

5

Conclusões

Nesse trabalho, analisamos a viabilidade financeira de uma usina hidrelétrica com uma capacidade instalada de 1.087 MW e um total de 8 turbinas, por meio das quais poderão ser gerados até 584.9 MW médios de energia. Essa energia será utilizada como insumo industrial para diversos setores da economia, mas, de maneira destacada, por aquelas empresas com atuação na produção de alumínio e na extração de minérios de ferro e de bauxita, que possuem forte atuação na área de localização do empreendimento.

A concessão outorgada pelo poder público para exploração desse potencial energético é de 35 anos, durante os quais o investidor deterá a opção de construir a usina por etapas. Em uma primeira etapa, serão investidos aproximadamente R\$ 1.5 bilhões para a construção de 5 turbinas e, posteriormente, investimentos adicionais no montante de R\$ 750 milhões serão requeridos, caso se decida expandir a usina com a construção de mais 3 turbinas. Essa decisão deverá ser tomada nos anos 5, 10 ou 15 das projeções de fluxos de caixa.

As incertezas associadas à construção dessa usina foram definidas como o preço *spot* de energia, a quantidade de energia assegurada, a perda na geração de energia e as variáveis macroeconômicas TJLP e IGP-M. Paralelamente, a flexibilidade gerencial na tomada de decisão diante dessas incertezas foi identificada e contemplada na avaliação financeira do projeto como a opção de expansão nos três momentos distintos.

Nesse contexto, o cronograma de construção da usina foi replanejado com o objetivo de permitir que os sócios do projeto possam tomar suas decisões de investimento ao longo do tempo e no momento mais oportuno, quando novas informações acerca dessas incertezas se tornarem disponíveis.

O valor do projeto sem a opção de expansão foi obtido pelo método do FCD com base na premissa de que, inicialmente, serão construídas 5 turbinas capazes de assegurar a geração mínima de energia de 365.6 MW médios, que serão comercializados com base nos preços definidos nos contratos negociados em um

ambiente regulado. O excedente de energia gerada acima desse patamar será comercializado por meio da CCEE a preço *spot* de energia e, se houver déficit na geração, os investidores deverão adquirir, também a esse preço, a quantidade necessária para garantir o cumprimento do patamar mínimo da geração. Além disso, definimos um processo estocástico para cada uma das incertezas mencionadas anteriormente e as consideramos na modelagem financeira do ativo básico. Como resultado, verificamos que o valor do projeto sem a opção de expansão totaliza R\$ 1,449.0 milhões, o que resulta em um *VPL* negativo de R\$ 62 milhões.

Posteriormente, observamos que o valor do projeto pode ser expandido em até 42% desde que novos investimentos sejam realizados. Esse incremento foi obtido com base na diferença entre os valores do projeto sem expansão e expandido, apurados de forma determinística por meio da modelagem financeira construída para as projeções dos fluxos de caixa.

Todavia, identificamos que existe uma volatilidade associada à essa expansão, definida como a própria volatilidade do valor do projeto, e equivalente a 13.5%. Essa informação bem como o investimento para expandir o projeto foram utilizados para verificar se alguma das opções de expansão foram exercidas e apurar o valor do projeto expandido. Como resultado, identificamos que uma das opções foi exercida, porém sem gerar incrementos significativos para o valor original do projeto.

Realizamos uma análise de sensibilidade para as variáveis “volatilidade” e “investimento necessário para expansão”, onde foi possível observar que o valor do projeto pode sofrer variações de aproximadamente R\$ 200 milhões, o que representa aproximadamente 14% do valor do projeto sem expansão.

Em uma análise preliminar, é importante mencionar que esses resultados foram obtidos a partir de premissas definidas com base em um conjunto de informações disponíveis na presente data e, assim, refletem a melhor estimativa de uma avaliação financeira diante dos atuais cenários macroeconômico e desse tipo de indústria no Brasil. Assim, a utilização de outras premissas e informações, em um momento posterior, poderão revelar resultados diferentes em relação aos apresentados nessa dissertação.

Nesse contexto, pode-se citar, por exemplo, a adoção de premissas bem conservadoras para a modelagem do preço *spot* de energia, o que fundamentou a decisão de se utilizar um processo estocástico de reversão à média para essa variável. Com base nesse processo, observamos que o preço *spot* sempre será inferior ao preço de energia contratado no ambiente regulado. Dessa forma, ainda que haja uma vazão de águas significativa na região do projeto, todo o excedente de energia será comercializado com base em um preço inferior ao contratado no ambiente regulado.

No entanto, considerando-se: (i) o risco de racionamento de energia no Brasil em um horizonte de curto prazo, (ii) os interesses políticos relacionados aos processos licitatórios nesse tipo de indústria, (iii) as discussões relacionadas aos aspectos de licenciamento ambiental, que podem comprometer o cronograma físico de outros projetos de geração de energia elétrica, (iv) o alto grau de incerteza associado à oferta futura de energia elétrica no país, e (v) à forte dependência externa de gás natural que o país detém para o funcionamento das termelétricas, acreditamos que o preço *spot* de energia poderá assumir um comportamento bem divergente em relação ao modelado nesse trabalho.

Por consequência, a volatilidade assim como o valor do projeto poderão apresentar variações significativas, conforme demonstrado na análise de sensibilidade realizada. Ademais, caso realmente seja observado uma variação expressiva na volatilidade do projeto, recomendamos que esta seja calculada para intervalos anuais ao invés de 5 anos, como desenvolvido nessa dissertação.

Além disso, a quantidade de energia gerada pela usina foi calculada com base em uma vazão de águas histórica e anual, e, portanto, não reflete, necessariamente, as reais condições hidrológicas da região de construção do projeto. Essas condições certamente variam em uma periodicidade menor, como por exemplo, quinzenal, semanal ou mesmo diária. A adequada modelagem dessa variável é fundamental para se definir com precisão o valor do projeto, haja vista que as quantidades de energia gerada e comercializada estão fortemente relacionadas ao volume de vazão de águas.

Ainda nesse contexto, vale destacar que não foi considerada a capacidade do reservatório de águas construído na região; fator este que pode se tornar decisivo em períodos de forte estiagem e de consequente racionamento de energia.

Não foi considerada também a hipótese de os investidores comercializarem os créditos de carbono originados a partir da construção da usina hidrelétrica, que, até o presente momento, tem sido considerado um ativo operacional com menores níveis de emissão de gases do efeito estufa na atmosfera, se comparado, por exemplo, a usinas termelétricas, uma vez que estas utilizam algum tipo de combustível na geração de energia, tais como carvão, óleo, gás, entre outros.

Nesse sentido, recomendamos que trabalhos futuros relacionados a esse tema possam: (i) modelar o comportamento das variáveis utilizadas no projeto de uma forma alternativa, bem como incorporar outras variáveis na modelagem o que poderia contribuir para a otimização do R^2 da equação de regressão do modelo; (ii) incorporar riscos privados ao projeto, como por exemplo, os de natureza política, ambiental e/ou regulatória; (iii) tratar a variável “quantidade de energia gerada a partir do fluxo de vazões de água” para períodos menores, a fim de que a modelagem reflita, de forma mais realística, as condições hidrológicas existentes na área de construção da usina; (iv) utilizar uma volatilidade variável anual ao longo de toda vida desse projeto, ao invés de calculá-la para intervalos fixos de 5 anos; (v) contemplar na modelagem financeira a opção de se comercializar créditos de carbono gerados a partir da construção da usina; e, finalmente, (vi) identificar e modelar outras decisões e opções ao longo da vida do projeto, considerando eventuais modificações nas regras de comercialização de energia elétrica no mercado brasileiro.