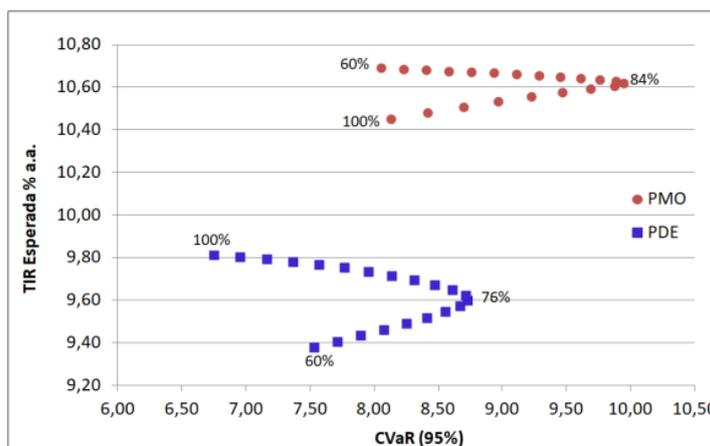
Fonte: Autores

Figura 6 – Comparação de Estratégias Dominantes Considerando Diferentes Cenários de Preços à Vista e o Desvio Padrão como Medida de Risco



Fonte: Autores

Figura 7 – Comparação das Estratégias Dominantes Considerando Diferentes Cenários de Preços à Vista e o CVaR95% como Medida de Risco



Fonte: Autores

Na opinião dos autores, a definição de uma estratégia de contratação no sistema de comercialização brasileiro deve ser baseada em uma análise de longo prazo, levando em conta configurações derivadas de planos de expansão de longo prazo. O procedimento para elaboração desses planos de expansão não considera em sua elaboração a tendência recente nas vazões afluentes aos reservatórios. Por outro lado, a consideração de tendências hidrológicas recentes, por exemplo, utilizando configurações do planejamento da operação, é importante para refinar os níveis de contratação dominantes obtidos em termos de risco e retorno.

6. Conclusões

Este artigo apresentou uma abordagem baseada em simulação estocástica e em múltiplas medidas de risco para avaliar diferentes estratégias de contratação e identificar as estratégias dominantes para projetos hidroelétricos, em termos de risco e retorno, levando em consideração um risco não sistemático relevante embutido neste tipo de projeto, i.e., o risco hidrológico. Diferentes medidas de risco foram consideradas, incluindo Desvio Padrão, *Value at Risk* - VaR, *Conditional Value at Risk* - CVaR e Índice de Sharpe.

A abordagem descrita foi aplicada em estudos de casos derivados de configurações reais do sistema elétrico brasileiro, o qual é interligado e de grande porte, relacionados aos estudos do plano decenal de expansão da energia e do programa mensal da operação. O objetivo foi identificar as estratégias dominantes na determinação de qual montante de energia de um projeto UHE deveria estar contratado no longo prazo via *Power Purchase Agreements* (PPAs) e qual parcela de energia deveria ser comercializada no mercado spot.

Os resultados obtidos para a configuração baseada no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) mostraram que níveis de contratação acima de 80% da garantia física da UHE são as estratégias dominantes para as quatro medidas de risco utilizadas. Como os níveis de contratação dependem também dos preços spot de energia elétrica, foi realizada uma análise de sensibilidade com uma configuração derivada do Programa Mensal de Operação (PMO), que considera a tendência hidrológica recente, apontando que esses resultados podem ser utilizados para refinar a estratégia dominante anteriormente obtida. No entanto, independentemente da análise, a estratégia de menor risco entre as estratégias dominantes mostra pouca variação em torno do percentual de contratação de 80%.

Referências

BATISTA F.R.S.; RODRIGUES, A.F.; MARZANO, L.G.B.; MELO, A.C.G. Assessing investment analysis of wind power generation projects in Brazil, **19th Power System Computation Conference – PSCC 2016**, Genoa, Italy, 2016.

BREALEY, R. A.; MYERS, S. C. **Principles of Corporate Finance**, Mcgraw Hill, 5th Edition, 1998.

CONEJO, A.J.; CARRIÓN, M.; MORALES, J.M. **Decision Making Under Uncertainty in Electricity Markets**, Springer Science & Business Media, 2010.

IEA (International Energy Agency), **World Energy Outlook 2016**, Paris, 2016.

JORION, P. **Value at Risk: The New Benchmark for Managing Financial Risk**, McGraw-Hill Companies Inc, 1999.

LIN, J.; MAGNAGO, F.H. Electricity Markets: Theories and Applications, **IEEE Press Series on Power Engineering**, 2017.

LUENBERGER D.G. **Investment Sciency**, New York, 1998.

MACEIRA, M.E.P.; TERRY, L.A.; COSTA, F.S.; DAMÁZIO, J.M.; MELO, A.C.G. Chain of optimization models for setting the energy dispatch and spot price in the Brazilian system, **14th Power Systems Computation Conference – PSCC 2002**, Seville, Spain, 2002

MACEIRA, M.E.P.; MELO, A.C.G., ZIMMERMANN, M.P. Application of stochastic programming and Probabilistic Analyses as Key Parameters for Real Decision Making regarding Implementing or Not Energy Rationing – A Case Study for the Brazilian Hydrothermal Interconnected System, **19th Power System Computation Conference - PSCC 2016**, Genoa, Italy, 2016.

MACEIRA, M.E.P.; PENNA, D.D.J.; DINIZ, A.L.; PINTO, R.J.; MELO, A.C.G.; VASCONCELLOS, C.V.; CRUZ, C.B. Twenty Years of Application of Stochastic Dual Dynamic Programming in Official and Agent Studies in Brazil – Main Features and Improvements on the NEWAVE Model, **20th Power System Computation Conference – PSCC 2018**, Dublin, Ireland, 2018a.

MACEIRA, M.E.P.; BATISTA, F.R.S.; CERQUEIRA, L.F.E.; OLASAGASTI, R.R.; MELO, A.C.G.; MARZANO, L.G.B. A Probabilistic Approach to Define the Amount of Energy to be Traded in Hydro Dominated Interconnected Systems, **20th Power System Computation Conference – PSCC 2018**, Dublin, Ireland, 2018b.

MAURER, L, BARROSO, L.A. Electricity Auctions - An Overview of Efficient Practices, **The World Bank**, Washington DC, USA, 2011.

MELO, A.C.G.; MACEIRA, M.E.P.; ZIMMERMANN, M.P.; WOJCICKI, F.R.; FRANKL, P.; PHILIBERT, C. Hydropower technology roadmap – a pathway for doubling hydroelectricity production worldwide by 2050, **2014 CIGRÉ Biannual Session**, Paris, France, August 2014.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME) / EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE), **"Plano Dcenal de Expansão de Energia 2023 – PDE 2023**, Rio de Janeiro, Brazil, 2014.

ROCKAFELLAR, R.T.; URYASEV S. Optimization of conditional value-at-risk, **The Journal of Risk**, Vol. 4, 2002.

ROSS, S.; WESTERFIELD, R., JAFFE, J., **Corporate Finance**, New York, 2005.

WU, D.J.; KLEINDORFER, P.; ZHANG, J.E. Optimal Bidding and Contracting Strategies in the Deregulated Electric Power Markets: Part I, **33rd Hawaii International Conference on System Sciences**, 2000.

DOMINANT CONTRACTING STRATEGIES FOR HYDROPOWER PROJECTS IN BRAZIL CONSIDERING HYDROLOGICAL UNCERTAINTIES

Abstract

This paper presents a methodology, based on stochastic simulation and multiple risk measures, for evaluating different contracting strategies for hydropower projects (HPP) in order to identify dominant strategies in terms of risk and return, taking into account the non-systematic hydrological risk embedded in this type of project. Distinct risk measures including Value at Risk - VaR, Conditional Value at Risk - CVaR and the Sharpe Ratio are considered. The approach is applied in case studies derived from real configurations of the Brazilian system to identify the dominant strategy in terms of how much energy a HPP project should be contracted through power purchase agreements in the Brazilian auction system and how much energy should be traded in the spot market. The results obtained pointed out that for the Brazilian case contracting levels around 80% of the HPP assured energy are the dominant strategies for all utilized risk measures.

Key-words: *Hydropower; Hydrological risk; Risk analysis; Contract strategies; Dominant strategies.*