

6.

Análise de Risco a Partir de Exemplos Numéricos de Avaliação Econômico-Financeira

No presente tópico será apresentado um exemplo numérico real referente à implantação de uma central eólica para o mercado regulado brasileiro (ACR), localizado na região nordeste do Brasil e financiado sob a modalidade *Project Finance*.

Ressalta-se que o projeto estudado participou do leilão de reserva de 2009, com Contrato de Energia de Reserva – CER assinado junto a CCEE.

O trabalho consiste numa análise de sensibilidade que procurou contemplar todas as variáveis relevantes do investimento e do financiamento. Foram construídos diversos cenários para aferir como cada variável, de forma conjunta e isolada, reagiria a sua respectiva mudança. Esse estudo visa hierarquizar os impactos no VPL do projeto, em relação às variáveis de investimento e o VPL do acionista, em relação às variáveis de financiamento e atraso. Demonstra-se graficamente o seu comportamento, para uma visualização de quais variáveis representam um maior potencial de risco para o projeto, demandando mais atenção em relação a sua exposição e constituição das respectivas medidas para a sua mitigação.

6.1.

Análise de Sensibilidade

O exemplo que será apresentado nesse tópico caracteriza-se como um projeto para a instalação de um parque eólico e a sua respectiva linha de transmissão, localizado numa região do semi-árido nordestino, em área de baixa densidade populacional e de limitada atividade econômica, relevo plano, e temperatura com pouca variação ao longo do ano.

O parque possui 62 aerogeradores com potência unitária de 1,6 MW, com altura de torre de 80 metros e diâmetro do rotor de 82,5 metros. Foram

contratados três estudos de ventos com o objetivo de mitigar o risco de geração abaixo do esperado, onde foram utilizados conservadoramente, para fins de projeção, os menores P90 dos referidos estudos.

Os investimentos necessários para implantação do empreendimento são apresentados de forma resumida na Tabela 1:

Tabela 1: Quadro de Usos e Fontes do Exemplo Numérico Real

R\$ mil		
USOS	TOTAL GERAL	% do total
Investimentos Financeáveis - FNEM	398.584,4	96,7
I - Obras Cíveis e Outros Gastos	105.975,4	25,7
Consultoria de Fundações	72,8	0,0
EM - Eletromecânico	28.604,2	6,9
MT - Metmast (Anemometricas)	1.375,2	0,3
EP - L&M/Engineering	7.356,3	1,8
MA - Meio Ambiente	5.054,3	1,2
OC - Obras Cíveis	58.975,1	14,3
Outros	4.537,4	1,1
II - Equipamentos Nacionais	292.609,0	71,0
2. Máquina e Equipamentos Nacionais	292.609,0	71,0
III - Investimentos Não Financeáveis	13.597,9	3,3
Seguros Pré-Operacionais	1.406,1	0,3
Anchor Bolts	2.281,1	0,6
Fees	3.682,9	0,9
Fiança (DC) - Dívida Sênior	6.227,8	1,5
Total dos Investimentos	412.182,2	100,0
FONTES	TOTAL GERAL	% do total
I) Recursos Próprios	117.229,8	28,44
II) Recursos de Terceiros (BNDES)	294.952,4	71,56
Total das Fontes	412.182,2	100,0

Fonte: Próprio autor.

O projeto, após a sua análise, apresentou as seguintes premissas utilizadas na sua modelagem financeira, cujos resultados são também apresentados na Tabela 2.

Tabela 2: Dados Econômico- Financeiros e Resultados do Exemplo Numérico Real

Investimento (R\$ mil/KW)	4.171,88
Preço (R\$)	145,77
Potencia (MW)	98,80
Energia Contratada (MWh)	43,00
FC Contratado	43,52%
FC P90	38,93%

Fonte: Próprio autor.

O & M (R\$ mil por Aerogerador)	70
Número de Aerogeradores	62
O & M Instalações (R\$ mil)	930

Fonte: Próprio autor.

Prazo de Amortização (meses)	192
Mês da Última Amortização	01/2029
Prazo de Utilização e Carência	15 meses

Fonte: Próprio autor.

Despesas Fixas (R\$ mil)	2783
TUST (50% desconto + ICG)	3,3

Fonte: Próprio autor.

Base de Cálculo: (Lucro Real = LAIR /// Lucro Presumido IR = 8% x ROB, Lucro Presumido CSLL = 12% x ROB)

Fonte: Próprio autor.

Alíquota IR	25,00%
Alíquota CSLL	9,00%

Fonte: Próprio autor.

<u>. PIS e COFINS</u>	Presumido	Real
Alíquota PIS	0,65%	1,65%
Alíquota Cofins	3,00%	7,60%

Fonte: Próprio autor.

Custos Não Gerenciáveis

Descrição	Data Base para Correção Monet.	
☒ Reserva Global de Reversão	3,0%	
☒ TUST (R\$ / kWmês)	jan/2011	3,282
☐ TUSD (R\$ / kWmês)	jan/2011	
☐ CUSTO CONEXÃO (R\$ / kWmês)	jan/2011	
☐ CFURH (R\$ / kWh)	jan/2011	64,690
TFSEE - ANEEL (0,5%) - R\$ / kWmês	jan/2011	335,420

Fonte: Próprio autor.

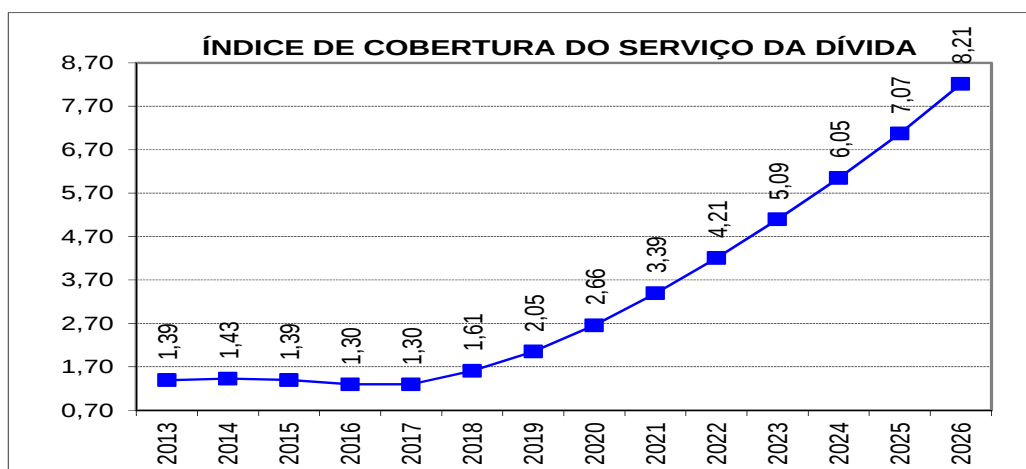
VPL Projeto @ 8,51% a.a.	R\$ 78.225 mil
VPL Acionista @ 10,56% a.a.	R\$ 30.299 mil

Fonte: Próprio autor.

TIR Projeto (% ao ano)	10,75%
TIR Acionista (% ao ano)	12,61%

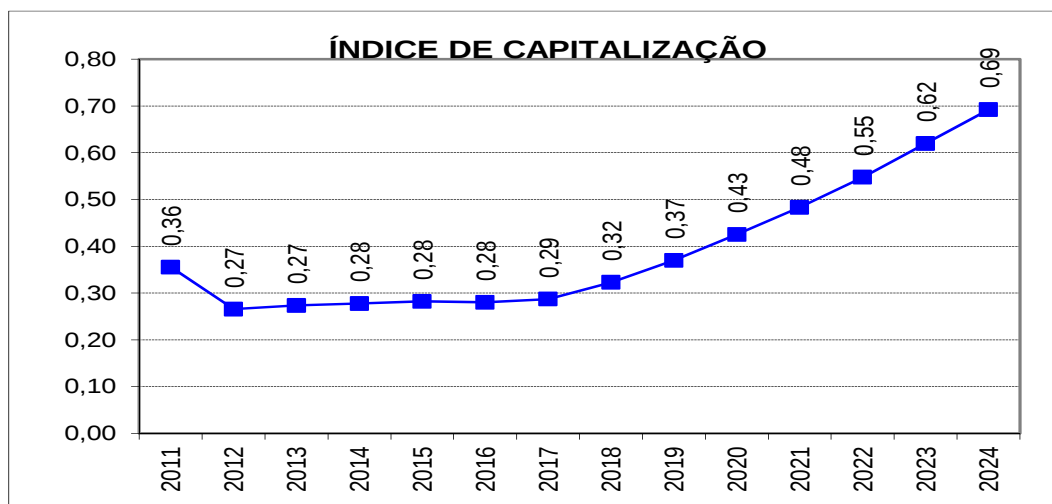
Fonte: Próprio autor.

Gráfico 1 – Projeção ICSD



Fonte: Próprio autor

Gráfico 2 – Projeção ICP



Fonte: Próprio autor

Apresentado o cenário base, representado pelos dados originais do projeto, serão demonstrados os cenários de estresse das principais variáveis que compõe o empreendimento, sob o aspecto de investimento, financiamento e atraso:

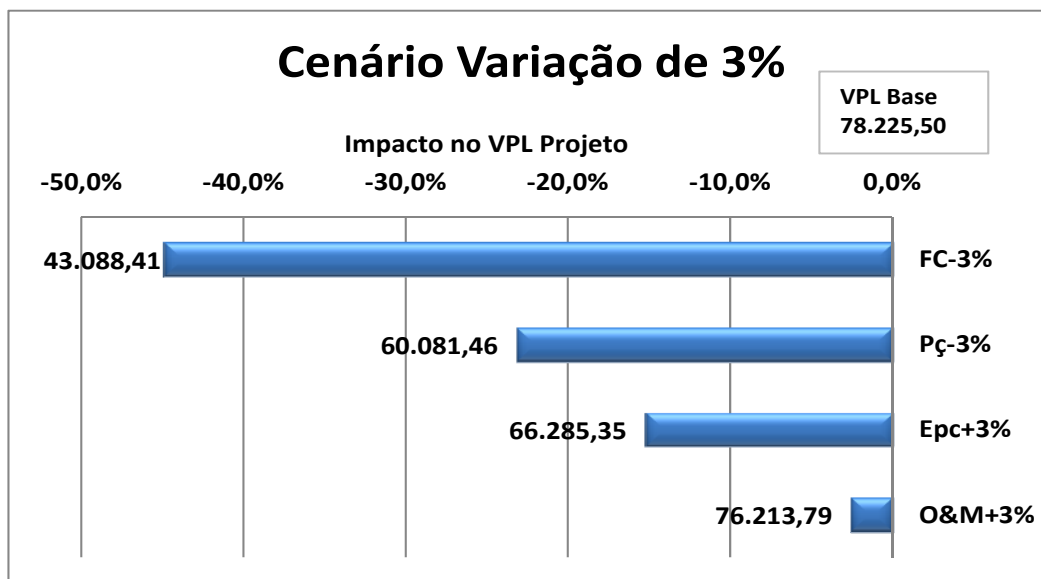
6.2. Análise de Sensibilidade – Variáveis de Investimento

A análise das variáveis de investimento foi efetuada de forma conjunta e individual sendo todas as variáveis alteradas pelo mesmo percentual (3%,5%,7% e 10%).

Na análise conjunta o objetivo é ranquear os fatores de risco a que estão expostos os projetos de centrais eólicas no Brasil, medidos através do impacto no VPL do projeto em cada cenário de estresse.

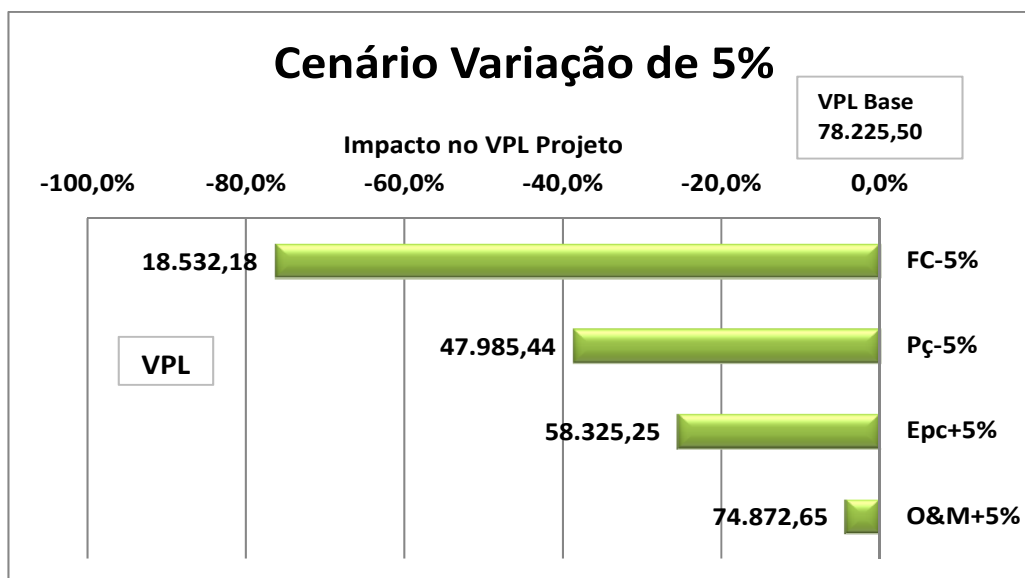
Análise Conjunta:

Gráfico 3 – Variáveis Investimento – 3%



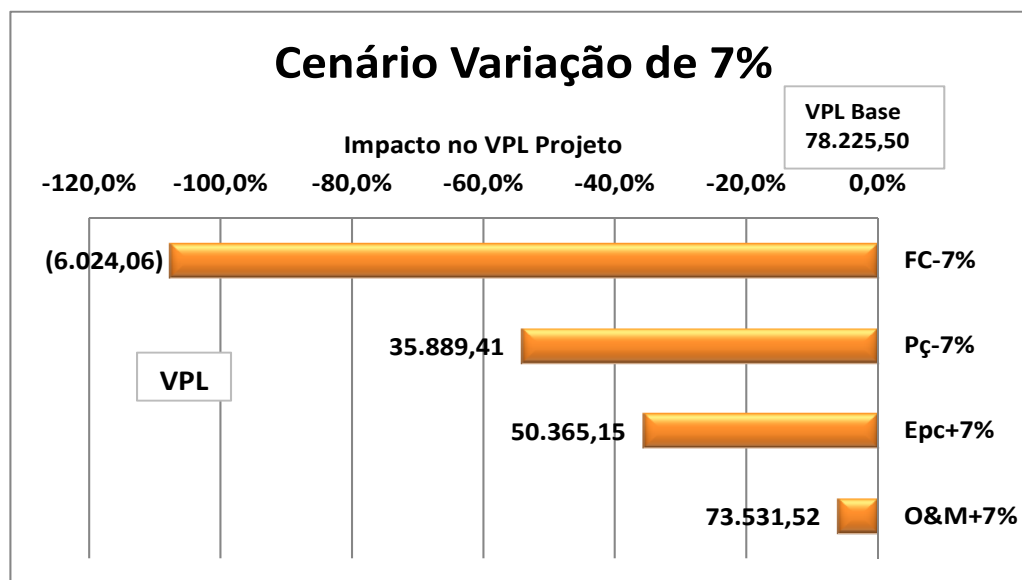
Fonte: Próprio autor

Gráfico 4 - Variáveis Investimento – 5%



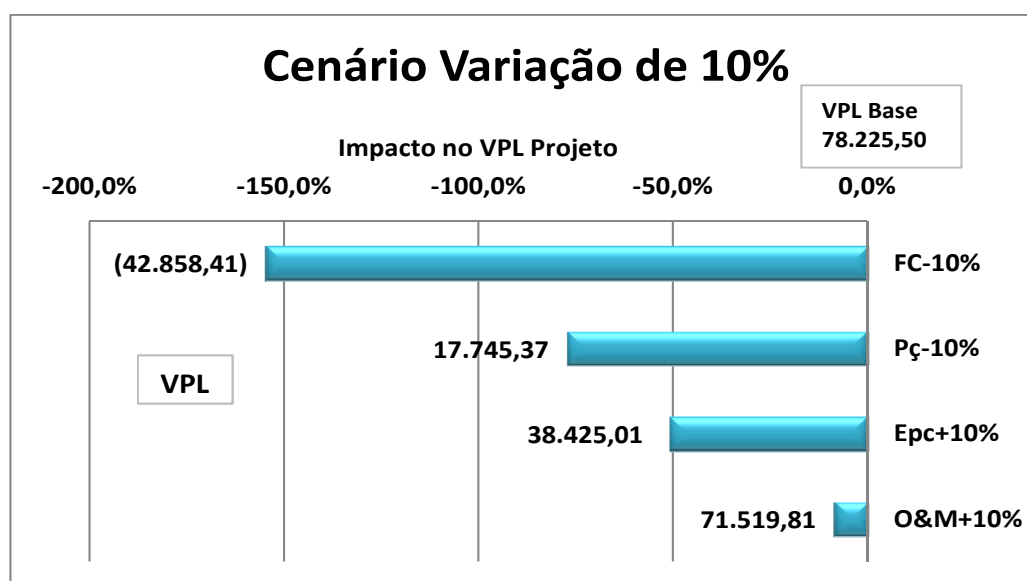
Fonte: Próprio autor

Gráfico 5 – Variáveis Investimento – 7%



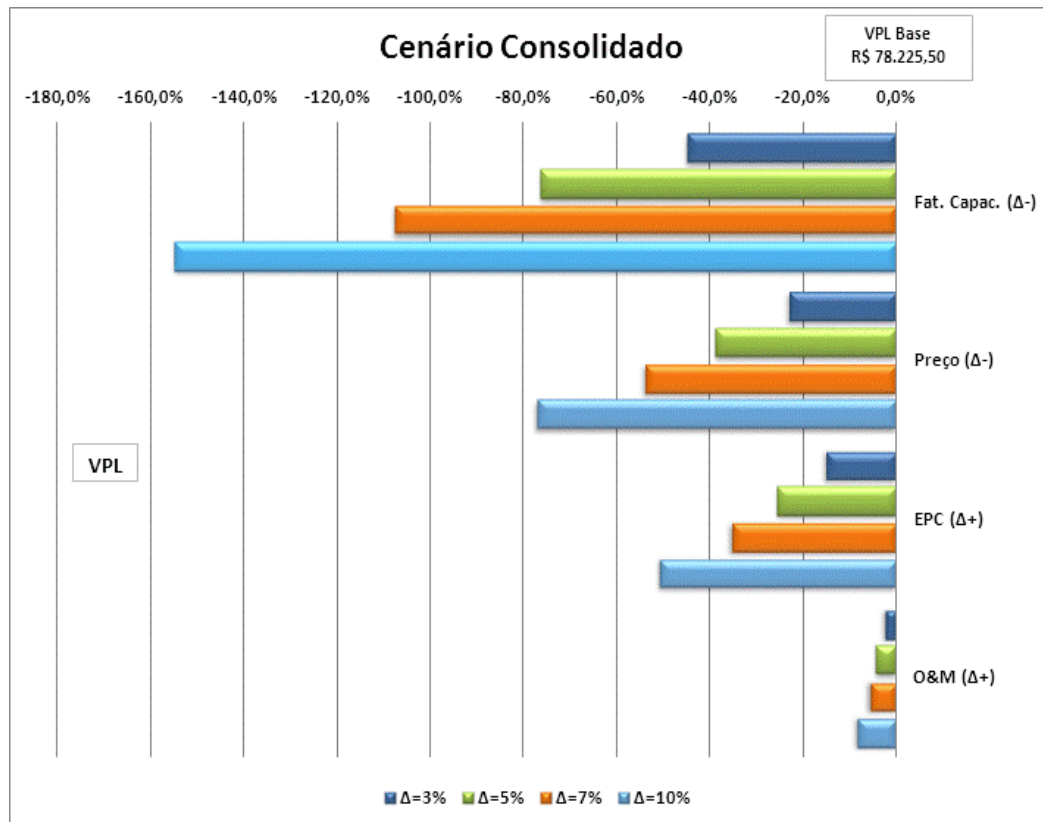
Fonte: Próprio autor

Gráfico 6 - Variáveis Investimento – 10%



Fonte: Próprio autor

Gráfico 7 - Variáveis Investimento – Consolidado



Fonte: Próprio autor

Dentro do objetivo desta pesquisa, em relação ao ranqueamento dos riscos em projetos eólicos implantados no Brasil, foi utilizado o VPL do exemplo numérico para medir o impacto dos cenários de estresse nos principais fatores de risco a que estão sujeitos projetos desta natureza.

O estudo apresentou o fator de capacidade como a principal variável de risco devido ao seu maior potencial de redução no VPL do projeto. Depois do fator de capacidade, as variáveis que mais impactaram o retorno do projeto foram em ordem decrescente: o preço, o custo de construção (EPC) e por último o custo de operação e manutenção (O&M).

Objetivando o pleno entendimento do comportamento da variável preço foi considerada a sua incerteza como numa contratação no ACL¹ objetivando a caracterização do risco de mercado a que estão sujeitos os empreendimentos viabilizados no mercado livre de energia, nos casos onde não existam (PPA) contratados para todo o período de financiamento ou o contrato contemple a flutuação dos preços durante o horizonte de financiamento.

As variáveis EPC e O&M apresentaram menor impacto no VPL do projeto, se comparados ao fator de capacidade e ao preço, pois dentre outros fatores essas duas variáveis permitem uma maior flexibilidade na sua negociação, devido a competição entre os diversos agentes que atuam nestes segmentos, porém, cabe ressaltar que a contratação junto a empresas com capacidade financeira e grande experiência nacional e internacional na construção e implantação de projetos de geração eólica, bem como na operação e manutenção de parques eólicos no Brasil e no mundo mitiga respectivamente os riscos de conclusão/ sobrecustos e o risco operacional.

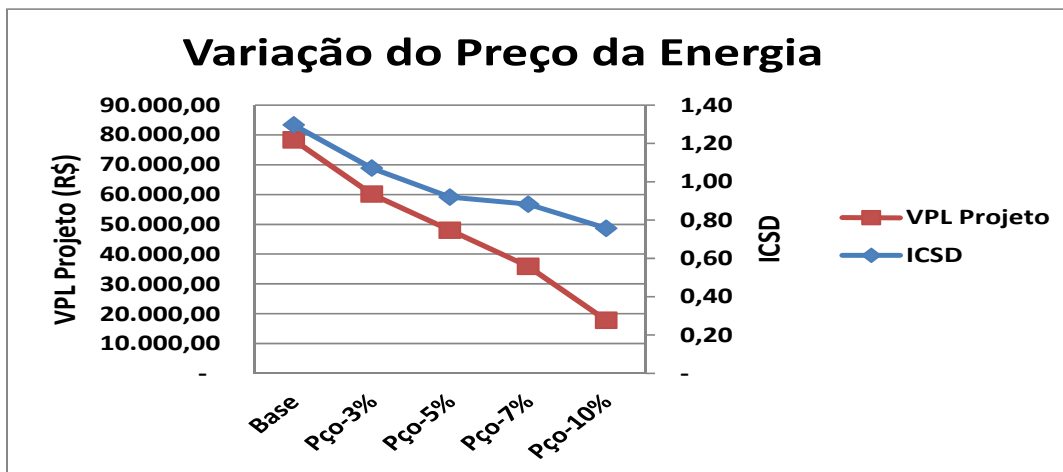
Adicionalmente, o menor impacto no VPL destas duas variáveis está relacionado também ao seu menor grau de incerteza, quando se compara principalmente com o fator de capacidade que orienta a quantidade a ser vendida num contrato de 20 anos, que gera uma obrigação de longo prazo para o empreendimento sujeitando-o a penalidades anuais e quadrienais no caso de descasamento entre a energia gerada e contratada, conforme demonstrado pelo gráfico 42.

Em termos individuais a verificação do comportamento de cada variável isoladamente tem o objetivo de apresentar o impacto no VPL do projeto e no seu respectivo ICSD, para aferir de forma mais acurada o impacto dos cenários de estresse em cada fator de risco estudado. Ressaltando que o cumprimento de um ICSD mínimo representa uma das obrigações assumidas no contrato de financiamento em operações de *Project Finance*, que visa assegurar o pagamento do serviço da dívida sob a responsabilidade do projeto através da sua SPE (*Borrower*).

¹ Ambiente de Contratação Livre

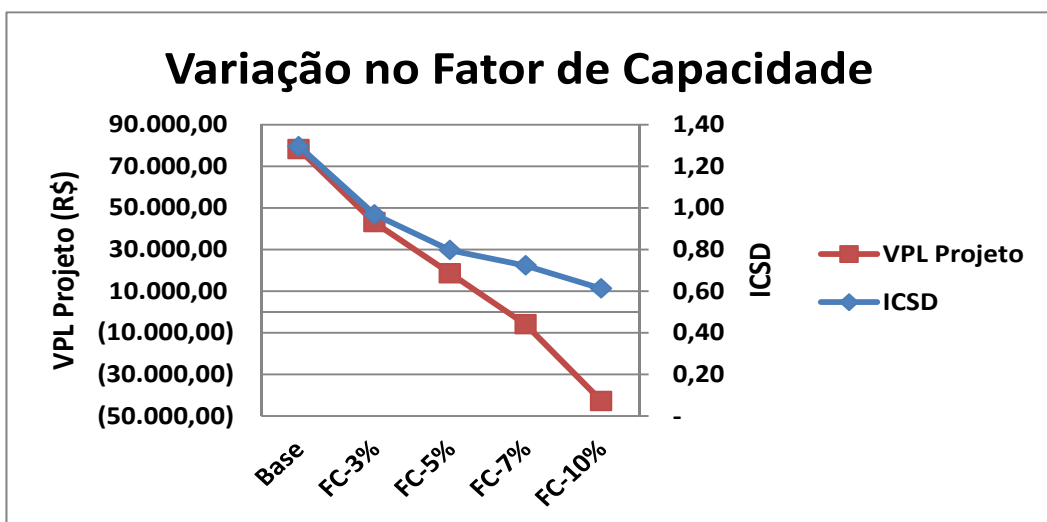
Análise Individual:

Gráfico 8 – Variação do Preço da Energia



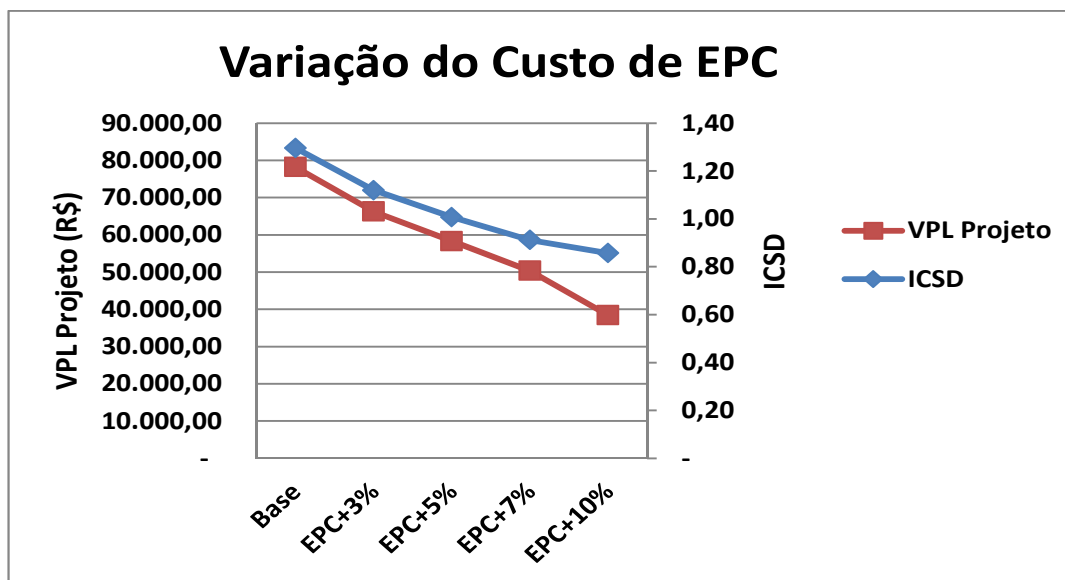
Fonte: Próprio autor

Gráfico 9 - Variação no Fator de Capacidade



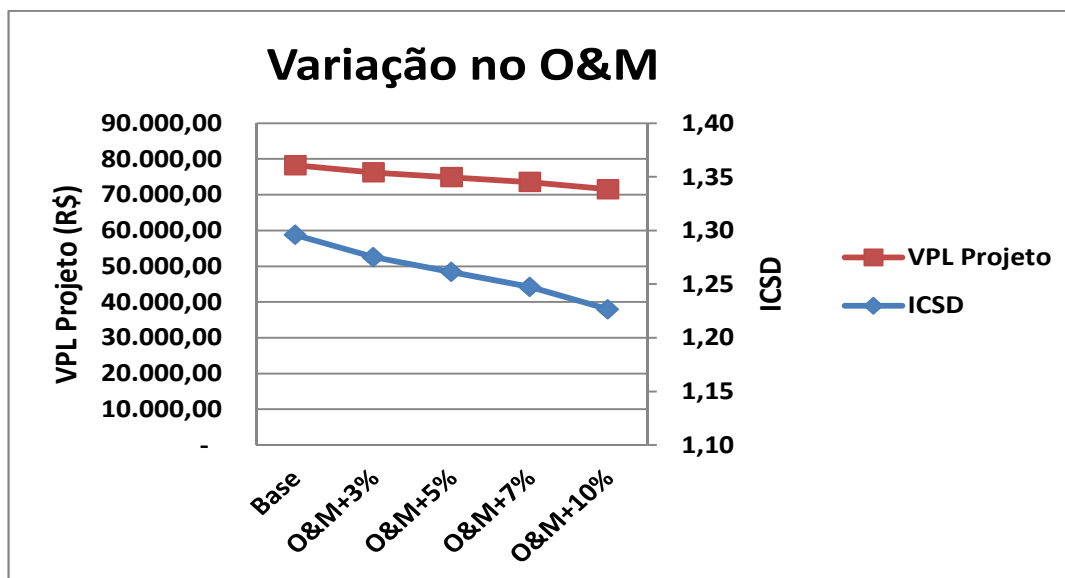
Fonte: Próprio autor

Gráfico 10 – Variação do EPC



Fonte: Próprio autor

Gráfico 11- Variação no O&M



Fonte: Próprio autor

Como resultado da análise individual verifica-se que o impacto no VPL do projeto e do seu respectivo ICSD apresentam-se na mesma intensidade devido ao fato de ambos indicadores possuírem a geração de caixa do projeto como fator relevante nas suas respectivas fórmulas de cálculo, conforme apresentado respectivamente nas seções 5.5.1 e 5.5.3, logo a apresentação do impacto desses dois indicadores apresentados conjuntamente visa caracterizar a viabilidade econômico-financeira não só pela apuração de um VPL positivo, mas também frente ao cumprimento de um ICSD mínimo. Portanto, mesmo com um VPL positivo, caso o ICSD apurado for menor do que o valor mínimo de referência, apresentado na seção 4.3.2, a contratação da operação implicaria num menor nível de alavancagem e conseqüentemente num maior aporte de capital próprio pelo patrocinador.

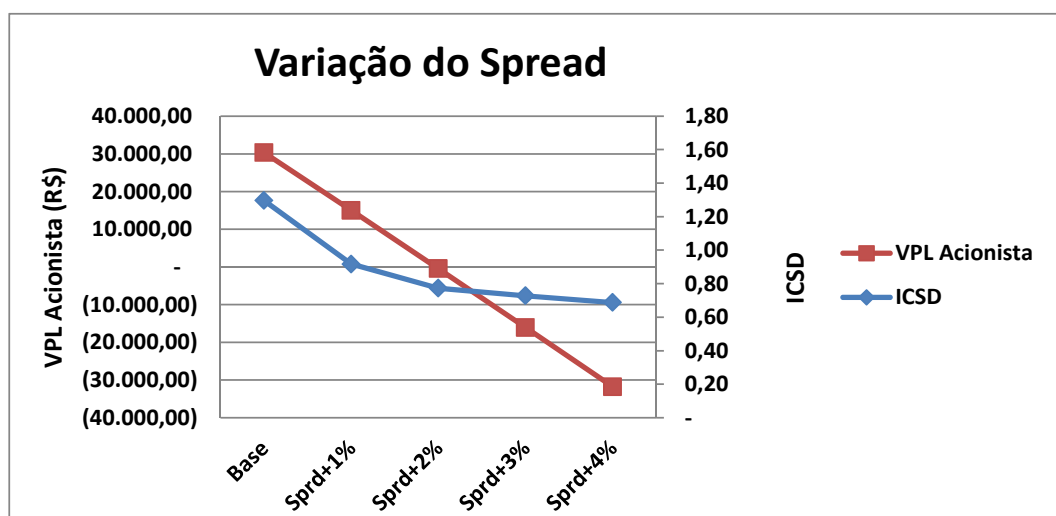
6.3.

Análise de Sensibilidade – Variáveis de Financiamento

A análise das variáveis de financiamento não seguiu o procedimento de análise conjunta e individual, devido às particularidades das variáveis de financiamento, onde não foi possível a aplicação de um mesmo percentual para todas as variáveis. Nesses cenários foram utilizados percentuais e prazos para estressar o cenário base, conforme demonstrados nos gráficos 38 a 41.

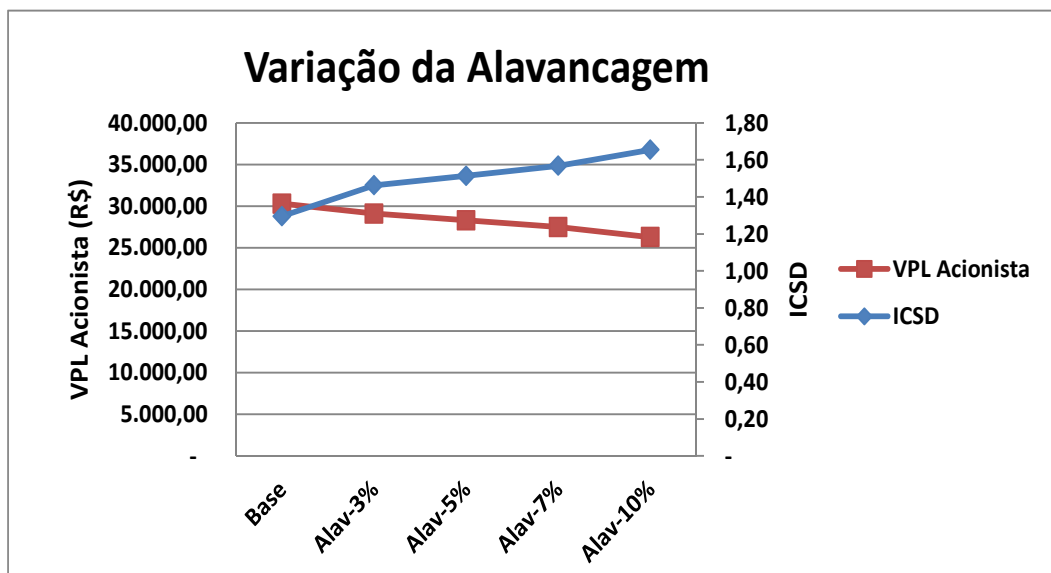
Análise Individual:

Gráfico 12 – Variação do Spread



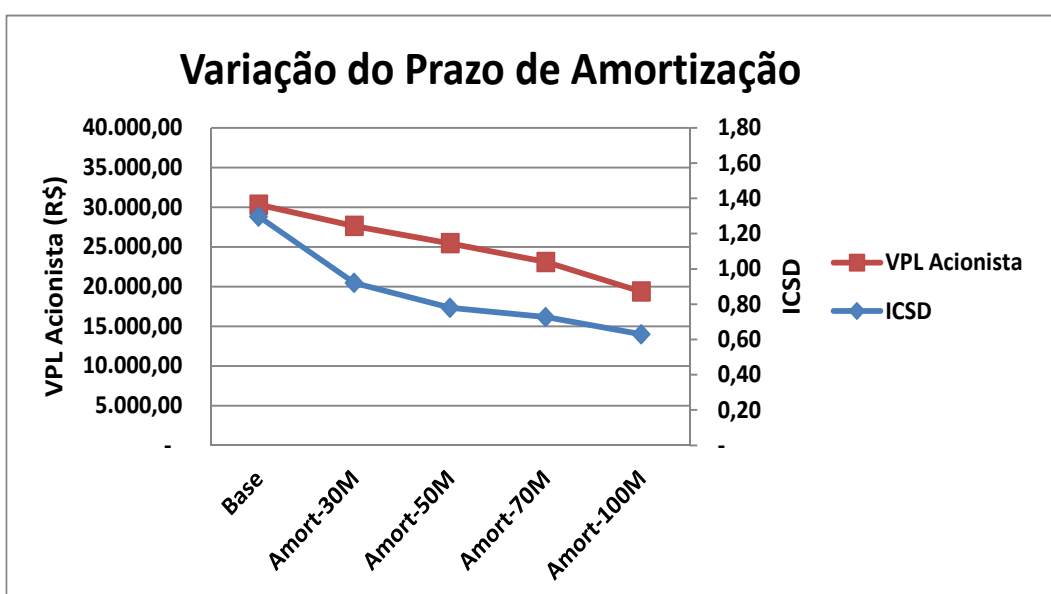
Fonte: Próprio autor

Gráfico 13 - Variação da Alavancagem



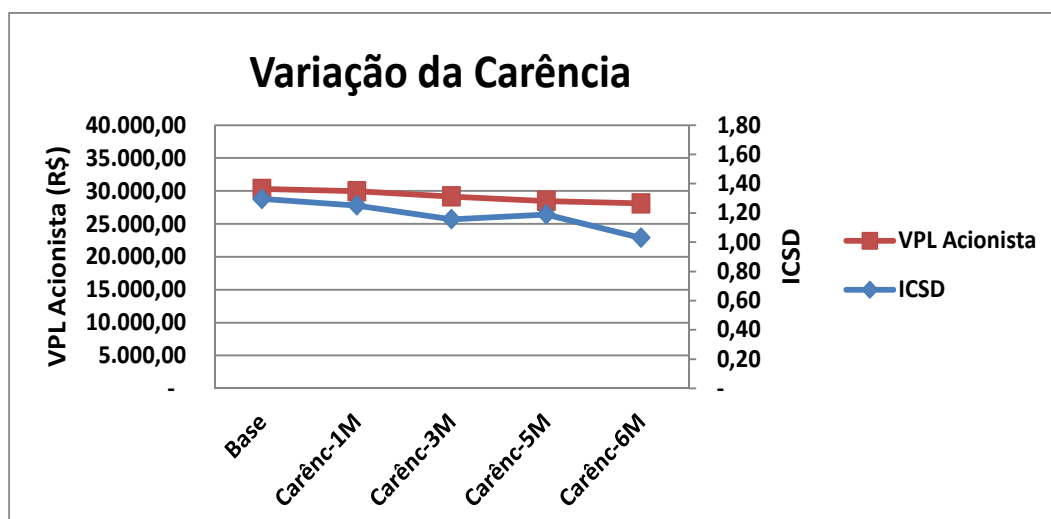
Fonte: Próprio autor

Gráfico 14 – Variação do Prazo de Amortização



Fonte: Próprio autor

Gráfico 15 - Variação da Carência



Fonte: Próprio autor

As variáveis de financiamento foram elaboradas visando fornecer uma visão adicional sobre o impacto que a própria operação de crédito pode exercer sobre a rentabilidade dos patrocinadores. Tal iniciativa visa demonstrar graficamente a importância de uma acurada estruturação da operação, cujo resultado é a otimização desses variáveis com o objetivo de se obter as melhores condições possíveis de financiamento. Cabe ressaltar que no presente exemplo, como operação estruturada segundo o produto FINEM do BNDES e suas respectivas linhas de financiamento, alguns dos cenários construídos nesta pesquisa não são factíveis num caso concreto, devido às características formatadas do referido produto bancário, que limitam as taxas de juros, prazos, alavancagem, dentre outros fatores. Ressalta-se que o cenário base foi viabilizado em conformidade com as regras e limites do FINEM.

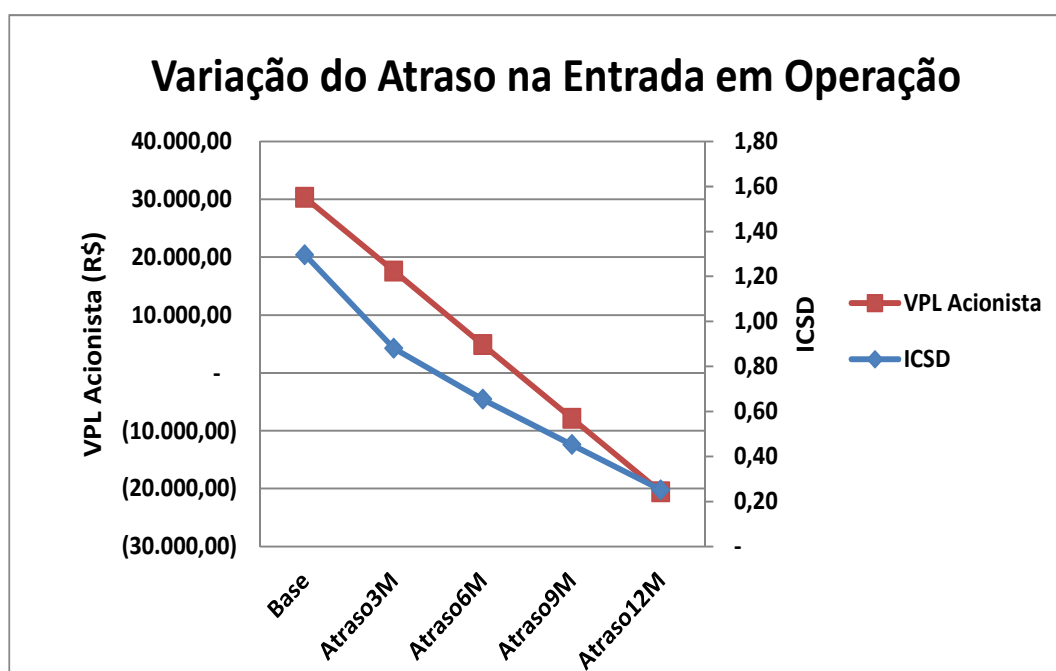
6.4.

Análise de Sensibilidade – Variável Atraso na Entrada em Operação Comercial (Penalidades por Geração Efetiva abaixo do Esperado).

A variável atraso foi demonstrada neste estudo no gráfico 42 devido ao impacto relevante que ela pode ter sobre o projeto. Ressalta-se que a demonstração deste impacto não fica restrita ao atraso na entrada em operação comercial pura e simples, pois o gráfico 42 reflete a penalidade por uma geração

efetiva menor que a contratada. Logo, o atraso na entrada em operação comercial, em essência, representa uma geração aquém do esperado, pois o empreendimento não estará entregando a energia contratada no período em que estiver atrasado. Portanto, ressalta-se que durante todo o período de contrato, o parque eólico estará sujeito a estas penalidades, bastante impactantes, caso incorra em desvios negativos de sua geração efetiva.

Gráfico 16 – Variação do Atraso na Entrada em Operação Comercial



Fonte: Próprio autor.

O gráfico 42 demonstra que o compromisso de geração previsto no contrato de compra e venda de energia (PPA) é relevante e que as penalidades são severas e podem reduzir bastante a rentabilidade do projeto, verificando-se que um erro no planejamento ou na construção que atrase a sua conclusão num prazo acima de 6 meses podem gerar VPLs negativos para o empreendimento, destruindo valor para o empreendedor e causando preocupação para o financiador que poderá acionar alguma garantia, caso não seja dado o devido conforto quanto a resolução tempestiva deste problema pelo patrocinador do projeto.

6.5.

Análise de Sensibilidade – Matriz de Risco e Mitigadores

A Tabela 3 apresenta a matriz de riscos e mitigadores do exemplo numérico, após o ranqueamento dos fatores de risco resultante da análise de sensibilidade, visando orientar os esforços do empreendedor quanto a intensidade e nível de controle das medidas necessárias para sua mitigação.

Tabela 3: Matriz dos Principais Riscos na Implantação de Parques Eólicos no Brasil

Risco	Mitigador
Risco de Conclusão	· Seguros cobrindo riscos de montagem e instalação no valor total do investimento;
	· Aporte de capital integral antes da 1ª liberação do BNDES;
	· Fornecedor dos equipamentos com larga experiência internacional de implantação de parques eólicos;
	· Contratação de “Gerenciadora da Obra” com experiência na implantação de parques eólicos no Brasil;
	· EPCistas Civil e Elétrico com boa capacidade financeira e larga experiência em implantação de investimentos de infraestrutura no Brasil, para MITIGAR riscos como as incertezas de uma ICG: modelar o CAPEX de conexão em uma ICG, sem saber se ela será realmente implantada, pois depende da viabilização com a devida antecedência dos demais empreendimentos a serem conectados na ICG. Descompasso entre os dois certames e os estudos de demanda para determinar a sua localização e custo. Além de outros desafios, como alinhamento das bases para a montagem e instalação dos aerogeradores, dentre outros exemplos, que igualmente demandam a experiência dos EPCistas em projetos semelhantes e MITIGA os riscos de atraso e sobrecustos;
	· O risco de vender no leilão e não ter a ICG viabilizada é MITIGADO pela previsão no Contrato de Energia de Reserva do recebimento da Receita Fixa, caso a Aneel ateste que o parque já se encontra em condições de operação comercial, independente do despacho de carga;
	· Risco de problemas ambientais e do patrimônio histórico, como: não incluir a dificuldade de licenciamento da linha no cronograma do empreendimento; presença de achados arqueológicos expressivos, proximidade de comunidades tradicionais e unidades de conservação, presença de espécimes endêmicos de fauna e flora, aves migratórias. Eles podem ser MITIGADOS por um bom planejamento e pesquisa prévia sobre a história da região do Parque e sua realidade ambiental, atuando com a antecedência necessária e a precisão requerida no processo de inventário, apresentação e aprovação do projeto;
	· O risco de problemas fundiários, principalmente na região nordeste do país, como: matrículas imprecisas, titularidade duvidosa, sobreposição de propriedades lindeiras, limites com descrição confusa. Desconhecimento da área efetivamente arrendada e litígios com proprietários lindeiros que podem gerar problemas durante a construção, além de possíveis sombreamento entre parques e a necessidade de DUP - Declaração de Utilidade Pública em alguns casos, também podem ser MITIGADOS por um bom planejamento e pesquisa prévia sobre a região do Parque, atuando com a antecedência necessária e a precisão requerida no processo de inventário, apresentação e aprovação do projeto;

Risco	Mitigador
Risco de Geração Abaixo do Esperado	Utilização da estrutura de portfólio, com a criação de uma holding, onde os benefícios da consolidação incluem a formação de um “conta reserva especial”, a ser constituída na holding com os recursos de caixa excedentes gerados em cada um dos Parques (caixa acumulado consolidado), MITIGANDO o risco de geração abaixo do esperado de um parque isoladamente;
	Ressalta-se que a intensidade deste risco é diretamente proporcional à diferença entre a energia contratada no leilão P50 e o menor P90 dentre os estudos de ventos utilizados para medição do recurso eólico. Este risco é MITIGADO através da utilização de medidores bem calibrados, bem posicionados e bem mantidos, utilizando estimativas realistas de produção, com uma correta consideração sobre as perdas do ponto de conexão até o centro de gravidade, relacionadas ao efeito esteira, taxa de indisponibilidade forçada e programada. E principalmente, sempre vender no leilão considerando um fator de capacidade realista, dado o forte impacto que as penalidades previstas nos leilões podem ter no VPL do empreendimento, em caso de erro sistemático na produção do parque e consequente geração menor que a contratada;
	MITIGAR o risco tecnológico associado a uma geração abaixo do esperado, através da utilização de equipamento já implantado em outros projetos dentro e fora do país, com histórico positivo de operação, reduzindo o risco de geração abaixo do esperado provocado pela indisponibilidade do equipamento, dentre outros problemas potenciais relacionados a tecnologia não testada.

Risco	Mitigador
Risco de Geração Abaixo do Esperado	Utilização da estrutura de portfólio, com a criação de uma holding, onde os benefícios da consolidação incluem a formação de um “conta reserva especial”, a ser constituída na holding com os recursos de caixa excedentes gerados em cada um dos Parques (caixa acumulado consolidado), MITIGANDO o risco de geração abaixo do esperado de um parque isoladamente;
	Ressalta-se que a intensidade deste risco é diretamente proporcional à diferença entre a energia contratada no leilão P50 e o menor P90 dentre os estudos de ventos utilizados para medição do recurso eólico. Este risco é MITIGADO através da utilização de medidores bem calibrados, bem posicionados e bem mantidos, utilizando estimativas realistas de produção, com uma correta consideração sobre as perdas do ponto de conexão até o centro de gravidade, relacionadas ao efeito esteira, taxa de indisponibilidade forçada e programada. E principalmente, sempre vender no leilão considerando um fator de capacidade realista, dado o forte impacto que as penalidades previstas nos leilões podem ter no VPL do empreendimento, em caso de erro sistemático na produção do parque e consequente geração menor que a contratada;
	MITIGAR o risco tecnológico associado a uma geração abaixo do esperado, através da utilização de equipamento já implantado em outros projetos dentro e fora do país, com histórico positivo de operação, reduzindo o risco de geração abaixo do esperado provocado pela indisponibilidade do equipamento, dentre outros problemas potenciais relacionados a tecnologia não testada.

Fonte: Próprio autor.

Como resultado da matriz de risco e mitigadores do exemplo numérico utilizado na presente pesquisa, cabe destacar que o projeto foi concluído em junho de 2012, dentro do prazo e custo previsto, porém os parques só não puderam ser conectados ao SIN², em função do atraso na construção da sua ICG³, sob a responsabilidade da CHESF⁴. Ressalta-se que a data original referente a entrada em operação comercial era julho de 2012, portanto depreende-se que o processo de escolha dos construtores (EPcistas) foi corretamente executado devido ao projeto ter sido concluído no prazo e sem sobrecustos. A partir desta informação pode-se inferir, que os demais fatores de risco referentes à fase pré-operacional apontados na matriz, também foram corretamente aplicados com sucesso neste projeto.

Em função dos atrasos previstos para entrada em operação comercial das ICGs, em junho de 2012, a ANEEL descreveu quais deveriam ser os procedimentos necessários para que as usinas que não pudessem efetivamente entrar em operação comercial, devido à falta da conexão, obtivessem desta agência, através de despachos, o atestado de que estariam aptas para a entrada em operação comercial e, conseqüentemente, fazendo jus às receitas previstas nos CERS⁵. Em outubro de 2012 foram publicados os Despachos da Superintendência da ANEEL, que dentre outras atribuições, reconheceram que a Central Eólica utilizada como exemplo numérico do presente estudo atendeu aos requisitos necessários para a entrada em operação comercial, tendo direito ao recebimento da sua receita fixa.

Portanto, como resultado do mapeamento dos riscos e a adoção dos seus respectivos mitigadores, ambos apontados na Tabela 3 e considerando que o projeto foi concluído dentro do prazo estimado e sem custos adicionais, pode-se inferir que o exemplo numérico analisado fez um correto mapeamento dos riscos durante a fase de construção, ou pré-operacional, bem como dos seus respectivos mitigadores.

² Sistema Integrado Nacional

³ Instalações de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada

⁴ Companhia Hidro Elétrica do São Francisco

⁵ Contratos de Energia de Reserva