

### 3

## Decisão Sobre Como Ofertar Energia Eólica nos Leilões do Brasil, Considerando o Risco do Vento

O primeiro leilão específico para energia eólica no Brasil, ocorrido em dezembro de 2009, envolveu regras específicas para a contratação de energia e tornou a indústria eólica brasileira sujeita a uma forte competição de preços. Este Capítulo propõe um método de análise e decisão financeira para projetos eólicos sujeitos a estas novas regras baseado na medida  $\hat{\Omega}$  proposta por Keating & Shadwick (2002). A utilização deste critério de análise gerou decisões de contratação diferentes das obtidas via outros critérios mais comuns no setor elétrico, como o  $VaR$ , além de ajudar na compreensão do impacto das regras do leilão sobre os resultados de projetos eólicos brasileiros. O intervalo de contratação ótima obtido pela maximização da medida  $\hat{\Omega}$  foi de 100 a 104% da geração esperada do parque utilizado como exemplo. O trabalho contribui para empreendedores e também para formuladores de políticas energéticas, que eventualmente podem vir a rediscutir as regras para eólicas no país.

### 3.1. Introdução

Os primeiros parques eólicos interligados ao sistema brasileiro de energia elétrica foram contratados em 2004 através do primeiro programa brasileiro de incentivos à energia renovável, o PROINFA, que ofereceu preços fixos para toda a energia gerada, sem penalidades por desvios entre a energia gerada e a contratada. Os preços praticados em 2009 para os parques que foram originalmente contratados pelo PROINFA se situaram entre 247 e 280 R\$/MWh, dependendo do fator de capacidade do parque. No entanto, o alto preço da energia eólica dificultou a inserção na matriz elétrica brasileira desta fonte, especialmente no contexto da política brasileira para energia, focada em modicidade tarifária e na confiabilidade do sistema elétrico.

O governo brasileiro empreendeu novas tentativas de contratar energia eólica e de outras fontes em 2007<sup>18</sup> e em 2008<sup>19</sup>, desta vez via o mecanismo de leilões de energia, mas nenhum novo projeto eólico foi contratado nessas ocasiões.

Assim, em 2009 o governo optou por fazer o primeiro leilão especificamente voltado para energia eólica<sup>20</sup>, uma tentativa de retomar os incentivos ao setor. Este leilão envolveu regras específicas para a apuração da energia a ser gerada pelos parques eólicos e a sua remuneração, sendo que os parques contratados venderam energia a preços entre R\$ 132-153/MWh os quais, corrigidos anualmente pela inflação (IPCA – Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo), serão mantidos por 20 anos.

Ao instituir a contratação através de leilões, as regras para novas eólicas forçaram claramente os preços para baixo, além de introduzirem uma penalização financeira quando a geração do parque se desviar da quantidade originalmente compromissada. Diante deste quadro, uma análise do risco inerente a cada projeto eólico torna-se fundamental, assim como desenvolver um critério de decisão que permita ao empreendedor definir qual quantidade de energia, e a que preço mínimo, ele ofertará seu projeto no leilão.

Assim, este Capítulo procura responder à seguinte questão de pesquisa:

**Com base nas regras atuais do Leilão de Energia de Reserva, e considerando-se o risco do vento, qual quantidade ótima ofertar de energia eólica e a que preço mínimo, nos leilões de energia?**

Para responder a esta questão, foi escolhido como método de seleção e apoio à decisão a maximização da medida  $\hat{\Omega}$  ( $\Omega$ ), que consegue incorporar todos os momentos estatísticos da distribuição dos resultados simulados para o projeto eólico. A medida  $\Omega$  também leva em conta um nível de retorno ou valor meta chamado de “limite” ( $L$ ) definido exogenamente, que é a fronteira entre o que se considera como ganho e como perda, consistente com as necessidades – e a

---

<sup>18</sup> 1º. Leilão de Fontes Alternativas de Energia, em junho 2007

<sup>19</sup> 1º. Leilão de Energia de Reserva, em agosto 2008

<sup>20</sup> 2º. Leilão de Energia de Reserva, em dezembro 2009

prática – do mundo corporativo. Para efeito de comparação, também foi utilizado o valor em risco (*VaR – Value at Risk*) como critério de decisão.

Além de procurar responder a uma pergunta associada a um problema real, este Capítulo contribui com a utilização de uma técnica recente de otimização de carteira que é a maximização da medida  $\Omega$ . Adicionalmente, apresenta variáveis e especificidades do setor elétrico nacional pouco exploradas em trabalhos científicos brasileiros, e suas conclusões contribuem para uma eventual reavaliação das regras dos leilões de energia eólica.

Este Capítulo está organizado da seguinte forma. A Seção 3.2 apresenta uma revisão da literatura sobre avaliação de projetos e medidas de risco, com foco na medida  $\Omega$ . A Seção 3.3 detalha as regras de contratação de energia utilizadas no primeiro leilão de energia eólica no Brasil. A Seção 3.4 descreve quais foram as premissas utilizadas na elaboração do fluxo de caixa. A Seção 3.5 descreve o processo utilizado de simulações de geração de energia e de fluxo de caixa. A Seção 3.6 discute os resultados e apresenta a decisão sugerida quanto à quantidade/preço a ofertar no leilão no caso de um parque eólico na região Nordeste do país. Na Seção 3.7 são apresentadas as conclusões.

## **3.2. Revisão de Literatura**

### **3.2.1. Avaliação de Projetos**

Copeland, Koller & Murrin (1996, p.72-94) lembram que, seja explícita ou implicitamente, qualquer decisão gerencial é baseada em algum modelo de avaliação. Hoje convivem três principais abordagens para avaliação (DAMODARAN, 2003): a) Fluxo de Caixa Descontado (FCD); b) avaliação por múltiplos, em que índices financeiros de empresas/projetos semelhantes servem como parâmetro para a avaliação; c) modelos de apreçamento de opções para medir o valor de ativos reais (Opções Reais).

No método da avaliação por múltiplos, Titman & Martin (2009) lembram que ele pressupõe a existência de ativos comparáveis e com preços divulgados ao mercado - o que não é comum no caso de projetos eólicos.

O método de Opções Reais, por outro lado, é capaz de capturar o valor agregado pela flexibilidade gerencial, pela possibilidade de tomar decisões alternativas ao longo da vida de um projeto, em um cenário de incertezas. O primeiro passo deste método é a aplicação do FCD (COPELAND & ANTIKAROV, 2003) que, portanto, continua tendo papel essencial.

Titman & Martin (2009) detalham as duas formas usuais de se estimar o valor de um projeto usando o método do FCD: ou se utiliza o fluxo de caixa livre para o acionista (FCLA) e se desconta este fluxo a valor presente pela remuneração exigida pelos acionistas (custo de capital próprio); ou se utiliza o fluxo de caixa livre do projeto (FCLP), disponível tanto para acionistas como credores, trazendo-o a valor presente pelo custo médio ponderado, pós-impostos, destas duas fontes de capital – capital próprio e dívida.

Optou-se neste trabalho por utilizar o fluxo de caixa livre para o acionista (FCLA) como base para a estimação do valor de projetos eólicos. O FCLA é apurado, a cada ano, da seguinte forma (TITMAN & MARTIN, 2009, p.66):

$$FCLA = (LAJIR - I)(1 - t) + D\&A - CAPEX - \Delta CG + \Delta D \quad (3.1)$$

Onde:

*FCLA* = fluxo de caixa livre para o acionista

*(LAJIR - I)* = lucro operacional antes do imposto de renda menos despesas financeiras *I*

*t* = alíquota de imposto de renda

*D&A* = despesas de depreciação e amortização

*CAPEX* = investimentos em imobilizado

$\Delta CG$  = variação do capital de giro

$\Delta D$  = variação da dívida, aí incluídos pagamentos do principal de dívidas

Após a apuração do FCLA esperado em cada ano, o valor esperado do projeto é obtido trazendo-se a valor presente os fluxos anuais, conforme descrito na Equação (3.2):

$$VPL = \sum_{i=0}^n \frac{FCLA_i}{(1 + K)^i} \quad (3.2)$$

**Onde:**  $FCLA_i$  = fluxo de caixa livre para os acionistas, no ano *i*

*K* = custo do capital próprio

### 3.2.2. Medidas de Risco e Escolha de Carteiras

O trabalho de Markowitz (1952) foi o precursor na análise de decisão em formação de carteiras. O autor utilizou a variância do retorno da carteira como medida de risco, procurando obter uma carteira de risco mínimo sujeito a restrições de uso do capital. Seguindo-se o trabalho desenvolvido por Markowitz, surgiram medidas e índices de desempenho utilizados para escolher carteiras. Os resultados formalizados pelos tradicionais trabalhos de Treynor (1965), Sharpe (1964) e Jensen (1968) contribuíram com alguns índices amplamente conhecidos e aceitos no mercado. O índice de Sharpe, por exemplo, avalia o desempenho de uma carteira levando-se em conta a divisão entre o retorno esperado e o desvio padrão do retorno da carteira.

Na evolução dos critérios de escolha de carteiras e controle de risco, surgiu o *Value at Risk (VaR)*, forma de quantificação desenvolvida pelo banco JP Morgan (1996). Esta é uma forma sistemática resultante do esforço de determinar, a cada período, qual o valor de perda dado certo nível de significância estatística. Assim, um  $VaR_{95\%}$  traduz, em um número, que há 5% de probabilidade de que um valor maior do que o indicado seja perdido. Por exemplo, para a distribuição de retornos de determinada carteira, o  $VaR_{95\%}$  corresponderá ao valor associado a um percentil extremo daquela distribuição, neste caso, de 5%.

Uma crítica às medidas de risco tradicionais<sup>21</sup> é que elas tendem a concentrar a decisão exclusivamente no potencial de perda, negligenciando um fator relevante para o empreendedor/gestor: o potencial de atingir ou exceder sua meta de retorno ou de resultados. Mesmo ao comparar alternativas que apresentam distribuições perfeitamente simétricas e bem comportadas, as medidas tradicionais podem ser falhas em identificar o “bom risco”, ou seja, em diferenciar alternativas pelo seu potencial de *upside*.

Este problema é potencializado se as distribuições dos VPLs não forem normais: está implícito, nas medidas tradicionais de risco, que as distribuições de resultados podem ser suficientemente descritas pela média e variância, isto é, tais medidas não conseguem necessariamente distinguir alternativas com características diferenciadas de assimetria e curtose, ou dos outros momentos da

---

<sup>21</sup> O Anexo 3.1 apresenta algumas dessas medidas tradicionais de risco.

distribuição. No entanto, distribuições de retorno assimétricas e com caudas largas são comuns nos ativos financeiros e também, como será discutido adiante, em projetos eólicos.

A solução de Keating & Shadwick (2002) para este problema – a medida  $\hat{\Omega}$  – é ao mesmo tempo simples e capaz de superar as limitações anteriormente descritas. A medida  $\hat{\Omega}$  não adota premissas sobre a distribuição dos resultados; a medida  $\hat{\Omega}$  reconhece que os tomadores de decisão, que têm variados graus de aversão a risco, têm também apetite para assumir mais risco se houver um potencial significativo de ganho superior às suas metas.

Keating & Shadwick (2002) definem a medida  $\hat{\Omega}$ , considerando uma determinada fronteira  $L$  que divide o que é considerado ganho do que é considerado perda, como o “ganho esperado nos casos de ganho”, dividido pela “perda esperada nos casos de perda”. O problema se torna semelhante ao de um jogo: se ganhar, quanto se ganha? Se perder, quanto se perde? A fronteira  $L$  é definida exogenamente e pode refletir, por exemplo, algum *benchmark* para o ativo em questão, ou, ainda, o retorno necessário para cumprir as metas atuariais de uma seguradora, ou simplesmente a meta de resultados definida pelos acionistas de um projeto. Qualquer resultado abaixo de  $L$  é considerado perda.

Keating & Shadwick (2002) definem a medida  $\hat{\Omega}$  matematicamente como:

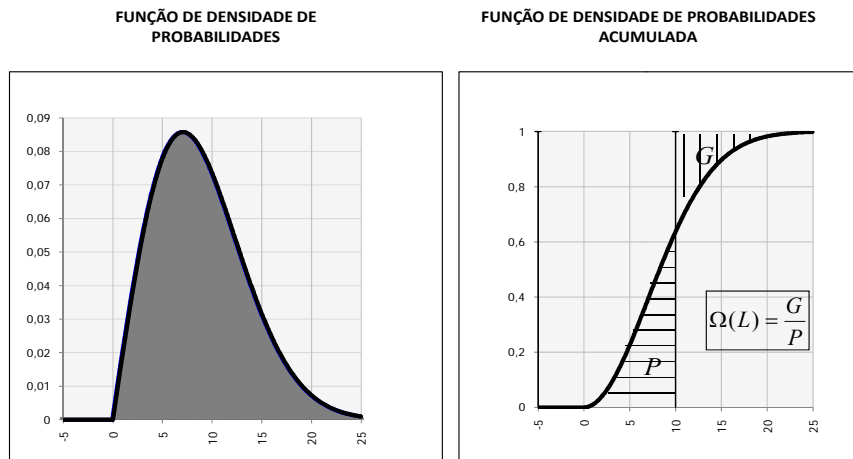
$$\Omega = \frac{G}{P} = \frac{\int_L^b [1 - F(x)] dx}{\int_a^L F(x) dx} = \frac{E[r | r > L]}{E[r | r < L]} \quad (3.3)$$

Onde:  $F(x)$  = função de densidade de probabilidade acumulada para  $x$ ;

$L$  = meta, nível mínimo para que o resultado seja considerado um ganho;

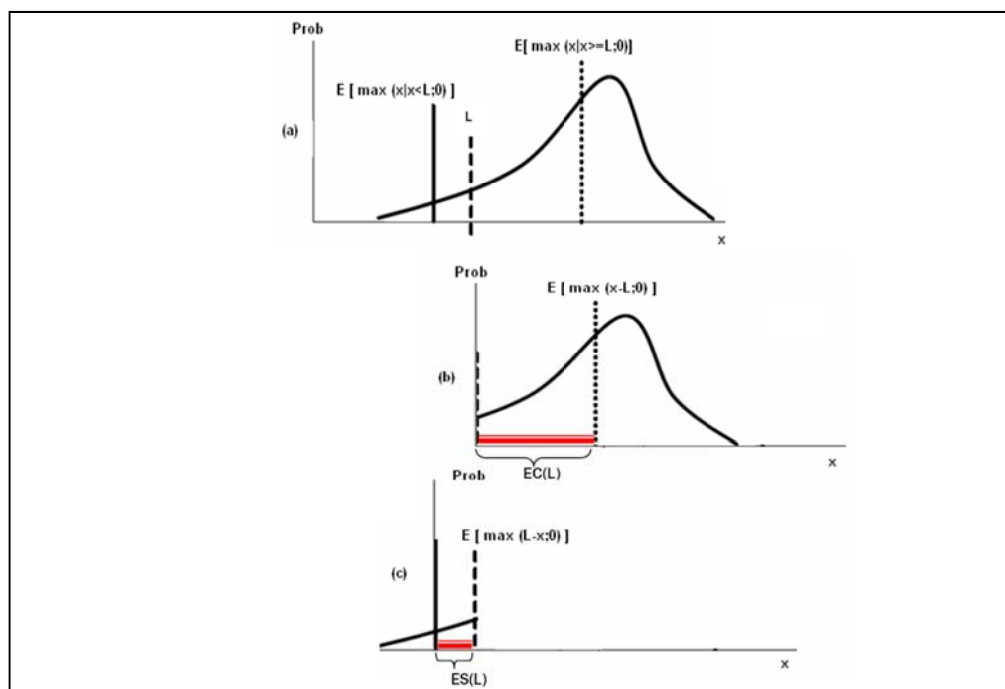
$a, b$  = limite inferior e limite superior da distribuição de resultados;

A medida  $\hat{\Omega}$  pode ser mais bem entendida a partir da Figura 3.1 e da Figura 3.2, a seguir:



**Figura 3.1: Exemplo de Cálculo da Medida  $\hat{\Omega}$ , Considerando-se que a Meta  $L$  é Igual a 10.**

A área  $P$  reflete as perdas, ponderadas pela sua probabilidade de ocorrência; assim,  $P$  é a perda esperada. Analogamente, a área  $G$  reflete os ganhos, ponderados pela sua probabilidade de ocorrência e, equivale, portanto, ao ganho esperado daquele projeto.



**Figura 3.2: Medida  $\hat{\Omega}$  Como a Divisão de Dois Valores Esperados: ganho esperado no trecho só de ganhos/perda esperada no trecho só de perdas =  $EC(L)/ES(L)$ . Fonte: Keating & Shadwick (2002) e Castro & Baidya (2009).**

Kazemi, Schneeweis & Gupta (2003) lembram que a medida  $\hat{\Omega}$  também pode ser interpretada da seguinte forma:

$$\Omega = \frac{\int_a^b [1 - F(x)] dx}{\int_a^L F(x) dx} = \frac{\int_a^b [x - L] f(x) dx}{\int_a^L [L - x] f(x) dx} = \frac{E[\max(x - L; 0)]}{E[\max(L - x; 0)]} \quad (3.4)$$

, onde  $f(x)$  é a função densidade de probabilidade de  $x$ .

O numerador da Equação (3.4) nada mais é do que o valor de uma *call*, escrita sobre o projeto e com preço de exercício  $L$ , valor este na data de exercício. Analogamente, o denominador equivale a uma *put* escrita sobre o mesmo ativo. Ao trazer a valor presente essas opções, tanto o numerador como o denominador são multiplicados pelo mesmo fator; assim, dividir o valor hoje de uma *call* pelo de uma *put*<sup>22</sup>, escritas sobre o ativo, dá o mesmo resultado que a medida  $\hat{\Omega}$ :

$$\Omega = \frac{C(L)}{P(L)} \quad (3.5)$$

, onde:

$C(L)$  = preço da *call*, escrita sobre o ativo ou projeto, e com preço de exercício  $L$

$P(L)$  = preço da *put*, escrita sobre o ativo ou projeto, e com preço de exercício  $L$

Keating & Shadwick (2002) demonstram que os gráficos  $\Omega \times L$  são tão bem comportados quanto a curva de densidade de probabilidade acumulada e têm algumas características que são de fácil intuição: à medida que  $L$  cresce,  $\hat{\Omega}$  decresce; quanto mais arriscado o projeto – isto é, quanto maior sua volatilidade – mais suave é a curva; quando  $L$  coincide com a média da distribuição,  $\hat{\Omega}$  é igual a 1. Finalmente, dois projetos só podem ter a mesma função  $\Omega(L)$  se suas distribuições de probabilidade forem exatamente iguais, o que garante a capacidade de distinguir projetos.

Vale observar os resultados de trabalhos que procuram avaliar a qualidade de medidas de risco e as conclusões sobre a medida  $\hat{\Omega}$ . Danielsson *et al* (2006, p.2) citam que em geral se podem classificar medidas de risco como

<sup>22</sup> basta que tanto a *call* quanto a *put* tenham o mesmo prazo de exercício



pertencentes a uma ou mais das seguintes categorias: coerentes segundo propriedades definidas por Artzner *et al* (1999), consistentes e de fácil aplicação.

São coerentes as medidas em que o risco de uma carteira é menor que a soma dos riscos dos ativos que a compõem (subaditividade), que conseguem identificar como de maior risco um ativo que apresente sempre, em qualquer cenário, retorno inferior ao de outro ativo (monotonicidade), e, que consigam refletir diminuição de risco quando se adiciona, à carteira, um ativo livre de risco, e na mesma proporção. Castro & Baidya (2009) demonstram que a medida  $\hat{\Omega}$  atende a essas propriedades.

No que se refere à consistência, Daniélsson *et al* (2006) concluem que a medida  $\hat{\Omega}$  é consistente no que se refere à dominância estocástica de segunda ordem, isto é, é capaz de diferenciar projetos segundo seu retorno e seu risco, embora os autores também concluam que outras medidas de risco, como o *VaR*, também atendem a esse critério. No entanto, Castro (2008) lembra que apenas a medida  $\hat{\Omega}$  possui a vantagem de definir exogenamente a fronteira *L*, o que permite gerar decisões diferentes conforme a meta do investidor, o que não acontece nas outras medidas.

Assim, sendo a medida  $\hat{\Omega}$  coerente, consistente, de fácil aplicação e, ainda, capaz de ordenar projetos segundo as metas desejadas pelos investidores, optou-se por adotá-la como critério de decisão no problema de parques eólicos.

### **3.3. Leilões de Energia no Brasil e Regras de Contratação do Leilão 2009 para Eólicas**

#### **3.3.1. Histórico dos Leilões de Energia**

A partir de 1997, o Brasil adotou um novo modelo para o setor elétrico buscando obter um maior grau de confiabilidade, menor custo possível para o consumidor (modicidade tarifária), acesso universal à energia e estabilidade regulatória.

Em 2004, o novo modelo foi aprimorado tendo sido definidos dois ambientes de contratação de energia: o Ambiente de Contratação Regulada - ACR, onde as Distribuidoras compram energia de um *pool*, composto por energia fornecida com base em licitações públicas e reguladas pelo governo, e o Ambiente

de Contratação Livre - ACL, onde consumidores podem negociar contratos bilaterais livremente com geradores e comercializadores de energia.

As Distribuidoras atendem em torno de 85% da demanda final por energia e são responsáveis por prever sua demanda, sendo obrigadas a contratar 100% de suas necessidades de longo prazo no ACR. Desta forma, foram instituídos em 2004 os Leilões de Energia no ambiente regulado com o objetivo de atender a demanda atual e futura declarada pelas Distribuidoras.

Também já se previa, na legislação de 2004, a contratação de capacidade reserva de geração, com o objetivo de aumentar a segurança do abastecimento. Em 2008 foram regulamentados os Leilões de Energia de Reserva (Decreto 6.353/2008), os quais podem contratar energia nova e/ou energia existente a fim de suprir todo o sistema. Os custos associados a esse mecanismo de segurança são repassados aos consumidores.

Empreendimentos eólicos, embora inicialmente inscritos nos Leilões de Energia Nova de 2008, declinaram de participar haja vista a concorrência, considerada desleal, com outras fontes mais baratas de energia. Eólicas tampouco foram contratadas no 1º. Leilão de Fontes Alternativa-LFAs/2007 ou no 1º. Leilão de Energia de Reserva-LER/2008, dominados por PCHs e termelétricas à biomassa. Assim, em 2009 foi regulamentado o primeiro leilão específico para energia eólica, caracterizado como o 2º. LER, ocorrido em 14 de dezembro de 2009 (leilão 2009). Outros dois leilões ocorreram em 2010 (3º. LER, 2º.LFA).

### **3.3.2.**

#### **Regras de Contratação do Leilão de Eólica 2009**

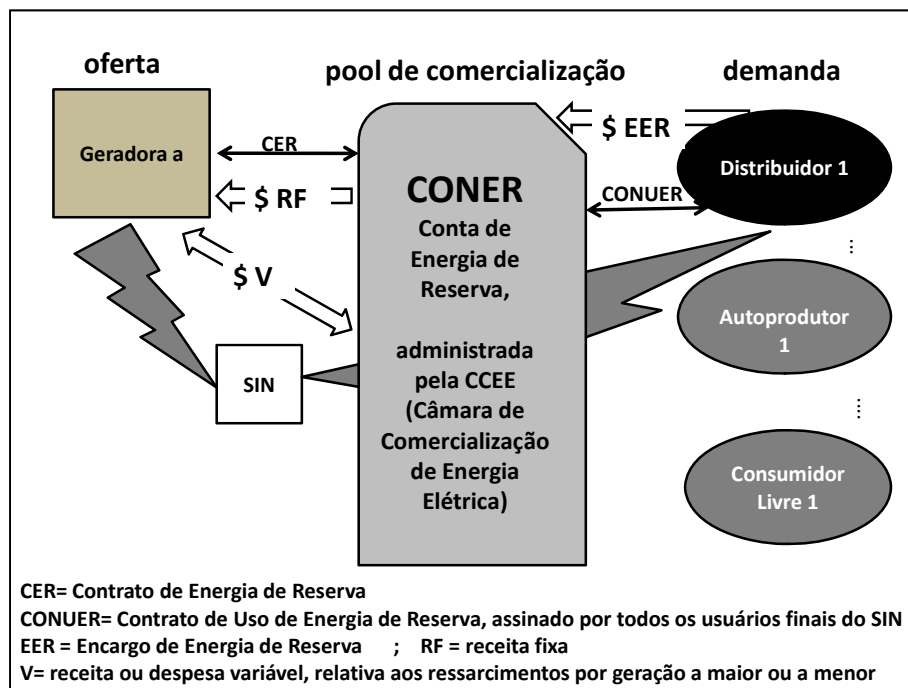
Todos os usuários finais do Sistema Interligado Nacional (SIN) pagam o Encargo de Energia de Reserva (EER), que deve ser suficiente para pagar a energia adquirida no leilão via os Contratos de Energia de Reserva (CER), mais eventuais custos de operação da geração contratada (Resolução Normativa ANEEL, nr. 385/2009).

Os CERs são contratos de quantidade de energia constante, ou seja, remuneram o investidor pela energia ofertada. No entanto, a geração de energia eólica é bastante sazonal, dependente dos ventos. Para ajustar comercialmente a diferença entre energia contratada e energia gerada foi criada uma conta

denominada Conta de Energia de Reserva (CONER), administrada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). A CONER também é utilizada para outras fontes contratadas em leilão de reserva.

Se a geração eólica for maior que a energia contratada, haverá venda de energia no mercado de curto prazo. Essa receita auferida representa também uma redução nos custos que são rateados entre os usuários finais e, portanto, reduzem o saldo da CONER e o valor do EER.

A Figura 3.3 ilustra o esquema de comercialização de Energia de Reserva, e mostra que um parque eólico recebe uma receita fixa (RF) mensal, a qual é equivalente ao volume de energia comprometido no contrato. Além disso, o parque eólico recebe (ou paga) um valor  $V$ , variável, apurado após a efetiva geração de energia e a apuração se houve desvios a maior (ou a menor), em relação ao volume de energia contratual.



**Figura 3.3: Esquema de Comercialização dos Leilões de Energia de Reserva (LER). Fonte: MME.**

No caso dos parques eólicos cuja energia foi contratada no leilão 2009, regras adicionais que visam reduzir o risco ao empreendedor foram incluídas nos

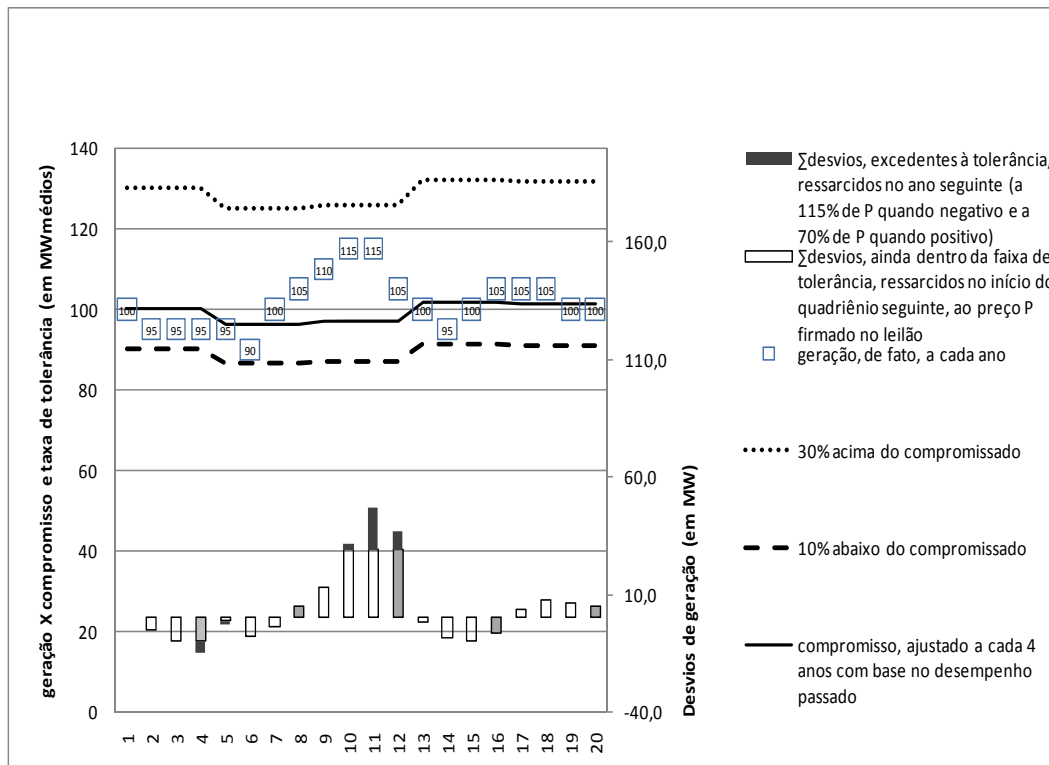
contratos. As regras estão descritas em detalhe no Capítulo 2, mas serão resumidas aqui para que o esquema de comercialização seja melhor entendido.

O principal mecanismo de proteção permite que ao final de cada quadriênio o volume compromissado de geração seja alterado, adaptando o contrato à geração observada nos anos anteriores. O compromisso válido para o quadriênio seguinte é o menor entre os seguintes valores: a média de geração do parque até aquele ponto, ou o compromisso que seria suficiente para que, até o final do quadriênio em questão, se atinja a geração que foi compromissada no leilão. Desta forma, geração inferior ao esperado permite reajuste a menor do compromisso; geração acima do esperado só causa aumento do compromisso até o ponto em que não se exceda o total compromissado que foi firmado no leilão.

Além disso, os parques contratados no leilão 2009 têm a flexibilidade de gerar entre -10% e +30% da quantidade compromissada, sem nenhuma penalidade com relação ao preço da energia. Dentro desta faixa de tolerância, o parque continua recebendo como se tivesse gerado a energia compromissada em contrato; somente ao final de cada quadriênio o desvio total acumulado deve ser reembolsado pelas partes, ao preço fixado no leilão e corrigido pela inflação. Desvios negativos devem ser pagos ao longo do primeiro ano do quadriênio seguinte, ou então comprados de outros parques que estejam em situação oposta, isto é, que tenham gerado além do esperado. Desvios positivos são recebidos ao longo dos dois anos seguintes, também ao preço do contrato; o empreendedor pode optar, ainda, por repassar o crédito para o quadriênio seguinte ou por vender o crédito para outros parques.

No entanto, desvios acumulados que ultrapassem a faixa de flexibilidade de -10% a +30%, envolvem penalidades: desvios a maior são remunerados a apenas 70% do preço fixado no leilão, enquanto desvios a menor são pagos a 115% do preço fixado no leilão. Os ajustes ocorrem ao longo do ano seguinte àquele em que ocorreu o desvio fora da faixa de tolerância.

A Figura 3.4 ilustra a aplicação das regras do leilão à geração hipotética de energia de um parque eólico, nos seus 20 anos de contrato.



**Figura 3.4: Exemplo de Parque Submetido às Regras do Leilão 2009. Fonte: elaboração própria**

Em resumo, a CCEE (via o fundo CONER), pagará pela energia eólica de duas formas. Primeiro, o parque receberá uma receita fixa mensal equivalente à energia mensal compromissada no quadriênio, multiplicada pelo preço contratado no leilão (e devidamente corrigido pelo IPCA). Como o compromisso pode ser ajustado a cada quadriênio, o valor dessa receita é fixo apenas dentro de um mesmo quadriênio. Uma segunda receita, variável, refere-se aos ressarcimentos por eventuais desvios positivos na produção de energia. No entanto, se a geração foi a menor, o parque é que terá que ressarcir o CONER/CCEE.

### 3.4. Fluxo de Caixa: Premissas Adotadas

Os dados para o fluxo de caixa determinístico, usado como base para as simulações neste Capítulo, foram em grande parte definidos a partir de informações obtidas em manuais internacionais e seminários do setor (EWEA,

2009; AWEA, 2008; DEWI, 2009) e nos projetos apresentados por parques eólicos brasileiros ao Comitê Executivo do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo - UNFCCC. Além disso, algumas premissas foram também obtidas nos *sites* do BNDES e da CAIXA. O Anexo 3.3 apresenta o fluxo de caixa determinístico e a apuração do fluxo de caixa líquido para o acionista (FCLA), a cada ano. O fluxo de caixa está expresso em termos reais, assim como o custo de capital.

### **3.4.1. Investimento (Capex)**

O investimento inicial no parque, que representa 75-80% dos custos totais de projetos *on-shore* (EWEA, 2009), inclui os estudos para implantação do parque, medições anemométricas, consultoria, turbinas, fundações, construção de estradas, conexão à rede, sistemas elétricos e de controle.

Nos *sites* do BNDES e da CAIXA, financiadores de projetos eólicos no Brasil, são informados investimentos em vários parques, a saber: USD 2300/kW em Touros-RN, USD 2200/kW na Central Eólica Praias de Parajuru-CE, USD 2900/kW em Pedra do Sal, USD 3100/kW no Parque Eólico de Beberibe, USD 2900/kW na Ventos do Sul Energia. Nota-se que no Brasil o investimento historicamente tem sido maior que a média na Europa de USD 1600-2000/kW (EWEA,2009) e USD 2000/kW nos EUA (AWEA, março 2009).

Os custos mais altos no Brasil podem refletir o momento em que os projetos acima mencionados foram implantados, que era de alta nos preços dos equipamentos eólicos, mas também, a necessidade de investir mais nos levantamentos de ventos, topográficos, geológicos, além de custos mais altos de treinamento e contratação de profissionais para o desenvolvimento, implantação e operação, dado que são negócios pioneiros no país.

No entanto, o investimento nos novos parques tende a cair, dado que os preços de turbinas, que representam 70-80% do investimento, caíram 18% a partir da crise financeira de 2009<sup>23</sup>. Também houve expansão de capacidade de produção de equipamentos, em nível nacional e mundial. Desta forma, foram

---

<sup>23</sup> Fonte: <http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2009/06/wind-turbine-prices-move-down-says-new-price-index>

considerados investimentos da ordem de USD 2000-2500/kW (utilizando uma taxa de câmbio de 1,75 R\$/US\$, equivale a R\$ 3500-4375/kW instalado) como premissas desse estudo.

### **3.4.2.**

#### **Quantidade Gerada de Energia e Receita de Vendas**

O fator de capacidade (potência média gerada em relação à potência instalada) de parques eólicos depende do comportamento dos ventos. O parque eólico considerado neste exemplo possui fator de capacidade bruto de 48%, usado no fluxo de caixa determinístico do projeto. Esse número é bem superior à média europeia de 26% (EWEA, 2009), devido aos ventos mais fortes e bem comportados no local do parque (NE do Brasil).

Foram consideradas perdas de 7%, que contemplam as perdas relativas a paradas forçadas ou programadas, assim como a energia necessária para o próprio funcionamento do sistema, perdas internas na rede até a subestação de conexão, ineficiência por sombreamento.

Apurada a geração de energia em cada ano de vida do parque, o faturamento do parque reflete a multiplicação da energia comprometida e dos desvios de produção a serem ressarcidos, pelos preços aplicáveis a cada uma dessas faixas de geração, conforme as regras de contabilização já detalhadas.

### **3.4.3.**

#### **Custos de Operação e Manutenção**

Os custos operacionais e de manutenção (O&M) de um parque eólico foram estimados por Salles (2004) em R\$ 50 mil/MWano. EWEA (2009) mostra que os custos operacionais, baseados na experiência europeia, decrescem substancialmente à medida que o tamanho da turbina aumenta: turbinas de 55 kW têm custo operacional perto de 3,5 eurocents/kWh, ou R\$ 962 mil/MWano, turbinas de 150 MW chegam a R\$ 330 a 413 mil/MWano, turbinas de 600 kW têm O&M de R\$ 192 mil/MWano. Rademakers, Braam & Verbruggen (2003) indicam que uma turbina de 1500 kW tem custos operacionais equivalentes à metade dos custos de uma turbina de 600 kW, isto é, algo próximo de R\$ 100 mil/MWano.

Neste trabalho foram considerados custos de O&M constantes de R\$ 100mil/MWano, considerando-se que novos projetos utilizarão turbinas mais eficientes, de 1500 kW ou mais.

#### **3.4.4. Custos de Transmissão e Distribuição**

Considerou-se um custo pelo uso do sistema de transmissão e distribuição de R\$ 6/kW.ano, consistente com faixa de custos informada em EPE (2009).

#### **3.4.5. Receitas de Créditos de Carbono**

Receitas pela venda de créditos de carbono no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo foram incluídas, considerando-se fator de redução de emissões de 0,208 tCO<sub>2</sub>/MWh, equivalente ao utilizado no PDD-MDL do parque de Serra dos Antunes, no RS. Custos relativos ao estudo de viabilidade, preparação do PDD-MDL, legais, validação, aprovação e registro foram estimados em R\$ 400 mil. O preço do crédito de carbono foi estimado em €12/tCO<sub>2</sub>, próximo aos preços futuros de 2009 a 2012 negociados na ECX (fonte: [www.europeanclimateexchange.com](http://www.europeanclimateexchange.com) , novembro 2009).

#### **3.4.6. Despesas Financeiras**

O BNDES pode financiar até 80% dos parques eólicos, à Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP mais 0,9% de *spread* básico, somados a 0,46-3,57% de *spread* de risco ao ano, amortização por 14 anos. As eólicas recentemente financiadas pelo BNDES obtiveram 47-69% do total do projeto em forma de financiamento, com média de 59% (SIFFERT, FISCHER & OLIVEIRA, 2009). O caso base deste trabalho considera 60% de financiamento a juros reais de 4% a.a.

#### **3.4.7. Tributação**

Os parques eólicos brasileiros são isentos de PIS/Pasep e Cofins nas importações e nos investimentos e serviços adquiridos. Há isenção de ICMS sobre



os equipamentos e de IPI sobre aerogeradores, os quais representam uma economia de até 17% e 7,5%, respectivamente, no custo dos equipamentos. Tais benefícios já estão considerados no investimento/kW utilizado como premissa.

Embora existam também incentivos de IR para empresas de setores considerados prioritários, aí incluídas as eólicas localizadas em área Sudene (Estados do Maranhão, Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe, Bahia e, alguns municípios dos Estados de Minas Gerais e do Espírito Santo), tais incentivos só podem ser usufruídos por empresas que optarem pelo regime de lucro real, que é menos favorável que o regime de lucro presumido quando o parque apresentar receita anual inferior a R\$ 48M.

#### **3.4.8. Custo de Capital**

A remuneração do capital próprio requer reflexão: não foram identificados geradores exclusivamente de energia eólica, com ações negociadas em bolsa, que permitissem um cálculo direto usando os modelos usuais de risco/retorno (ex.: CAPM). No banco de dados Capital IQ (S&P), há 44 empresas relacionadas na indústria elétrica por fonte eólica, porém tais empresas geram energia prioritariamente de outras fontes. Há duas empresas que fabricam exclusivamente equipamentos eólicos, Vestas e Nordex, e que têm ações em bolsa.

No entanto, um parque eólico contratado no leilão 2009 não está sujeito às mesmas incertezas de fabricantes de equipamento, tampouco sofrem com a incerteza de mercado; a grande incerteza é a geração de ventos, que tende a ter correlação zero com papéis negociados em mercado. Portanto, do ponto de vista de um investidor totalmente diversificado, eólicas tendem a ter um risco sistemático mais próximo de zero, isto é, a remuneração poderia ser próxima da taxa livre de risco o que, no entanto, não é consistente com a prática da indústria. Considerando-se que ao investir em um título público brasileiro de 10 anos obtém-se hoje 6,30% acima da inflação (NTNB), adota-se neste trabalho como premissa que uma taxa real de 10% já traria incentivo suficiente para o investimento em parques eólicos brasileiros.

### 3.4.9. Resumo das Premissas Adotadas

A Tabela 3.1 apresenta o resumo das premissas adotadas para construir o fluxo de caixa determinístico do projeto eólico usado como base neste trabalho, e que está apresentado no Anexo 3.3.

**Tabela 3.1: Resumo das Premissas Adotadas**

Capacidade instalada	56 MW médios
<i>Capex</i>	R\$ 4150 mil/MW; 60% no primeiro ano e 40% no segundo
Fator de capacidade	48%, número usado no caso determinístico, equivalente ao valor esperado da geração efetiva do parque, dividido pela capacidade nominal
Perdas	7%
Potência esperada	25MW médios
Custos O&M	R\$ 100 mil/ MW instalado, constante
Custos transmissão	R\$ 6/kW.ano
Créditos de carbono	Redução de emissões de 0,208 tCO <sub>2</sub> /MWh, ao preço fixo de € 12/tCO <sub>2</sub> ; custo inicial de aprovação e registro de R\$ 400 mil
Despesas financeiras	60% do investimento via dívida BNDES, 14 anos, 2 anos de carência, taxa 4% a.a. real, SAC. <i>Covenant</i> : índice de cobertura do serviço da dívida >1,20 em 90% dos casos
Tributação	Lucro presumido: percentual de 8% para IR e 12% para CSLL. Alíquota IR de 25% e CSLL de 9%. Isenções fiscais (IPI sobre aerogeradores, ICMS sobre equipamentos, PIS/COFINS sobre importações e serviços) já consideradas no <i>Capex</i> .
Custo capital próprio	10% a.a., real

### 3.5. Simulações dos Ventos e dos VPLs dos Parques Eólicos

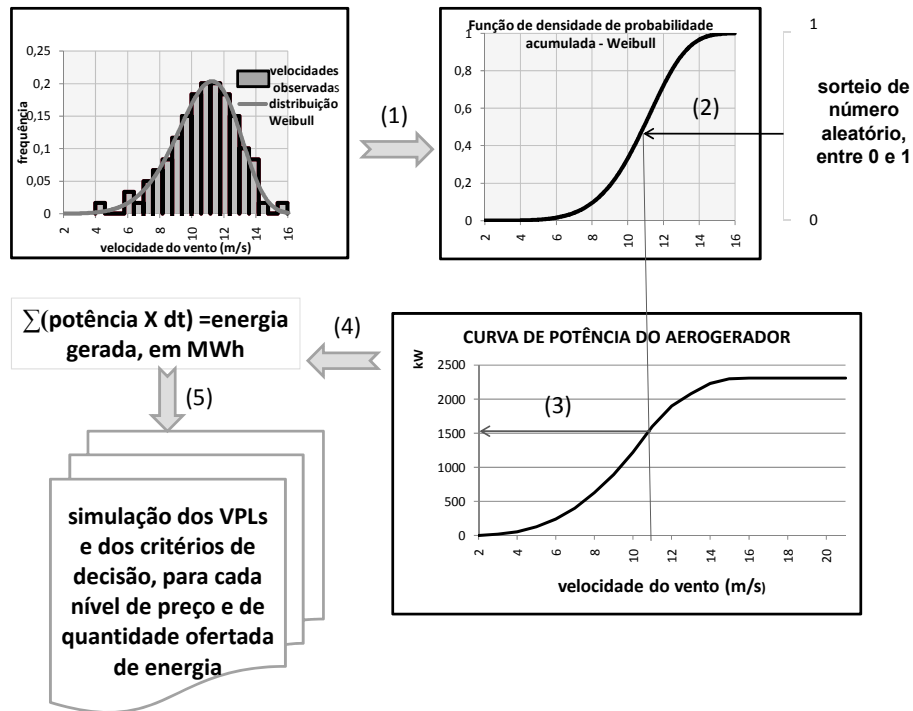
A literatura sobre simulação do comportamento dos ventos é extensa e o Anexo 3.2 apresenta o que foi revisto sobre este tema. Em geral, observa-se que o comportamento dos ventos pode em geral ser bem aproximado por uma distribuição Weibull (DUTRA, 2001; SALLES, 2004; EWEA, 2009), a qual gera os melhores resultados nos testes de aderência. A distribuição Weibull é utilizada nos mapas eólicos do Brasil e de outros países para descrever a qualidade dos ventos.

Salles (2004) analisa investimento em parque eólico brasileiro utilizando dois modelos para simular as velocidades de vento. O primeiro modelo, usado como referencial teórico nesta tese, utiliza uma única curva de distribuição Weibull, estimada a partir de dados históricos, para representar a distribuição de frequência da velocidade dos ventos no *site*; usando a função de densidade de probabilidades acumulada desta distribuição, a SMC (Simulação de Monte Carlo) sorteia as velocidades de vento. No segundo modelo, a autora faz a normalização (pela velocidade média) da série histórica, dessazonaliza a série, e chega a um processo auto-regressivo, ARMA (1,2).

Neste trabalho, também se optou por gerar as séries sintéticas de ventos a partir de curvas Weibull mensais disponibilizadas por investidores de um projeto inscrito nos leilões de 2008, relativas a um *site* no Nordeste do Brasil. As séries históricas de velocidade do vento, tomadas no *site* do projeto a cada 10 minutos, por um ano, e já ajustadas para a altura do eixo do rotor, foram usadas para gerar 12 distribuições Weibull, cada uma representando a distribuição de velocidades em um dos meses do ano.

Cabe comentar que, devido à falta de séries históricas de vento no Brasil, as avaliações de parques eólicos têm se baseado em medições locais de apenas 1 a 2 anos. Gerdes & Strack (1999) mencionam que o ideal seria dispor de medições históricas por pelo menos 5 anos, que capturassem a variabilidade anual dos ventos.

A Figura 3.5 detalha o processo de construção das séries sintéticas de vento, da energia gerada pelo parque e dos VPLs obtidos em cada uma das 1000 simulações do fluxo de caixa do parque eólico.



**Figura 3.5: Exemplo de Simulação da Série Sintética de Ventos e dos VPLs do Parque Eólico. Fonte: elaboração própria.**

Para se compreender quais parâmetros devem ser estimados para se simular a série sintética de ventos e de VPLs, apresenta-se a seguir a distribuição Weibull. A função densidade de probabilidade da distribuição Weibull (WEIBULL, 1951) depende do parâmetro de escala  $A$  (em m/s) e do parâmetro de forma, adimensional,  $k$ , conforme mostrado a seguir:

$$f_{dp_{Weibull}}(v) = \frac{k}{A} \left( \frac{v}{A} \right)^{(k-1)} \cdot e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k} \quad (3.6)$$

$$A = \frac{\bar{v}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)}$$

, sendo  $\Gamma$  a função Gama e  $\bar{v}$  é a velocidade média do vento e

$$k = \left( \frac{\sigma}{\bar{v}} \right)^{-1,086}$$

, onde  $\sigma$  é a volatilidade da velocidade e  $v$  é a velocidade do vento em m/s.

Quando a distribuição dos VPLs dos projetos eólicos é submetida aos principais testes de aderência - Kolmogorov-Smirnov, Qui-Quadrado, e

Anderson-Darling, distribuições que apresentam assimetria e curtose, como a própria Weibull, Gauss Invertida, Logística e Beta apresentaram a melhor aderência na maior parte dos casos. Os fatos de a única incerteza modelada ser representada por uma Weibull, e de o leilão prever penalidades assimétricas nos casos de geração abaixo ou acima do esperado, contribuem para esse resultado.

### 3.6.

#### Decisão de Contratação com Base na Maximização da Medida Ômega

##### 3.6.1.

##### O Problema a Ser Resolvido

O problema resolvido nesta Seção se traduz em identificar, a partir da distribuição de probabilidades dos VPLs gerados via SMC, a quantidade ótima a ofertar de energia (percentual da geração de energia esperada do parque) para cada nível de preço atingido no leilão, via maximização da medida Ômega. O problema de otimização pode ser descrito da seguinte forma:

$$\underset{q_c}{Max} \Omega(L, VPL_p) \quad (3.7)$$

s.a. restrição PR ( $VPL_p < 0$ ) e [ICSD > 1,20 em 90% dos casos]

Onde:  $q_c$  = quantidade de energia comprometida no leilão (% da geração esperada do parque)

$L$  = meta a ser atingida

$VPL_p$  = distribuição dos VPLs possíveis, para o nível de preço  $p$

Na análise usando a medida Ômega, o primeiro passo é definir a meta  $L$ , a fronteira que define o que os empreendedores consideram ganho ou perda. Quando se trata de um projeto real, faz sentido supor que sempre que a remuneração exceder o custo exigido de remuneração do capital, o empreendedor considerará o projeto um sucesso. Assim, a fronteira  $VPL = 0$  foi adotada como a meta  $L$ . As simulações dos VPLs do projeto procuraram identificar, para cada nível de preço e de energia ofertada *versus* energia esperada (em %), não só a

medida  $\hat{\Omega}$ , mas também outras medidas de risco:  $VaR$  99%,  $VaR$  95%, probabilidade de o VPL ser menor que zero e o índice de cobertura da dívida ( $ICSD > 1,20$ ).

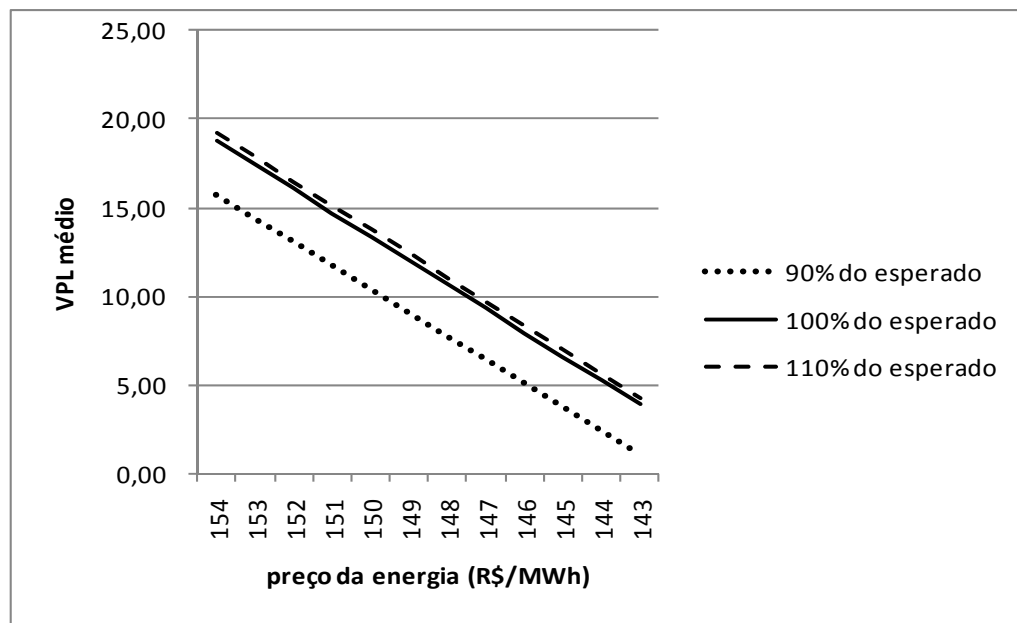
O índice de cobertura exigido pelo BNDES e conhecido como P90 é calculado da seguinte forma:

- (a) Geração de Caixa = LAJIDA - Imposto de Renda- Contribuição Social  
(-) Variação de Capital de Giro
- (b) Serviço da Dívida = Amortização de Principal + Pagamento de Juros
- (c) Índice de Cobertura do Serviço da Dívida ( $ICSD$ ) = (a) / (b)

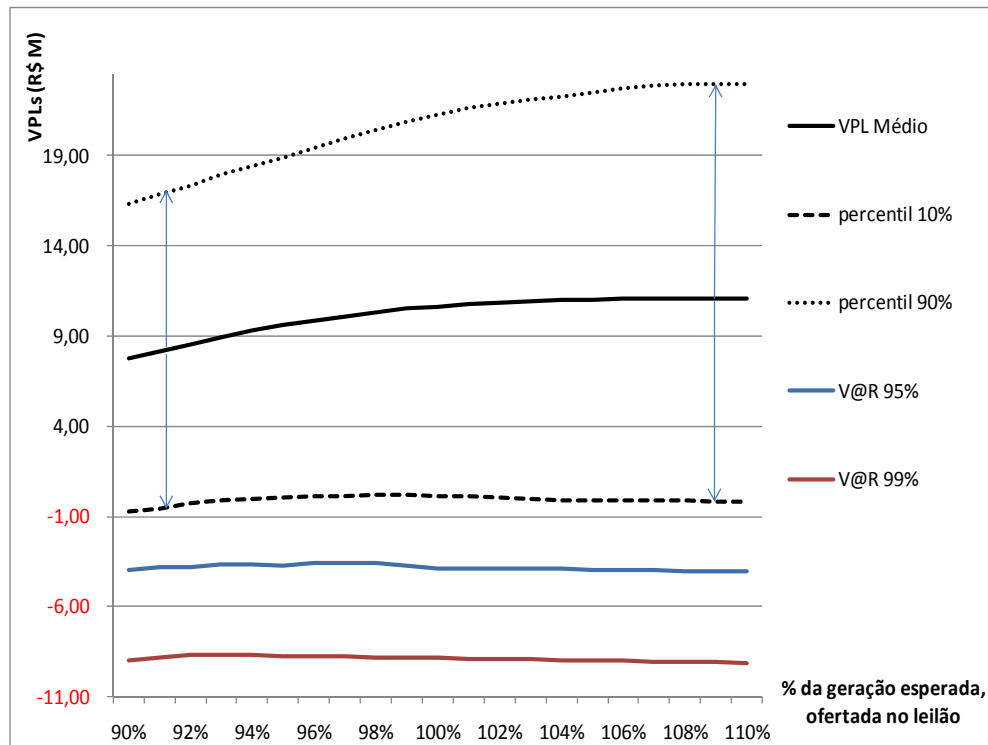
A seguir, exemplo numérico para um parque eólico no NE, adotando as premissas descritas na Tabela 3.1 e as atuais regras de contratação de energia eólica.

### 3.6.2. Exemplo Numérico

A simulação de VPLs relacionada ao exemplo numérico apresenta resultados ilustrados na Figura 3.6 e Figura 3.7, a seguir:



**Figura 3.6: VPL Médio Obtido nas 1000 Simulações, para Diferentes Níveis de Preço e Oferta.**

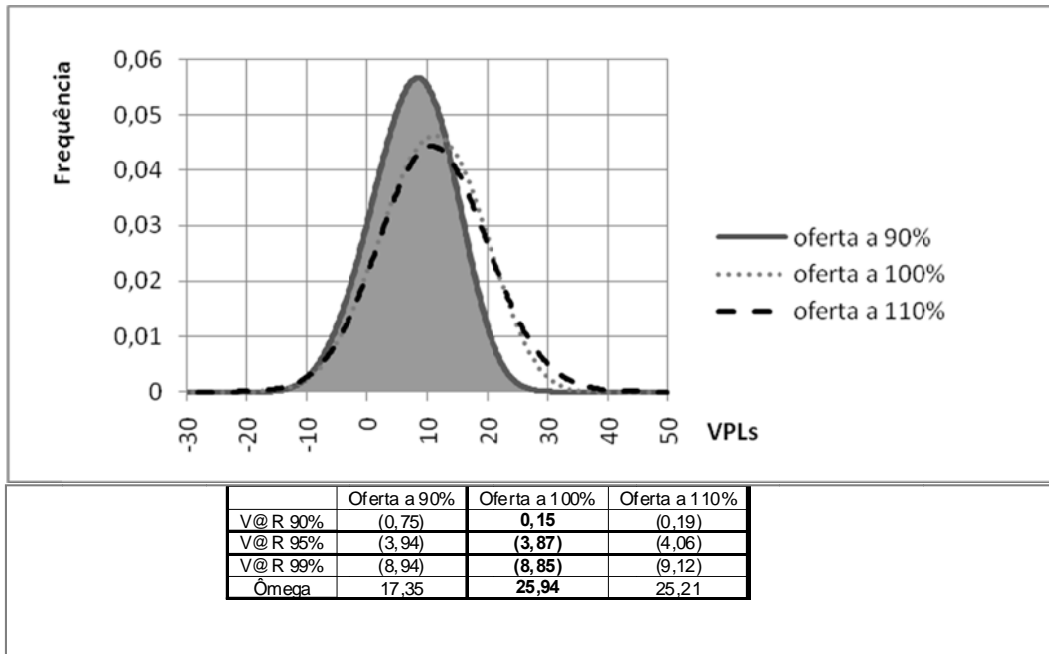


**Figura 3.7: VPL Médio e  $VaR$  95%,99% para o Caso EOL NE, ao Preço R\$ 148/MWh.**

À medida que se aumenta a oferta de energia no leilão, o VPL médio também aumenta, porém a uma velocidade cada vez menor, de modo que tende a se estabilizar a partir de determinado ponto; no exemplo dado, há pouca diferença entre os VPLs médios obtidos nos casos de 100% e 110% do valor ofertado. Além disso, à medida que se aumenta o percentual ofertado pelo parque, também cresce o risco, ilustrado aqui em termos dos percentis 1, 5 e 10% da distribuição de VPLs, no conjunto das 1000 séries sintéticas de vento.

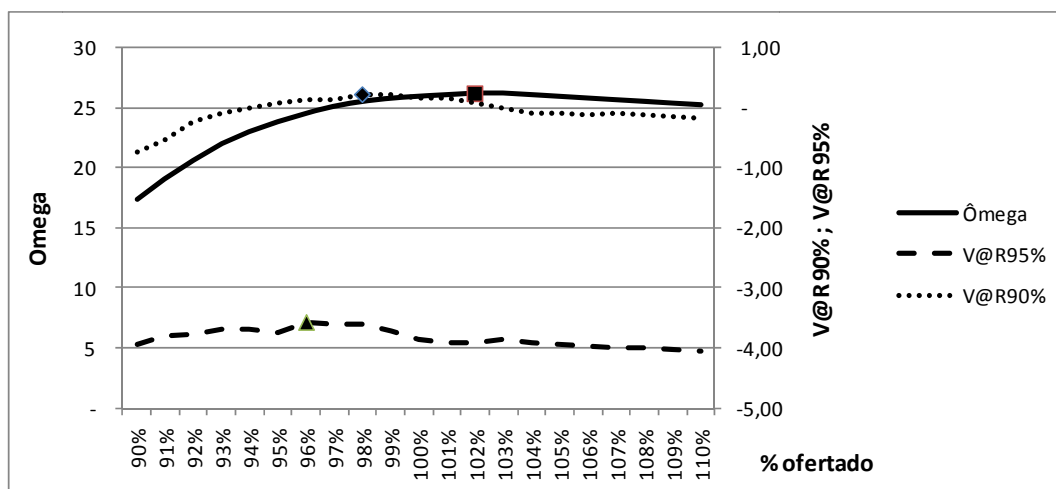
O  $VaR$  não consegue discriminar os resultados relativos a cada percentual ofertado, pois os resultados diferem pouco entre si: o desvio-padrão do  $VaR$  90%, por exemplo, é de apenas R\$ 0,23-0,25 M nesta eólica do Nordeste (a partir daqui denominada EOL NE), imaterial quando se trata do investimento total no parque, R\$ 234 M. Assim, embora softwares de otimização possam encontrar o percentual de oferta que gera o  $VaR$  ótimo, há pouca diferença entre este resultado e os obtidos com outros níveis de oferta de energia. A Figura 3.8 mostra as distribuições de VPLs para um mesmo preço, porém diferentes quantidades ofertadas, e ilustra a pouca capacidade discriminante do  $VaR$  95% e do  $VaR$  99%; o  $VaR$  90% começa a discriminar melhor as alternativas.

A medida  $\hat{\Omega}$ , por outro lado, consegue distinguir bem que a alternativa de oferta 90% é inferior às de 100% e 110%, mas também tem pouca capacidade de discriminar entre essas duas últimas alternativas, que têm distribuições muito parecidas.



**Figura 3.8: Distribuição de VPLs no Caso EOL NE, Preço R\$ 148/MWh.**

A decisão quanto a que quantidade ofertar depende do critério escolhido. As medidas de  $VaR$  indicam oferta inferior à geração esperada como a melhor decisão. A medida  $\hat{\Omega}$ , por outro lado, indica que oferta no leilão a 102% gera o resultado ótimo, isto é, a 102% a relação [ganho esperado/perda esperada] é maior, conforme mostrado na Figura 3.9.



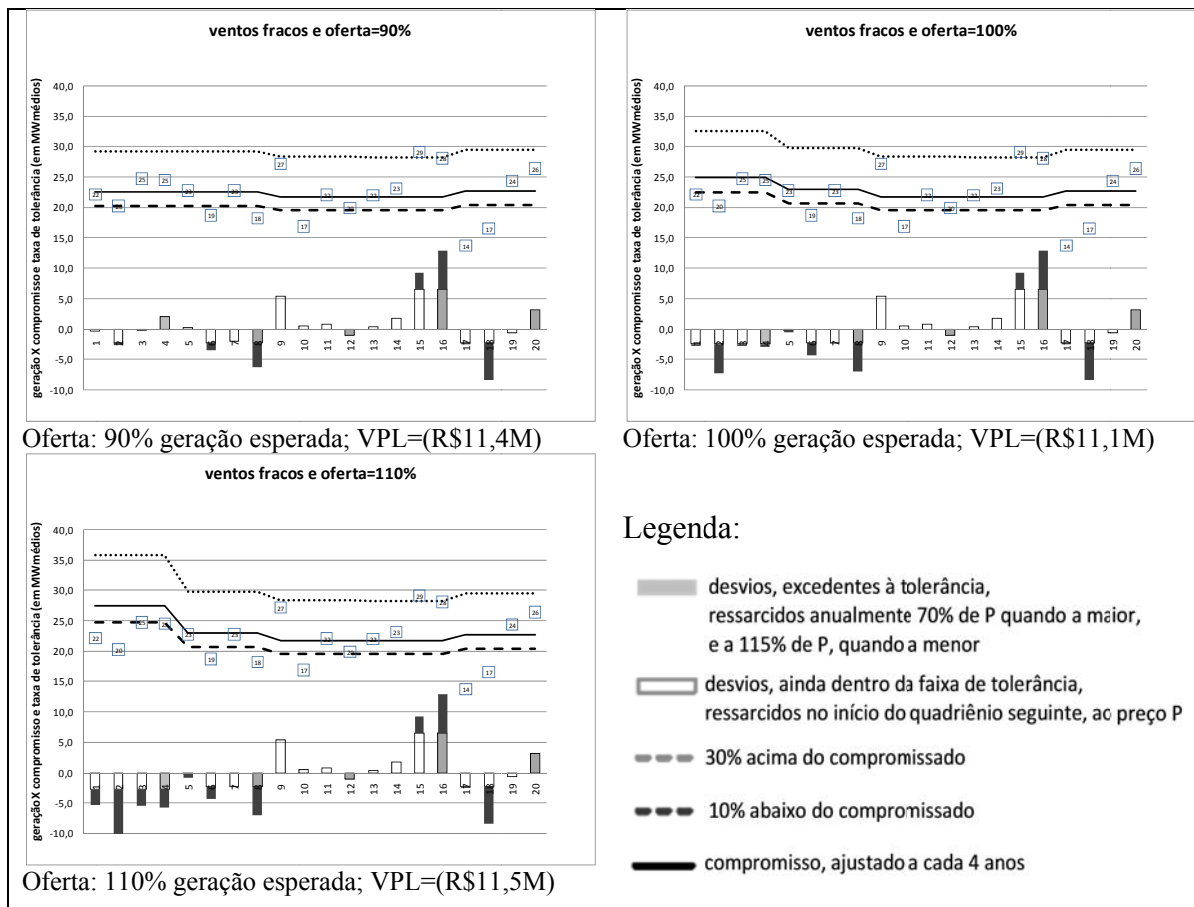
**Figura 3.9: Decisão Ótima em Cada Critério; Caso EOL NE, Preço R\$ 148/MWh.**



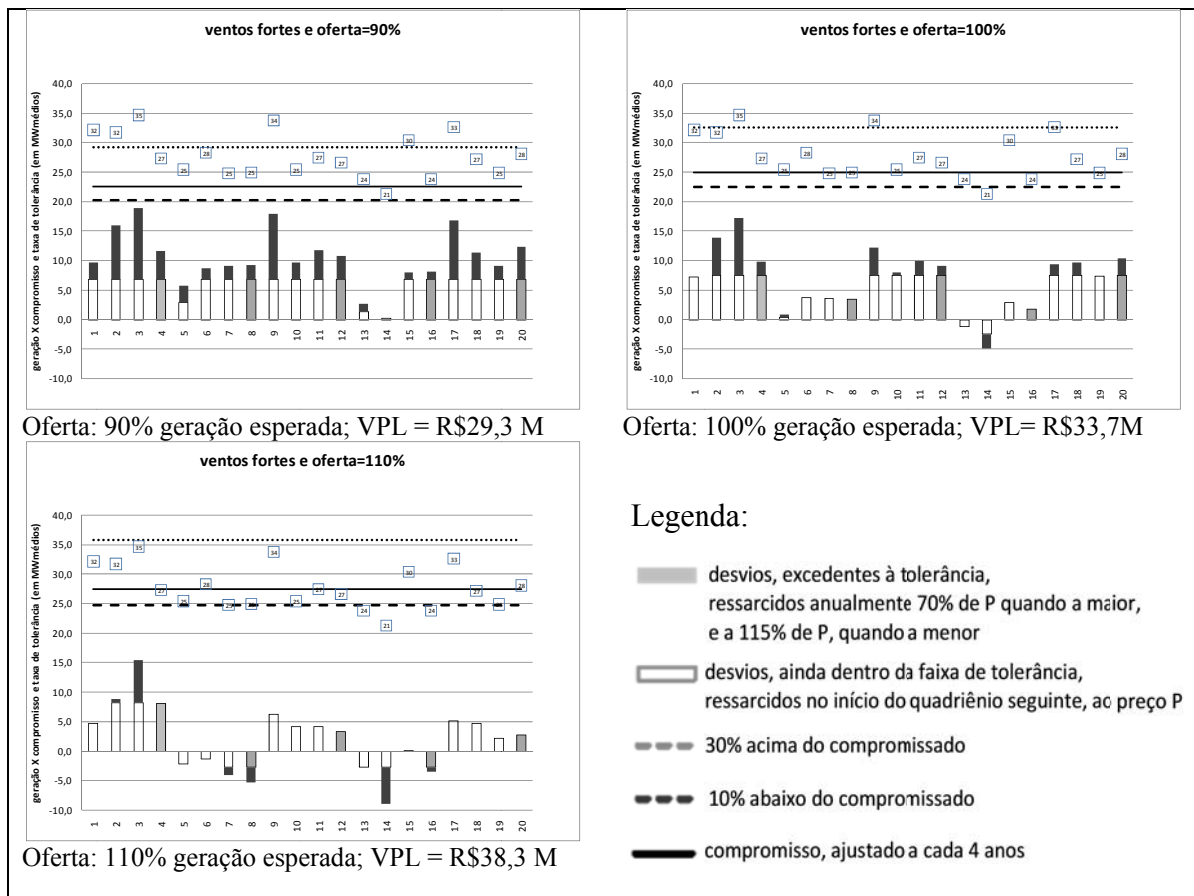
Esta conclusão é resultado das regras específicas do leilão, que abrem oportunidades de *upside* quando se oferta acima da geração esperada, enquanto o risco de *downside* é restrito. Para ajudar na intuição sobre esta conclusão, as Figuras 3.10 e 3.11 mostram o que aconteceria no parque EOL NE em duas séries de vento extremas, uma de ventos fracos e outra de ventos fortes, quando submetido às regras do leilão 2009. Em cada um dos cenários de velocidade do vento, os gráficos mostram o impacto financeiro considerando três hipóteses: a) o empreendedor ter vendido 90% do volume esperado de geração; b) ter vendido 100% do esperado; c) ter vendido 110% do esperado.

No caso de ventos fracos, a venda mais agressiva de energia causa VPL menor, mas há pouca diferença em relação à situação em que o empreendedor vende o valor esperado de geração: o VPL é (R\$ 11,5M), versus (R\$ 11,1M). Dado que o contrato permite que geração a menor que o esperado cause, no quadriênio seguinte, reajuste para baixo da quantidade comprometida, o impacto da venda agressiva sobre o fluxo do projeto não é tão grande, especialmente considerando-se que o parque continua recebendo uma receita fixa e o ajuste financeiro relativo aos desvios é postergado (e ocorre sem encargos financeiros).

Por outro lado, na série em que ventos mais fortes que o esperado acontecem, o empreendedor consegue melhorar significativamente o seu ganho se ele tiver vendido mais do que o valor esperado de geração: VPL= 29,3M a 90%, VPL=R\$ 33,7M a 100%, versus R\$ 38,3M a 110%. Isto ocorre porque o contrato de compra de energia até permite reajustes a maior da energia compromissada, porém apenas o suficiente para compensar anos anteriores de baixa geração. Adicionalmente, se o parque gerar mais do que se esperava, porém ainda dentro da faixa de tolerância, o acerto financeiro acontece nos primeiros dois anos do quadriênio seguinte, com correção apenas pela inflação. Se a geração for grande a ponto de exceder a faixa de tolerância de +30% sobre o comprometido, o impacto é maior, pois o preço da energia excedente cai para 70% do valor acordado em leilão. Desta forma, os fatos de não se permitirem reajustes para cima que compensem estimativas conservadoras da geração, as penalidades de preço e o ressarcimento sem remuneração real, acabam tornando assimétrico o impacto entre ser agressivo e ser conservador, ao decidir que volume ofertar em leilão.

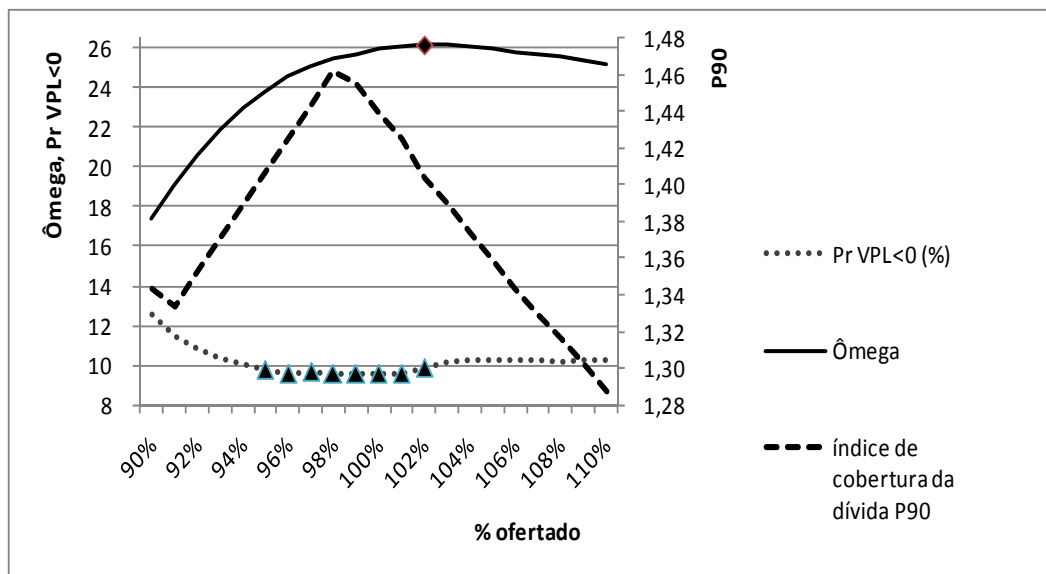


**Figura 3.10: EOL NE, Preço R\$ 148/MWh, Submetido a uma Série de Ventos Fracos**



**Figura 3.11: EOL NE, Preço R\$ 148/MWh, Submetido a uma Série de Ventos Fortes**

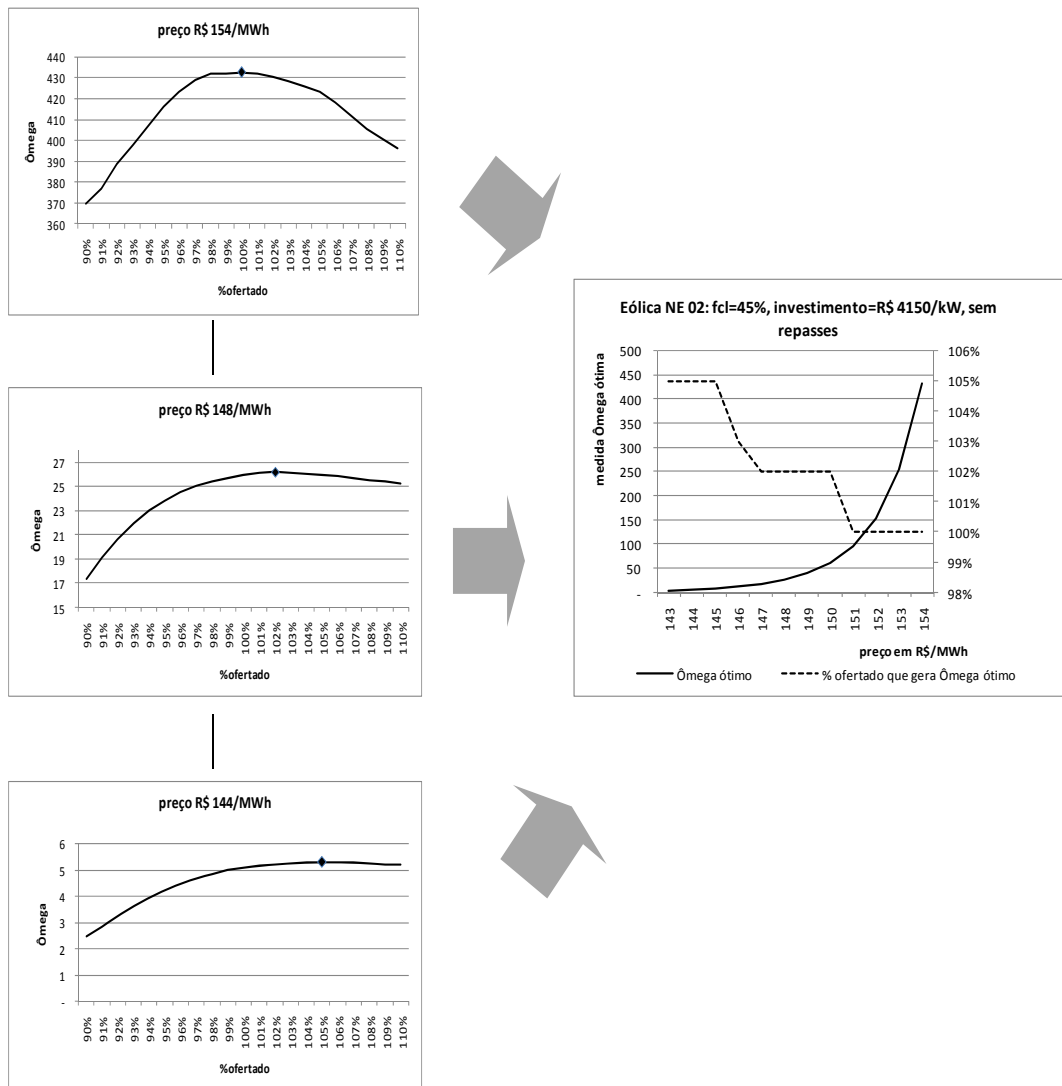
Adotando-se a medida  $\hat{\Omega}$  como critério de decisão, a Figura 3.12 ilustra as faixas de oferta que seriam factíveis, respeitando-se ainda as restrições de que a prob  $VPL < 0$  seja, por exemplo, inferior a 10%, e ainda que o índice de cobertura da dívida de 1,20 exigido pelo BNDES seja respeitado em 90% dos cenários (P90).



**Figura 3.12: Medida  $\hat{\Omega}$ , prob.  $VPL < 0$  e P90 para EOL NE, ao Preço de R\$ 148/MWh**

O índice de cobertura da dívida, P90, excede em todas as estratégias o limite mínimo exigido pelo BNDES de 1,20 e a oferta a 102% é tanto ótima como também respeita a restrição de prob  $VPL < 0$ .

As Figuras 3.8, 3.9 e 3.12 ilustraram o que acontece para certo nível de preço. A Figura 3.13, a seguir, apresenta a apuração da medida  $\hat{\Omega}$ , quando o preço cai.



**Figura 3.13: Curva dos Ômegas Ótimos para os Diversos Níveis de Preço e os Respectivos Percentuais Ótimos.**

Quando os preços caem, o Ômega ótimo ocorre em percentuais cada vez maiores da energia ofertada. No entanto, para preços muito baixos a curva Ômega é suave nas proximidades do ponto ótimo e a medida passa a ter poder discriminante relativamente baixo.

Preços mais baixos também trazem a medida Ômega para números baixos, indicando que ganhos esperados estão cada vez mais próximos das perdas e, portanto, que a probabilidade de  $VPL < 0$  está aumentando.

As curvas Ômega da Figura 3.12 e da Figura 3.13 foram traçadas supondo que há liberdade de oferecer qualquer percentual, o que não era verdade no leilão de 2009. O lote mínimo era de 1 MW, o que faz com que um parque com geração

esperada de 25MW poderia oferecer apenas as seguintes cinco alternativas em leilão: 92-96-100-104-108%, que geram valores inteiros de oferta. No 3º. Leilão de Energia de Reserva, em agosto 2010, o lote mínimo passou a ser de 0,1 MW, eliminando essa restrição.

A escolha do percentual a ofertar depende também da percepção dos tomadores de decisão quanto ao nível de preços que a energia poderia chegar no leilão: preços mais baixos indicam os percentuais 100-104% (respectivamente, 25MW e 26MW) como as melhores alternativas.

Na EOL NE, a estratégia ótima indicada pela maximização do  $\hat{\Omega}$  seria ofertar 100 ou 104% da geração esperada e aceitar preços até R\$ 148/MWh, dadas as premissas de investimento, custo e apetite para a prob  $VPLs < 0$  que utilizamos neste exercício.

### **3.7. Conclusões**

O primeiro leilão específico para energia eólica no Brasil envolveu regras sem precedentes no mundo e obteve preços 40 a 47% abaixo dos preços praticados atualmente nos primeiros parques eólicos contratados via o programa de incentivo PROINFA. Em alguns parques, o preço chegou a ficar abaixo do de outras fontes alternativas tradicionalmente mais baratas. O preço teto no leilão era de R\$189/MWh, mas a concorrência levou os preços contratados à faixa de R\$ 131 a R\$ 153/MWh, sendo o preço médio ponderado de R\$ 148/MWh. Foram vendidos 753 MW de parques no NE e no RS. Nos dois leilões em 2010, os preços caíram ainda mais: preços médios de R\$ 134 e 123/MWh.

O desafio de analisar projetos diante de tal pressão por preços exige sofisticação financeira, e um dos objetivos deste trabalho foi verificar o poder dos critérios usualmente utilizados no setor – como o  $VaR$  – para a tomada de decisão, propondo ainda um critério alternativo – a medida  $\hat{\Omega}$  - que possa gerar a melhor decisão ao participar dos leilões de energia. Ao fazê-lo, à luz das regras do leilão 2009, este trabalho procura também contribuir para os formuladores das futuras regras e políticas para a energia eólica no Brasil.

Este trabalho alerta para o poder pouco discriminante de medidas de risco como o *VaR* para se definir a decisão ótima, especialmente considerando-se que a característica assimétrica da principal fonte de incerteza – o vento – e as regras do leilão fazem com que a distribuição dos resultados possíveis de um projeto não seja suficientemente descrita e avaliada pelas medidas tradicionais de risco.

Ao propor a medida  $\hat{\Omega}$  como alternativa, este trabalho busca também oferecer um critério que atende à realidade dos tomadores de decisão: o apetite para risco depende não só do risco de perda, mas também da meta que se pretende atingir; o apetite também cresce quanto maior for o potencial de ganhos acima do desejado, vis-à-vis o potencial de perdas do projeto.

A análise usando a medida  $\hat{\Omega}$  indica que, consideradas as premissas de capacidade, investimento e custo adotadas para o parque de 25MW de geração esperada no NE usado com referência, a decisão ótima seria ofertar no leilão 100% ou 104% da geração esperada, ao preço mínimo de R\$ 148/MWh. Critérios como o *VaR* indicam percentuais inferiores a 98% para o mesmo caso.

O resultado encontrado via medida  $\hat{\Omega}$  deixa claro para o empreendedor o impacto financeiro das regras do leilão, assimétricas para desvios a maior ou a menor que a geração esperada. À luz das regras do leilão 2009, as possibilidades de *upside* são maiores quando se oferta ligeiramente mais que o valor esperado, sendo que a decisão favorece percentuais cada vez maiores à medida que o preço da energia cai, lembrando no entanto que preços muito baixos são vetados pelas restrições adotadas na otimização. Este resultado é importante para os legisladores que, eventualmente, venham a reavaliar as regras de contratação de energia eólica no Brasil.

Como limitação deste trabalho, cita-se o método simplificado de geração das séries sintéticas de ventos, imposta pela falta de dados de longo prazo que permitissem a geração de séries temporais longas no local de projeto, a ponto de justificar modelagem mais refinada. Assim, uma sugestão para trabalhos futuros é sofisticar a geração das séries sintéticas de vento, que poderão ser utilizadas para replicar a mesma metodologia aqui proposta, com o objetivo de tomar a decisão financeira ótima.

Outra sugestão para trabalhos futuros que também usem medida  $\hat{\Omega}$  é procurar identificar a função de densidade de probabilidades que a medida assume nas simulações. Quando há poucas observações que possam ser consideradas

perdas, por exemplo, é possível que a perda esperada tenha pouca significância estatística. Como a medida  $\hat{\Omega}$  tem sido cada vez mais usada, passa a ser importante entender também suas limitações.

Finalmente, destaca-se que além de procurar responder a uma pergunta associada a um problema real, este Capítulo contribui com a utilização de uma técnica recente de otimização de carteira que é a maximização da medida  $\hat{\Omega}$ . Adicionalmente, abordou questões específicas do setor elétrico nacional pouco exploradas em trabalhos científicos brasileiros, considerando um tema atual e bastante relevante que é a inserção de fontes renováveis na matriz de geração elétrica do Brasil.

### 3.8. Referências Bibliográficas

ARTZNER et al. Coherent Measures of Risk. *Mathematical Finance*, v.9, n.3, p.203-228, julho 1999.

ATLAS EÓLICO DO ESPÍRITO SANTO. Secretaria de Estado de Desenvolvimento. Agência de Serviços Públicos de Energia do Estado do Espírito Santo – ASPE, 2009.

AWEA- American Wind Energy Association. 10 Steps to developing a wind farm. Março 2009. Disponível em [www.awea.org](http://www.awea.org). Acesso em maio 2009.

\_\_\_\_\_. Annual Wind Industry Report 2008. Disponível em: [www.awea.org](http://www.awea.org). Acesso em maio 2009.

\_\_\_\_\_. Investing in Wind Power. 2005. Disponível em: <http://www.awea.org/pubs/factsheets/InvestingInWindPowerFS2005.pdf>. Acesso em set 2009.

BORGET, V.; MONNIER, P.A. Long-Term Scaling of Site Measurements: evaluation of long-term meteorological data in France and comparison of correlation measures. *DEWI Magazin*, n.30, p.61-68, fevereiro 2007.

CARTA, J.A.; RAMÍREZ,P.; BUENO,C. A joint probability density function of wind speed and direction for wind energy analysis. *Energy Conversion and Management*, n.49, p. 1309-1320, 2008.



CASTRO, J.G. Otimização da Performance de um Portfólio de Ativos e Opções Reais utilizando a Medida Ômega ( $\Omega$ ). Tese de Doutorado. Engenharia Industrial. PUC-Rio. 2008.

CASTRO, J.G; BAIDYA, T.K.N. A medida de performance Ômega: características e aplicações. IX Encontro Brasileiro de Finanças. 2009. Disponível em: <http://virtualbib.fgv.br/ocs/index.php/ebf/9EBF>. Acesso em set 2009.

CEPEL-ATLAS DO POTENCIAL EÓLICO BRASILEIRO, 2001. Disponível em: [http://www.cresesb.cepel.br/index.php?link=/atlas\\_eolico\\_brasil/atlas.htm](http://www.cresesb.cepel.br/index.php?link=/atlas_eolico_brasil/atlas.htm).

COPELAND, T.; ANTIKAROV, V. *Real Options: a Practitioner's Guide*. Texere LLC, New York. 2003.

COPELAND, T.; KOLLER, T.; MURRIN, J. *Valuation: measuring and managing the value of companies*. McKinsey&Company, Inc. 2<sup>nd</sup>. edition, 1996.

COSTA, A. et al. Mathematical and Physical Wind Power Forecasting Models: a Proposal for the UPMPREDICION Project. In: Proceedings Second Joint Action Symposium on Wind Forecasting Techniques. Lyngby, Dinamarca. International Energy Agency (IEA), 2004.

DAMODARAN, A. *Avaliação de Investimentos: ferramentas e técnicas pra a determinação do valor de qualquer ativo*. 2003, 5<sup>a</sup>. edição. Qualitymark Editora Ltda. Rio de Janeiro,RJ.

DANÍELSSON et al. Consistent Measures of Risk. Working paper. London School of Economics. Maio 2006. Disponível em: [www.RiskResearch.org](http://www.RiskResearch.org). Acesso em set 2009.

DEWI. *Energia Eólica: técnica, planejamento, economia e riscos*. Seminário no Rio de Janeiro, agosto 2009.

DUTRA, R.M. *Viabilidade Técnico-Econômica da Energia Eólica face ao novo marco regulatório do setor*. Dissertação de Mestrado. Planejamento Energético, COPPE-UFRJ. 2001.

EPE-Empresa de Planejamento Energético. MME. *Estudos para a expansão da geração: metodologia de contabilização da produção eólica*. No. EPE-DEE-RE-014/2009-r0. maio 2009.

EPE-Empresa de Planejamento Energético. MME. Análise de Integração das Centrais Geradoras Eólicas, Nov 2009. Disponível em: [www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br).

EWEA-The European Wind Association. The Economics of Wind Energy. March 2009. Disponível em: [www.ewea.org](http://www.ewea.org). Acesso em Maio 2009.

GERDES, G.; STRACK, M. Long Term Correlation of Wind Measurement Data. *DEWI Magazin*, n.15, p. 18-24, agosto 1999.

JENSEN, M. The Performance of Mutual Funds in the Period 1945-1964. *The Journal of Finance*, 23(2): 389-416, 1968.

J.P. MORGAN. Risk Metrics. Technical Document, New York, 1996.

KAVASERI,R.G.; SEETHARAMAN,K. Day-ahead wind speed forecasting using f-ARIMA models. *Renewable Energy*. 2009, n.34, p.1388-1393.

KAZEMI,H.; SCHNEEWEIS,T.; GUPTA,R. Omega as a performance measure. Working paper. Center for International Securities and Derivatives Markets. Isenberg School of Management. University of Massachussets. 2003.

KEATING, C.; SHADWICK,W. A Universal Performance Measure. *Journal of Performance Measurement*, Spring 2002, p.59-84.

LOUKA et al. Improvements in wind speed forecasts for wind power prediction purposes, using Kalman filtering. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* , n.96, p.2348-2362, 2008.

MARKOWITZ, H. Portfolio Selection. *The Journal of Finance*, 7(1): 77-91, 1952.

MILLIGAN,M.R. Modeling utility-scale wind power plants, part II:capacity credit. National Renewable Energy Laboratory. US Department of Energy. 2002. Disponível em: <http://www.osti.gov/bridge> , acesso em novembro 2009.

MONTEIRO et al. Wind Power Forecasting: state-of-the-art 2009. Argonne National Laboratory. Nov 2009. Disponível em: <http://www.osti.gov/bridge>, acesso em dezembro 2009.

NIELSEN, T.S. et al. Zephyr : The Prediction Models. In: Proceedings of the European Wind Energy Conference EWEC'01, pp. 868–871, Copenhagen, Dinamarca. Julho 2001.

PALOMARES-SALAS et al. Comparison of Models for Wind Speed Forecasting. In: ICCS Meeting 2009. Disponível em: [www.iccs-meeting.org/iccs2009/PosterPapers/Poster-paper17.pdf](http://www.iccs-meeting.org/iccs2009/PosterPapers/Poster-paper17.pdf). Acesso em dezembro 2009.

PDEE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2008/2017. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: EPE, 2008.

PDEE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2010/2019. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: EPE, 2010.

RADEMAKERS, L.W.M.M.; BRAAM,H.; VERBRUGGEN, T.W. R&D needs for O&M of wind turbines. European Wind Energy Conference, Madri, Espanha. 2003. Disponível em: <http://www.ecn.nl/publicaties/default.aspx?nr=ECN-RX--03-045> . Acesso em julho 2009.

RODRIGUES, G.C. Utilização de Redes Neurais para Previsão de Ventos no Horizonte de 24 Horas. Dissertação de Mestrado. Escola de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio de Janeiro. 2007.

SALLES, A.C.N. Metodologias para Análise de Risco para Avaliação Financeira de Projetos de Geração Eólica. Dissertação de Mestrado. Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro. 2004.

SHAMSHAD et al. Autoregressive Integrated Moving Average Model (ARIMA) for forecasting wind speed. Working Paper. Faculty of Engineering. Universiti Kebangsaan Malaysia. 2003.

SHARPE, W.F. Capital Asset Prices: a theory of market equilibrium under conditions of risk. *Journal of Finance*. Set 1964, n.19, p.425-442.

SIFFERT,N.; FISCHLER,A.; OLIVEIRA,L.A.S.; Linhas de Crédito do BNDES para Geração de Energia Eólica Contratada no Leilão. In: II Fórum ABEólica Canal Energia – Competitividade e Formação de Preços para o Leilão de Energia Eólica. Rio de Janeiro. Outubro 2009.

TITMAN, S.; MARTIN, J.D. Avaliação de Projetos e Investimentos – *Valuation*. Bookman, Artmed Editora. Porto Alegre, 2009.

TREYNOR, J. (1965). How to rate management of investment funds. *Harvard Business Review*, 43(1): 63-75.

WEIBULL, W. A Statistical Distribution Function of Wide Applicability. *Journal of Applied Mechanics*, p.293-297, set 1951.

### Anexo 3.1: Algumas Medidas Tradicionais de Risco

Fontes: Castro (2008), Sharpe(1994), Treynor (1965), ARTZER et al, 1999

a) desvio padrão: 
$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (r_i - \bar{r})^2}{n}}$$

b) semivariância: 
$$SV = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n \text{Min}[0; (r_i - \bar{r})]^2}{n}}$$

c) *downside risk*: 
$$DR = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n \text{Min}[0; (r_i - \text{retorno\_min\_aceitavel})]^2}{n}}$$

d) desvio absoluto médio: 
$$DAM = \frac{\sum_{i=1}^n |r_i - \bar{r}|}{n}$$

e) semi-desvio absoluto médio: 
$$SDAM = \frac{\sum_{i=1}^n |\text{Min}[0; (r_i - \bar{r})]|}{n}$$

f) *downside risk* absoluto médio:

$$DRAm = \frac{\sum_{i=1}^n |\text{Min}[0; (r_i - \text{retorno\_min\_aceitavel})]|}{n}$$

g) índice de Sharpe: 
$$IS = \frac{E[r_i - r_f]}{\sigma_i} \quad (\text{SHARPE, 1994})$$

h) índice de Treynor: 
$$\text{Treynor} = \frac{E[r_i] - r_f}{\beta_i} \quad (\text{TREYNOR, 1965})$$

### **Anexo 3.2: Literatura sobre Simulações dos Ventos**

A literatura sobre simulações de ventos é focada na previsão de curto prazo, no máximo poucos dias à frente, e que é de interesse para os órgãos responsáveis pelo balanceamento do sistema elétrico interligado e para parques eólicos de países como Inglaterra e Espanha, em que a previsão do vento algumas horas à frente deve ser fornecida ao administrador do sistema. Mesmo no Brasil, onde inexistente esta obrigação, a previsão de curtíssimo prazo é importante para que as empresas programem serviços de manutenção, por exemplo.

Com este objetivo de curto prazo, há modelos computacionalmente intensivos tais como o NWP (*Numerical Weather Prediction*), que usa dados meteorológicos e cálculos físicos baseados em equações de massa/momento/calor, base de diversos modelos de previsão usados na Europa, que têm bons resultados para previsões 6-72h à frente, segundo Monteiro et al (2009).

Outros modelos baseiam-se nas séries temporais de ventos na região de interesse, analisadas por métodos estatísticos tradicionais, tais como a metodologia Box & Jenkins para modelos ARIMA usada no trabalho de Shamshad (2003) ou o f-ARIMA usado por Kavaseri & Seetharaman (2009)<sup>24</sup> ou, ainda, modelos que usam filtro Kalman, como o de Louka et al (2008). Diversos modelos estatísticos usam tanto as séries históricas de velocidade como as de direção dos ventos, tal qual em Carta, Ramirez & Bueno (2008).

Os modelos estatísticos tradicionais são considerados bons previsores para tempos curtíssimos (até uma hora à frente), mas são limitados para previsões para mais de 5 horas à frente (RODRIGUES, 2007). Monteiro et al (2009) chamam a atenção para trabalhos que combinam os modelos físicos e estatísticos (COSTA et al, 2004 ; NIELSEN et al, 2001) na busca de se obter o melhor dos dois métodos, assim como outros que combinam diferentes métodos estatísticos, tal qual em Sanchez (2001, apud Rodrigues, 2007).

Rodrigues (2007) observa que nos modelos estatísticos inteligentes, usando lógica fuzzy e neuro-fuzzy, há ganhos de previsibilidade em relação aos métodos estatísticos tradicionais para curtíssimos espaços de tempo, porém tal

---

<sup>24</sup> o modelo ARIMA gerou erro maior que o modelo da persistência (o qual simplesmente replica a velocidade observada no passo anterior), mas o f-ARIMA gerou em média uma redução de 42% no erro.

ganho cai para a ordem de 10-15% quando o horizonte se estende algumas horas à frente. Rodrigues (2007) desenvolveu diversos modelos de redes neurais para prever a velocidade do vento 24 horas à frente, usando dados de velocidade e direção do vento em localidade no Sul do Brasil, e concluiu que o melhor modelo gerou um erro médio percentual absoluto (MAPE) de 40,11%, uma melhoria em relação aos métodos tradicionais de persistência e Box&Jenkins, que geraram erro de 58,90 e 50,45%, respectivamente<sup>25</sup>. No entanto, o erro ainda foi significativo, mostrando o desafio que representa prever a velocidade do vento, mesmo em horizontes curtos. Por outro lado, Palomares-Salas *et al* (2009), ao fazerem exercício semelhante em localidade na Espanha, concluem que modelos tradicionais ARIMA geraram melhores resultados que modelos usando redes neurais. Estes trabalhos evidenciam a dificuldade de extrapolar conclusões específicas a determinada localidade e, ainda, as controvérsias quanto ao benefício de se adotar modelos mais sofisticados de previsão do tempo.

Talvez por esses motivos, os modelos mais sofisticados de previsão de curto prazo não parecem ter servido de inspiração para previsões anos à frente, estas, sim, relevantes para a avaliação econômico-financeira de parques eólicos. A literatura identificada sobre previsão de longo prazo, além de pequena, utiliza métodos mais simples.

Note-se que ao longo das horas ou ao longo dos dias, a variabilidade do vento é predominantemente regida por fatores regionais (mesoescala) e locais (microescala). Quando, por outro lado, se analisam as séries das médias, mensais ou anuais, observa-se maior regularidade: usualmente, as velocidades médias anuais apresentam variações inferiores a 10% da média tomada ao longo de décadas (Atlas Eólico do ES, 2009). Nestas séries, fatores globais (escala sinótica, incluindo fenômenos como El Niño e La Niña, e a circulação geral planetária) são os que influenciam o comportamento estocástico dos ventos. Gerdes & Strack (1999) também identificam essa relativamente baixa volatilidade interanual na Alemanha, em que a energia anual produzida em um parque controlado variou de -10% a +6% em relação à média de seis anos. Os autores mencionam que o ideal

---

<sup>25</sup> Monteiro et al (2009, p.40) ratificam esse entendimento, ao relatar que os resultados típicos dos modelos revistos geraram erro de 10-13% para horizontes de 6h, subindo para 18-22% para horizontes de 48h, pelo critério de mínimos quadrados normalizado.

seria dispor de medições históricas por pelo menos 5-10 anos que capturassem essa variabilidade anual, mas aqui a realidade se impõe: avaliações de parques eólicos usualmente baseiam-se em medições locais de apenas 1 ano, as quais, caso tomadas nos anos de ventos extremos, podem resultar em decisões técnicas e financeiras substancialmente incorretas.

Para minimizar esse risco, Gerdes & Strack (1999) alertam para a necessidade de colher dados de estações meteorológicas próximas ao *site* que apresentem as mesmas condições climatológicas e que disponham de séries históricas por pelo menos 5-10 anos<sup>26</sup>. No período em que já há algum histórico de medições anemométricas no próprio local onde se pretende instalar o parque, estabelece-se a correlação entre essas duas séries, a qual pode ser usada para construir uma série artificial de longo prazo específica para o *site*, a partir do(s) *site(s)* de referência. Esse procedimento, conhecido como MCP (*Measure, Correlate, Predict*), usa métodos estatísticos para estabelecer a correlação entre as séries de velocidades, nos dois *sites*, em seções específicas de direção do vento. Garcia (2004, apud Salles, 2004) adota procedimento semelhante. A escolha do *site* de referência tem seu componente de arte: Borget & Monnier (2007) mostram que a energia gerada em parque na França variou até 20% em relação à previsão, dependendo do *site* de referência escolhido e do tamanho da série de longo prazo utilizada, embora a correlação ( $R^2$ ) fosse alta em todos os casos, entre 88-98%.

Borget & Monnier (2007) também mostram que nem sempre maior sofisticação analítica gera melhores resultados. Em 12 pares de parques eólicos e seus respectivos *sites* de referência, foram utilizados dois métodos para estabelecer a correlação entre as séries: no primeiro, o método de médias mensais, simplesmente se estabelece qual a relação linear entre as médias mensais de velocidade dos sites e negligencia-se a direção dos ventos; no segundo, o MCP, tanto velocidade e direção dos ventos foram considerados em um algoritmo que procurou minimizar o erro entre a energia prevista e a energia potencial observada. O modelo simplista das médias mensais gerou previsões com erro

---

<sup>26</sup> é importante, também, que as condições locais sejam estáveis, isto é, que não tenha ocorrido neste período crescimento de árvores ou construção de novos prédios no entorno das estações de medição



médio menor e também menor dispersão: 3,4% +/- 1,2%, versus os 4%+/-2% observados no MCP.

Milligan (2002) adota outra alternativa, Simulações de Monte Carlo (SMC), para gerar séries sintéticas de vento como forma de prever a geração futura de parques eólicos, embora não as tenha aplicado em análise de investimentos. Salles (2004) analisa investimento em parque eólico brasileiro também usando simulações de Monte Carlo, mas adota também um outro modelo em séries temporais, pelo método Box & Jenkins. No primeiro modelo, SMC, Salles usa uma única curva de distribuição Weibull, estimada a partir de todo o conjunto de dados históricos, para representar a distribuição de frequência da velocidade dos ventos no *site*.

O trabalho de Salles (2004), mais especificamente no que se refere ao uso de curvas Weibull para descrever o histórico do comportamento dos ventos no local do projeto eólico e sua simulação via SMC de séries sintéticas de vento, foi adotado como referencial teórico desta tese. Vale observar que sortear a geração do vento com base nas curvas Weibull de distribuição acumulada de probabilidade significa assumir que as velocidades do vento são independentes ao longo do tempo, uma simplificação que, no entanto, ajuda a ilustrar o método proposto de análise do problema, o qual pode ser replicado com qualquer outro tipo de série sintética.

