

Understanding and Managing Risks in Brazilian Wind Power Projects

Autores:

Sérgio Sarquis Attié, M.Eng.

Sequoia Energia S.A

sergio@sequoiaenergia.com.br

Erik Eduardo Rego, Ph.D Professor

Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, Brasil

erikreg@usp.br

Abstract

This paper discusses the risks associated to investments in power generation from wind power sources in Brazil. Based on the authors' experience in monitoring the implementation of wind farms in Brazil, several of the main risk factors associated with both the implementation phase and the operational phase are identified. The approach highlights some progress achieved over time in the management of some risks and also indicates some possible mitigating actions.

Resumo

O Presente artigo discorre sobre os riscos associados a investimentos em geração de energia a partir de fonte eólica no Brasil. A partir da experiência dos autores no acompanhamento da implantação de diversos parques eólicos no Brasil, são identificados vários dos principais fatores de riscos associados tanto à fase de implantação quanto à fase operacional. A abordagem ressalta alguns avanços alcançados ao longo do tempo no gerenciamento de alguns riscos e ainda indica algumas possíveis ações mitigatórias.

Keywords: riscos, energia eólica, mercado eletricidade brasileiro

SUMÁRIO

- 1 - Introdução
- 2 - Conceito de Risco
- 3 - Considerações preliminares sobre risco em ativos de geração eólica
- 4 - Considerações específicas sobre os riscos associados ao investimento
- 5 - Considerações específicas sobre os riscos associados à expectativa de receitas
- 6 – Conclusão
- 7 – Bibliografia

1. Introdução

Grandes projetos de engenharia, e no caso particular deste artigo de geração de energia a partir da fonte eólica, são jogos de alto risco caracterizados por compromissos irreversíveis substanciais, estruturas de recompensa distorcidas em caso de sucesso e altas probabilidades de fracasso. Uma vez construídos, os projetos têm pouco uso além do propósito original pretendido. Os retornos potenciais podem ser bons, mas são frequentemente truncados. A jornada para o período de geração de receita pode levar até 10 anos (desde a identificação do terreno, medição de vento mínima obrigatória de 3 anos, licenciamentos junto a órgãos reguladores setoriais e ambientais, estruturação financeira e construção). Despesas no desenvolvimento do projeto antes de sua viabilização técnica e ambiental, mesmo ainda antes de comprometer grandes custos de capital têm que ser consideradas. Somente nos primeiros anos ou até mesmo após meses de geração, as estimativas e certificações de produção são testadas e o verdadeiro valor do projeto começa a aparecer. Neste caso, gerenciar riscos é, portanto, um problema real.

O objetivo deste artigo é esboçar alguns dos principais componentes de risco associados ao mercado brasileiro de geração de energia eólica com base na experiência dos autores no acompanhamento da implantação de diversos empreendimentos eólicos no Brasil. O artigo busca não somente a identificação de tais riscos mas também indicar os avanços obtidos ao longo do tempo e em alguns casos a proposição de melhorias tanto no processo de avaliação de tais riscos como também de possíveis ações mitigatórias, contribuindo, desta forma para o aprimoramento dos processos decisórios de investimento e como consequência para uma confiabilidade maior dos empreendimentos de geração de energia eólica.

O principal argumento desenvolvido neste artigo é que os projetos bem-sucedidos não são selecionados, mas sim moldados com a resolução de riscos em mente. A perspectiva considerada é de uma empresa privada, num ambiente de mercado, em face de um processo decisório de investimento em uma planta de geração de energia elétrica de fonte eólica para o atendimento de um contrato de comercialização de longo prazo.

A motivação sobre o tema decorre da observação de que um significativo número de empreendimentos que, mesmo com contratos de longo prazo de venda futura de energia, com elevada previsão de receita, e contra compradores com elevada nota de crédito dada pelas agências de risco, apresentaram problemas diversos que afetaram diretamente as taxas de retorno sobre o investimento usualmente esperadas. Conforme dados da Aneel (2019) existe um significativo número de empreendimentos com esse perfil de contrato de comercialização que não foram implantados e ainda um universo ainda maior de empreendimentos em atraso e/ou com sobrecustos, com reflexos diretos no retorno dos investimentos.

Tal cenário induz à consideração de que um aprofundamento nas análises de risco associados a tais empreendimentos se faz necessária.

2. Conceito de risco

O retorno esperado pode ser representado como a média dos vários resultados possíveis relacionados a diferentes cenários futuros ponderada pela a probabilidade de ocorrência de cada uma dessas situações (COSTA NETO, 2002), conforme a equação (I):

$$\bar{R} = \sum_{i=1}^n R_i * P_i \text{ (I)}$$

Onde:

- \bar{R} : Retorno esperado;
- R_i : Retorno esperado no cenário futuro i ;
- P_i : Probabilidade de ocorrência do cenário futuro i ;

Dessa forma, o retorno esperado de um investimento pode ser dado como o resultado de uma equação multivariável conforme descrito anteriormente, tornando complexa a forma de se precisar o retorno esperado. Ademais, devido a infinidade de cenários futuros, há a incerteza sobre alguns dos possíveis retornos de um investimento. Seja pela falta de

conhecimento ou de informação, a incerteza em se prever alguns dos cenários futuros e sua probabilidade é capaz de tornar ainda mais complexa a análise de um investimento.

Como destacado, há uma parcela do retorno a qual não sabemos precisar. Essa parcela, é resultado da incerteza, porque os resultados das decisões não podem ser considerados totalmente certos e previsíveis (ASSAF NETO, 2011).

A incerteza está associada à ausência de conhecimentos ou de informação sobre os acontecimentos futuros, o que não possibilita conhecer com antecipação o resultado de um investimento (MEGLIORINI; VALLIM, 2009).

Risco, por sua vez, é a possibilidade de que os eventos, seus impactos resultantes e interações dinâmicas possam ser diferentes do que o previsto. Embora o risco seja frequentemente visto como algo que pode ser descrito em termos estatísticos, enquanto a incerteza se aplica a situações em que potenciais resultados e forças causais não são totalmente compreendidos, nos referimos a ambos como riscos. Riscos são multidimensionais e, portanto, precisam ser desmembrados para um entendimento claro de causas, resultados e drivers. No entanto, como seus impactos dependem de como eles se combinam e interagem, o reducionismo deve ser evitado.

Entretanto, “no que se referem às incertezas, mesmo não se conhecendo a distribuição das probabilidades, boas informações aliadas à capacidade de avaliação, permitem a construção de distribuição de probabilidades, mesmo que subjetivas” (SÁ, 1999).

“Toda vez que a incerteza associada à verificação de determinado evento possa ser quantificada por meio de uma distribuição de probabilidades dos diversos resultados previstos, diz-se que a decisão está sendo tomada sob uma situação de risco” (ASSAF NETO, 2011).

De maneira mais clara, tanto risco quanto incerteza estão relacionados a um conhecimento considerado imperfeito sobre algo. Contudo, a incerteza representa o não conhecimento sobre a distribuição de probabilidades associadas aos eventos possíveis, enquanto numa situação de risco, é conhecida a distribuição de probabilidades dos eventos relacionados (SÁ, 1999).

Segundo Mellagi e Ishikawa (2012), há dois tipos de risco:

- **Risco sistemático:** também chamado de risco de mercado, risco conjuntural ou risco comum, refere-se ao risco decorrente do comportamento do investimento

frente a eventos de natureza política, econômica e social. Tais eventos, que não podem ser controlados pelo investidor, afetam a todos os investimentos, resultando num risco não diversificável.

- **Risco não sistemático:** refere-se ao risco relacionado ao desempenho do próprio investimento. A princípio, este risco pode ser controlado devido a possibilidade da construção de uma carteira de investimentos capaz de contrabalancear e diluir os riscos individuais, resultando num risco diversificável.

No estudo do IMEC, no qual 60 grandes projetos foram investigados em todo o mundo, os gerentes foram solicitados a identificar e classificar os riscos que enfrentavam no início do período inicial de cada projeto (Miller e Lessard, 2001). Os riscos relacionados ao mercado dominaram (41,7%), seguidos pelos riscos técnicos (37,8%) e institucionais / soberanos (20,5%).

Cada investidor, com base na sua preferência e experiência, percebe o risco de maneira distinta, existindo os investidores mais propensos ao risco, enquanto outros fazem suas decisões de forma mais avessa ao risco.

Isso não significa que um investidor, dado um mesmo retorno esperado, não escolheria o investimento de menor risco. O investidor é naturalmente avesso ao risco, afinal de contas, o risco é decorrente da incerteza e da imprevisibilidade do retorno, e, partimos da premissa que todo investidor é racional e toma suas decisões como tal (ASSAF NETO, 2011).

Essa premissa é mais fortemente sustentada por Bernstein (1997), ao afirmar que “sob condições de incerteza, a racionalidade e a medição são essenciais para a tomada de decisões. As pessoas racionais processam as informações objetivamente: os erros que cometem na previsão do futuro são erros aleatórios, e não o resultado de uma tendência obstinada para o otimismo ou o pessimismo. Elas respondem às novas informações com base em um conjunto claramente definido de preferências. Elas sabem o que querem, e lançam mão das informações em apoio às suas preferências”. Fazendo analogia ao investidor, as suas preferências são o retorno esperado e a segurança, e este sempre desejará um investimento com maior retorno e maior segurança (menor risco).

Dessa forma podemos dizer que um investidor busca consumir ambos os benefícios: retorno e segurança. A um mesmo nível de retorno, o investidor terá a preferência por mais segurança caracterizando todo investidor como avesso ao risco. O que distingue um

investidor de outro é o quanto ele dá valor a cada uma destas variáveis, ou seja, o que ele está disposto a ceder de segurança em prol de um retorno esperado maior. A disposição para esse *trade-off* é o que chamamos de propensão ao risco.

3. Considerações preliminares sobre risco em ativos de geração eólica

A expectativa de retorno sobre o investimento em um ativo, por um investidor racional, numa economia de mercado, deve ser proporcional ao risco associado ao investimento. A taxa interna de retorno sobre o investimento, por sua vez, é dada como uma relação entre um investimento realizado e o retorno decorrente da receita do empreendimento ao longo dos anos.

Assim, para um investimento em geração de energia a partir de fonte eólica, deverão ser estimados os custos de implantação e as premissas de financiamento, do lado do investimento.

A receita, por sua vez, decorre da precificação da energia que, no mercado regulatório do Brasil, se dá por uma relação de Reais por Megawatt hora (R\$/MWh). Os leilões de energia fixam aos vencedores os prazos de implantação, os prazos de fornecimento, as tarifas, o fator de correção (usualmente IPCA) e as penalidades associadas à não entrega de energia.

O retorno do investimento se dá, desta forma, pela receita auferida pela venda de energia gerada ao longo do período de operação, deduzidos os custos operacionais (em sentido amplo, incluindo custos administrativos, de manutenção, seguros, impostos, taxas etc.).

De tal conceituação podemos já identificar diversos riscos associados ao empreendimento. Estes decorrem de incertezas associadas a cada uma das variáveis indicadas.

Entre os principais riscos associados ao investimento, com base na experiência dos autores e em ocorrências com empreendedores, destacam-se:

Aqueles relacionados a:

- Fornecedores: contrato de fornecimento do aerogerador e montagem, contrato de obras civis e contrato do pacote eletromecânico).
- Financiamento de curto e longo prazo, desde a incerteza quanto a data de liberação dos recursos, custos pós-fixados e exigências de garantias adicionais.

- Custos adicionais aos principais contratos, em especial aos custos associados ao licenciamento ambiental (incluindo aqueles relativos ao patrimônio histórico)

Da mesma forma, durante a fase operacional do parque, destacam-se:

- Incertezas quanto à tarifa/preço associada à parcela excedente de energia não contratada, e a ser negociado no mercado livre/ curto prazo.
- Incertezas quanto à clima futuro.
- Incertezas quanto à disponibilidade de estrutura de geração e seu desempenho.
- Incertezas quanto ao custo de manutenção.
- Incertezas quanto às mudanças regulatórias de impacto sobre a receita.
- Incertezas quanto ao prazo para entrada em operação do empreendimento.

Nos próximos itens, estes itens de incerteza serão mais bem discutidos

4. Considerações específicas sobre os riscos associados ao investimento

O objetivo neste item é analisar os riscos associados aos investimentos anteriormente citados, comentando ocorrências observadas na prática, as questões regulatórias associadas e promover uma indicação de possíveis ações mitigatórias.

No Brasil, embora haja setores em que é usual a estrutura de um único contrato de fornecimento, no setor de energia eólica a estrutura mais comum é aquela composta de três contratos principais, a saber:

- equipamento principal: aerogerador
- obras civis: fundação e acesso
- pacote eletromecânico: linha de transmissão e subestações.

Considerando que o contrato de fornecimento do aerogerador (que inclui sua montagem) corresponde a parcela significativa do investimento (cerca de 70% do custo, variando principalmente conforme as características do local de implantação e sua distância à subestação de conexão), a prática comum no mercado é que sejam feitos pré-acordos entre fornecedores e empreendedores antes dos leilões de energia.

Esta boa prática reduz as incertezas relativas ao investimento inicial, contudo há casos identificados na prática de desvios nesta parcela de custos decorrentes de:

- Variação cambial (considerando que parcela significativa dos aerogeradores é importada).

- Atrasos nas obras civis que implicam em rearranjo das janelas temporais de montagem estabelecidas pelos fabricantes, com eventual desmobilização e remobilização de equipes e aumento dos custos de armazenagem dos equipamentos.

O risco cambial apresenta como medidas mitigatórias a contratação de instrumentos de hedge (proteção) do mercado de capitais ou pactuação com o fabricante de aerogeradores para o estabelecimento do preço global em moeda local, mas que naturalmente encarece o valor do investimento, o que pode comprometer a competitividade do parque

O risco de atraso pode ser mitigado de diversas formas. Citamos aqui, em caráter geral, alguns pontos básicos a serem observados:

- A seleção de fornecedores é uma primeira etapa que contribui significativamente para redução de riscos. Apesar de evidente, ressalta-se a ocorrência recente de atrasos no fornecimento de aerogeradores e mesmo a não entrega por parte de fornecedores, gerando prejuízos elevados a alguns empreendedores.
- O projeto e o planejamento do empreendimento devem ser conduzidos por profissionais com experiência de implantação no país, o mesmo valendo para o acompanhamento técnico da obra. O Brasil já conta hoje com um significativo acervo de empresas de consultoria em engenharia com experiência nos parques eólicos já implantados.
- Os contratos de fornecimento devem prever penalidades associadas aos atrasos, de forma a estimular os fornecedores ao cumprimento dos prazos pactuados.

E, dentre as principais ocorrências de sobrecustos associados às obras civis destacamos as seguintes:

- complexidade do terreno de implantação que pode levar a custos adicionais de obras civis não previstos, (um exemplo, é a presença de rochas em complexos eólicos no interior da Bahia).
- problemas fundiários relacionados a acessos. A existência de uma quantidade elevada de propriedades atingidas para execução dos acessos tende a que sejam necessários custos de ressarcimento/indenizações, maiores que os previstos.

Em caráter geral indicamos que tanto mais detalhado o projeto e o planejamento, antecipando a identificação dos problemas a enfrentar, tanto menor a incerteza a observar ao longo da construção.

Em relação ao pacote eletromecânico, que inclui as linhas de transmissão e as subestações, as principais variações de custo observadas decorrem dos mesmos problemas identificados acima relativos aos acessos.

Já do ponto de vista dos riscos financeiros de um projeto de geração de energia eólica, da prática de implantação dos autores, identificamos duas situações em que foram observados problemas associados a este tópico.

- Financiamento de longo prazo: descasamento entre os indexadores de correção da dívida e da receita. A diferença entre tais indexadores é uma fonte primária de risco conquanto receita e despesa podem evoluir de maneira diversa, gerando imprevisibilidade ao empreendedor. Outro ponto de risco a se destacar é a demora na obtenção de tais empréstimos, e isto decorre da análise minuciosa que é feita pelos agentes financiadores, que em ambientes econômicos de incerteza tendem a ser ainda mais conservadores.
- Financiamento de curto prazo: usualmente reflete taxas de mercado que no caso de economias emergentes como o Brasil podem apresentar grande volatilidade. Ambientes de incerteza política também afetam tais taxas, levando alguns empreendedores a situações difíceis em face a escassez de crédito, como ocorreu no Brasil em anos recentes.

Além dos riscos associados aos fornecedores durante a fase de construção e dos recursos financeiros do projeto, destaca-se ainda a exigência da chamada licença ambiental prévia para a participação dos leilões de contratação de energia elétrica, que tem por objetivo ser importante marco no sentido de evitar que empreendimentos sem viabilidade ambiental sejam considerados para fornecimento no ambiente regulado.

Contudo, tal medida não impede que na prática ocorram situações em que o licenciamento de implantação implique em atraso ou sobrecusto ao empreendimento.

Isto decorre do fato da análise ambiental envolver certo grau de subjetividade. Isto implica na prática que o licenciamento apresente incerteza quanto ao seu prazo.

A inspeção ambiental e aquela relativa ao IPHAN, por sua vez, também podem estar sujeitas a ocorrências não previstas (como, por exemplo, o encontro de um sítio arqueológico relevante). Estes fatores normalmente implicam em aumento de prazo no licenciamento e ainda custos adicionais não previstos, exigindo em algumas ocorrências uma mudança no projeto de acessos e linhas de transmissão.

Considerando a existência de uma sequência lógica de construção, atrasos no licenciamento ou uma exigência de alteração no projeto, normalmente conduzem a atrasos nas obras civis e/ou linhas de transmissão que por sua vez implicam num atraso no fornecimento de energia pelo empreendimento.

Algumas ações mitigatórias em curso são o estabelecimento por parte dos órgãos de licenciamento de prazos de análises mais rígidos.

A obtenção da licença de implantação antes da participação nos leilões, mitiga os riscos associados ao prazo de implantação impostos nos editais de leilões, mas implica num gasto substancial sem a garantia de um contrato de fornecimento que ampare o empreendimento.

5. Considerações específicas sobre os riscos associados à expectativa de receitas

O efeito da estabilidade do mercado nos preços cobrados aos consumidores pode ser explicado com cinco argumentos sequenciais: a estrutura dos mercados determina a volatilidade do fluxo de caixa do projeto; a volatilidade do fluxo de caixa do projeto determina a estrutura do financiamento para a nova central de geração; a estrutura financeira determina o custo de capital; o custo do capital determina o preço da energia, e o preço da energia afeta os custos aos consumidores (STAUFFER, 2006).

Quanto ao primeiro argumento, em mercados estáveis, os fluxos de caixa são estáveis porque os preços são estáveis. Na instabilidade dos mercados, os fluxos de caixa são voláteis porque os preços são voláteis, indo a valores muito elevados quando a oferta estiver aquém da demanda e muito baixos quando os mercados tiverem capacidade excedente. Este é o típico ciclo de crescimento e recessão das indústrias de capital intensivo (STAUFFER, 2006).

No segundo argumento, o conceito chave é de que o montante da dívida é limitado pelos índices de cobertura – fluxo de caixa dividido pelo serviço da dívida (pagamento de juros e principal) – no ponto de geração de caixa mínimo. As agências de crédito e financiadores irão prover maior percentagem da dívida para projeto com geração de fluxo de caixa mínima mais elevada, e menor percentagem quando a geração de fluxo de caixa mínima for baixa. Eles não vão emprestar com base no fluxo de caixa máximo ou médio, uma vez que os fluxos de caixa não irão cobrir adequadamente o serviço da dívida quando a geração de caixa for baixa (STAUFFER, 2006).

No argumento seguinte, quando for necessária uma nova planta de geração, o preço será aquele exigido para induzir o investimento em novas centrais de produção, muitas vezes chamado de “custo de entrada”. O último argumento dita que são os consumidores quem pagam pelo preço, assim, maior preço significa custos mais elevados aos clientes e vice-versa (STAUFFER, 2006).

Dado que o preço seja menor em um mercado estável e dado que um mercado estável incentiva novas capacidades de produção com menores custos de energia, como um mercado estável poderia, então, ser alcançado? Felizmente, os reguladores têm algumas boas opções a escolher. Uma opção é voltar à regulamentação, isto proporcionaria maior estabilidade do que um mercado instável, mas não tão estável quanto um mercado estável. Sobre a regulação, a percentagem da dívida é tipicamente em torno de 50%. Já em mercado extremamente estável (com contrato em longo prazo), a dívida poderá exceder 80%. Assim, o custo de capital pode ser muito menor em um desregulamentado mercado estável (STAUFFER, 2006).

Mercado de curto prazo (este mês, este ano) só pode alocar capacidade existente, nenhuma capacidade nova pode ser adicionada a tempo de servir o mercado de curto prazo. Portanto, contrato de curto prazo conduz a elevada taxa de custo de capital, porque o investimento deve ser atribuído durante um curto período ou porque o mercado é considerado ser menos estável. Inversamente, contrato de longo prazo resolve ambos os problemas, pois proporciona estabilidade ao contrato de longo do prazo (STAUFFER, 2006).

A volatilidade ainda depende dos outros atributos de modelo de mercado, incluindo o ano de leilão (qual antecedência com relação ao fornecimento), a duração do contrato, o sistema de gestão da capacidade, bem como do formato da curva de demanda (STAUFFER, 2006).

Neste contexto, com relação ao mercado de geração eólica brasileiro, os autores destacam alguns pontos de preocupação.

O primeiro é a incerteza quanto a receita na comercialização de energia no **mercado livre**. Evidente para parques que destinam sua energia a este mercado, mas que também afeta o mercado regulado, pois embora nesse último os contratos são de longo prazo e com mecanismos de mitigação quanto a aleatoriedade do regime de ventos, a incerteza do

mercado livre afeta a receita variável do parque, seja ela adicional decorrente do excedente de energia gerado ou negativa decorrente da geração a menor energia segundo as regras do contrato.

Digno de menção, porém, é o caso mais drástico, com algumas ocorrências no mercado, em que há um longo atraso na entrada em operação dos empreendimentos afetando datas contratuais de entrada em operação. Neste caso o empreendedor deverá adquirir no mercado livre um significativo volume de energia para suprir os seus compromissos de fornecimento. Esta situação torna-se extremamente sensível se a necessidade da compra ocorrer em período de escassez de energia (com elevados preços de negociação no mercado de curto prazo). E a diferença entre o preço de compra de energia e o preço de venda (estabelecido por ocasião do leilão) pode conduzir as despesas relevantes não esperadas, reforçando a atenção que deve ser dada aos atrasos na implantação.

Quanto ao preço da energia no Brasil no longo prazo, podemos indicar que existem forças de mercado concorrendo para o seu incremento e outras para o seu decréscimo. Entre os fatores que contribuem para redução de preços podemos citar o avanço das tecnologias de geração conduzindo a custos menores.

Já entre os fatores que contribuem para o aumento do preço podemos citar: a necessidade futura de energia firme (possivelmente térmica) na base do sistema brasileiro com vistas à segurança e estabilidade do sistema, e o escasseamento das áreas de melhores ventos cujo aproveitamento já ocorreu nos primeiros anos.

Além das incertezas quanto ao mercado livre, destacam-se as incertezas quanto ao **clima**. Esta questão tem um caráter mais abrangente que o âmbito nacional e é objeto de estudos em diversos países.

O aspecto que consideramos relevante comentar aqui é aquele relativo a instrumentos financeiros de Hedge (proteção) com uso de derivativos que já se fazem presentes em mercados mais desenvolvidos, mas que ainda não se encontra maduro no Brasil. Tais instrumentos constituem-se em passo relevante entre as ações de mitigação de risco.

Os estudos relativos ao clima no Brasil encontram relação direta com os fenômenos “el niño” e “la niña”, que influenciam os fenômenos associados às secas e chuvas. Cabe ainda destacar, no caso específico do Brasil, a questão do desmatamento que, ocorrendo em grande escala, acaba afetando o microclima de certas regiões. Espera-se nesta área que estudos mais consistentes se apresentem.

Há ainda incertezas relacionadas à **disponibilidade** da geração, e seu desempenho. A prática usual adotada no Brasil, já se constitui em fator de mitigação de risco. Os fabricantes mais conceituados já proporcionam em seus contratos cláusulas relativas a disponibilidades de suas máquinas com penalidades associadas ao descumprimento de tais níveis.

Esta garantia sobre os níveis de disponibilidade reflete o elevado grau de aprimoramento tecnológico dos projetos e da fabricação de aerogeradores após longos anos de produção, sobretudo na Europa e nos Estados Unidos.

Hoje já se busca parâmetros de eficiência além da disponibilidade. Este ponto pode ser explicado considerando que os períodos de manutenção (e, portanto, de indisponibilidade) devam ocorrer preferencialmente em períodos de menor geração. Em outras palavras mais do que a disponibilidade o que se busca hoje é a disponibilidade durante os períodos de maior geração.

Outro ponto a destacar é a necessidade de processos de manutenção mais aprimorados em face da garantia de desempenho dos aerogeradores em território brasileiro. Esta ressalva em relação ao mercado brasileiro decorre do fato que as principais áreas de geração do Brasil possuem ventos sensivelmente mais intensos que os Europeus. Espera-se a partir disto que os níveis de desgaste de componente tendam a ser maiores que aqueles observados em países europeus.

Adicionalmente, cabe menção os riscos associados aos custos de **manutenção** de longo prazo que também apresentam incertezas. Alguns empreendedores têm seus contratos de manutenção com fabricantes estendidos ao máximo, visando menor exposição a problemas futuros. Outros, prevendo a difusão dos serviços de manutenção por empresas especializadas apostam numa redução substancial de tais custos não se vinculando com os fabricantes em níveis tão elevados.

Complementando, existem ainda as incertezas **regulatórias**. Ainda que seja difícil antever mudanças regulatórias de longo prazo não se pode destacar sua ocorrência e deve-se sempre que possível buscar sua quantificação. O risco regulatório não existe somente no Brasil, contudo o histórico recente indica que países com mercados menos maduros e com certa instabilidade política tendem a ser mais expostos a mudanças regulatórias.

Por fim, destacam-se as incertezas quanto a entrada em operação dos empreendimentos. Embora a entrada em operação esteja claramente ligada a implantação do

empreendimento com reflexos em termo de incerteza quanto ao investimento, seus reflexos se fazem também sobre a receita do empreendimento.

O atraso no empreendimento não somente frustra uma receita esperada como também implica em maiores custos. Estes custos adicionais, podem estar associados aos custos do capital imobilizado, a aditivos contratuais exigidos para a extensão da mobilização das equipes, e ainda a penalidades decorrentes da não entrega de energia a partir de determinadas datas estabelecidas por ocasião do leilão.

Cabe destacar que, apesar dos atrasos em obras de infraestrutura de energia e sobrecustos também ocorram com frequência em países desenvolvidos e que a indústria de geração eólica no Brasil esteja em constante aprimoramento, pode-se dizer que o número de empreendimentos em atraso é ainda muito significativo no Brasil.

As causas para tais atrasos já foram comentadas anteriormente quando dos comentários relativos as incertezas com relação ao investimento. Apenas destacamos, como aqueles mais observados, aqueles decorrentes de atrasos no licenciamento ambiental (Incluindo as inspeções arqueológicas) e aquelas ligadas à implantação de acessos de linhas (Incluindo os aspectos fundiários e aqueles decorrentes de dificuldades do terreno).

6. Conclusão

A boa prática associada ao processo decisório de investimento em empreendimentos de infraestrutura indica que a análise de risco associada tais obras é de fundamental importância.

A constatação da existência de um número expressivo de empreendimentos de geração eólica que se sagraram vencedores nos leilões de energia e que tiveram atrasos e/ou sobrecustos em sua operação ou mesmo não chegaram a ser implantados, sugeriu que a investigação sobre os riscos associados a tais empreendimentos deva ser aprimorada.

Neste contexto, o presente trabalho visou, a partir da experiência prática dos autores no acompanhamento da implantação de projetos eólicos, não só identificar alguns dos principais riscos, como também promover algumas considerações indicando por vezes os avanços alcançados ao longo do tempo e por vezes algumas sugestões de ações mitigatórias.

Longe de ser exaustiva, a análise de risco buscou focar em problemas práticos efetivamente enfrentados por empreendedores no Brasil.

Destacamos entre os riscos abordados:

- Aqueles decorrentes de licenciamento ambiental (Incluindo aí a investigação arqueológica), que podem gerar não somente atrasos, mas por vezes a necessidade de mudanças no projeto e no planejamento de obras;

- Aqueles decorrentes de instabilidades do mercado (muitas vezes em função de fatores políticos) afetando as premissas adotadas crédito, câmbio, e preços de energia; e

- Aqueles decorrentes da implantação do acesso dos parques eólicos e linhas de transmissão, de extensão significativa e em áreas complexas (quer pelo relevo, quer pela presença de elevado número de propriedades), tendendo a que hajam atrasos na implantação e/ou a necessidade de ressarcimentos/indenizações não previstas.

As considerações sobre os riscos, tal como abordadas, entende-se contribuem para um aprimoramento no processo decisório de investimento em empreendimentos futuros e também a um aprimoramento das boas práticas de mercado a partir de um melhor enfoque sobre os riscos envolvidos.

7. Bibliografia

ASSAF NETO, A. Mercado Financeiro. 10. ed. São Paulo: Atlas, 2011.

BERNSTEIN, Peter L. Desafio aos Deuses: A Fascinante História do Risco. Editora Campus: Rio de Janeiro, 1997.

COSTA NETO, Pedro Luiz de Oliveira. Estatística - 2ªed. São Paulo. Edgard Blücher. 2002.

MEGLIORINI, Evandir; VALLIM, Marco Aurélio. Administração Financeira: uma abordagem brasileira. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2009.

MILLER, Roger; LESSARD, Donald. Understanding and managing risks in large engineering projects. International Journal of Project Management. Volume 19, Issue 8, November 2001, Pages 437-443

SÁ, Geraldo Tosta de. Administração de Investimentos, Teorias de Carteiras e Gerenciamento de Riscos. Rio de Janeiro: Qualitymark, 1999.

STAUFFER, H. Capacity markets and market stability. **The Electricity Journal**, v.19, issue 3, abr. 2006.