



**SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

GPT - 20
16 a 21 Outubro de 2005
Curitiba - Paraná

**GRUPO II
GRUPO DE ESTUDO DE PRODUÇÃO TÉRMICA E FONTES NÃO CONVENCIONAIS - GPT**

METODOLOGIAS DE ANÁLISE DE RISCO PARA AVALIAÇÃO FINANCEIRA DE PROJETOS DE GERAÇÃO EÓLICA

Ana Claudia Nioac de Salles *

Albert Cordeiro Geber de Melo

Luiz Fernando Loureiro Legey

PPE - COPPE

CEPEL / UERJ

PPE - COPPE

RESUMO

Este trabalho apresenta uma aplicação de duas metodologias de análise financeira a projetos de geração eólica, de modo a considerar as incertezas associadas à velocidade do vento. A primeira baseia-se na Simulação de Monte Carlo e a segunda no método de Box&Jenkins. Essas metodologias são utilizadas para gerar séries sintéticas de velocidades de vento a partir dos dados observados num sítio de medição. Cada série sintética constitui um cenário aleatório para o qual uma análise financeira é realizada. Diversos cenários são então gerados possibilitando o cálculo do valor esperado de indicadores financeiros e a análise de risco do investimento.

PALAVRAS-CHAVE

Análise de risco financeiro, energia eólica, Box&Jenkins e Simulação de Monte Carlo.

1.0 - INTRODUÇÃO

Até alguns anos atrás, tanto o elevado custo unitário como a percepção do risco financeiro associado, à geração de energia elétrica por meio de fontes renováveis — Biomassa, Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCHs) e, notadamente, Eólica e Solar — inibiam investimentos nesse tipo de projetos.

Entretanto, mais recentemente, diversos fatores vêm contribuindo para a redução dos custos de eletricidade por intermédio de fontes renováveis e, conseqüentemente, para a tendência mundial de investimentos crescentes nessa área. Dentre esses os fatores, os mais importantes a serem citados são: o avanço tecnológico; o aumento de investimentos, que proporciona ganhos de escala na fabricação dos equipamentos; a crescente preocupação com o meio ambiente, a pressão contrária da sociedade com relação às fontes convencionais; e, principalmente, as políticas governamentais de incentivos às fontes renováveis e ao seu desenvolvimento tecnológico.

No Brasil, a taxa de crescimento do consumo de energia elétrica é historicamente elevada, acima dos 5% anuais. Previsões feitas pelo Comitê Coordenador de Planejamento da Expansão do Setor Elétrico (1), indicam um crescimento médio anual de 6% ao ano, para o próximo decênio. Isso significa que para os próximos anos, a penetração de fontes alternativas de energia no Brasil poderá se dar de forma complementar à expansão da capacidade por meio de fontes convencionais de energia, incluindo-se nesse último tipo as usinas hidrelétricas de médio e grande porte, que também podem ser considerados como fontes renováveis de energia.

Com relação especificamente à geração de energia eólica, a análise financeira de projetos se faz necessária diante da possível inserção dessa fonte na matriz energética brasileira. Como a eletricidade gerada por via eólica é extremamente sensível à velocidade do vento, a variabilidade desse fator tem impacto significativo nos indicadores financeiros do investimento. Nesse quadro, o desenvolvimento de metodologias de análise financeira de projetos de geração eólica, que considerem as incertezas associadas à velocidade do vento, tem importância expressiva.

Este trabalho visa contribuir nessa direção, apresentando duas metodologias que permitem a consideração explícita de incertezas: a primeira baseada na Simulação de Monte Carlo (SMC) e a segunda na abordagem de

*Universidade Federal do Rio de Janeiro – Caixa Postal 68565 – Rio de Janeiro - RJ - BRASIL
CEP: 21.945-970 - Tel.: (021) 2562-8760 - e-mail: nioac@ppe.ufrj.br

Box&Jenkins (B&J) para modelagem de séries temporais. Essas técnicas são usadas para gerar séries sintéticas de velocidade de vento, com base na série observada no sítio de medição ao norte do estado do Pará, na Ilha de Marajó. A partir da SMC, são gerados valores aleatórios de velocidades de vento com base na distribuição de frequência acumulada da série observada. Essa metodologia, relativamente simples, busca replicar, na média, a série original. A segunda técnica, B&J, propõe a geração de velocidades de vento a partir de um modelo ARMA (autoregressivo e média móvel) ajustado à série observada que, se bem especificado, apresenta um resíduo que pode ser associado a uma distribuição é normal.

Cada séries sintética gerada constitui um cenário aleatório para o qual é realizada uma análise financeira, com o auxílio do Programa de Análise Financeira (ANAFIN), desenvolvido pelo CEPEL e ELETROBRÁS, obtendo-se diversos indicadores financeiros condicionados a cada cenário.

O artigo apresenta também um estudo de caso hipotético, com 30MW de potência instalada, visando a comparar os resultados obtidos pelas duas metodologias, com aqueles da análise financeira determinística tradicional.

2.0 - PRINCIPAIS ASPECTOS DO SISTEMA ELÉTRICO DE FONTES ALTERNATIVAS BRASILEIRO

Com o intuito de incentivar o uso de fontes alternativas de energia no Brasil, o Congresso Nacional aprovou em 26 de abril de 2002, a Lei nº 10.438 cujo objetivo era desenvolver um mercado brasileiro exclusivo para as energias renováveis e o fornecer suporte legal para uma ação de cunho estrutural.

O Artigo 3º da referida lei instituiu o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, o PROINFA — concebido com base em fonte eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa —, visando a aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de Produtores Independentes Autônomos (PIAs) e Produtores Independentes de Energia (PIEs), no Sistema Interligado Nacional (SIN).

O PROINFA é constituído por duas etapas. A primeira etapa prevê a implantação de 3.300 MW de capacidade, em instalações de produção com início de funcionamento até 30 de dezembro de 2006. É assegurada a compra, pela ELETROBRÁS, da energia a ser produzida pelas três fontes de energias alternativas, por um período de vinte anos, pelo valor econômico estabelecido pelo MME. As contratações das instalações estão sendo feitas mediante Chamadas Públicas que ocorreram em maio e em outubro de 2004, priorizando no conjunto de cada fonte específica, os projetos cuja Licença Ambiental de Instalação é mais antiga. Cada estado poderá contratar até 20% de biomassa e de eólica, e 15% de PCH.

A segunda etapa terá início depois de concluídos os objetivos da primeira fase. Assim, o MME definirá o montante de energia alternativa a ser contratada, considerando que o impacto dessa contratação não poderá, em qualquer ano, exceder a 0,5% da tarifa de suprimento do Ambiente de Contratação Regulada, e que os acréscimos tarifários acumulados não poderão superar a 5% dessa tarifa.

Atualmente, o PROINFA encontra-se na primeira fase, com 1.100 MW de eólica e de PCH já contratados com a ELETROBRÁS, estando em fase de contratação 1.100 MW de biomassa, como resultado da 2ª Chamada Pública. No Brasil, embora a capacidade instalada de geração eólica seja de apenas 22 MW, espera-se um elevado crescimento nos próximos anos, de acordo com o objetivo de complementação e diversificação da matriz energética brasileira pelo uso de fontes alternativas de energia.

O Ministério de Minas e Energia (MME) e a ELETROBRÁS, por intermédio do CEPEL/CRESESB, lançaram o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, onde estão registradas informações relativas a ventos no Brasil para auxiliar os investidores na identificação de locais mais promissores para os aproveitamentos eólico-elétricos. Com base no Atlas, verificando-se um potencial bastante expressivo para geração de energia a partir dos ventos. Em particular, destaca-se o potencial do litoral das regiões Norte/ Nordeste e litoral/ interior do Rio Grande do Sul. É importante mencionar que a complementaridade sazonal entre os regimes de vento e hidrológico, em especial no Nordeste, constitui uma vantagem sistêmica a ser explorada.

3.0 - GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA

A potência extraída a partir dos ventos é definida pela curva de potência do aerogerador, que indica a energia produzida para uma dada velocidade de vento. A curva de potência, usualmente fornecida pelo fabricante, é medida por um anemômetro posicionado à frente da turbina em áreas de pouca intensidade de turbulência. Para este estudo foi escolhida uma turbina com potência nominal de 600 kW. A FIGURA 1 ilustra a curva de potência da turbina, onde o valor do *cut-off* (parada obrigatória) ocorre para ventos com velocidades acima de 25 m/s.

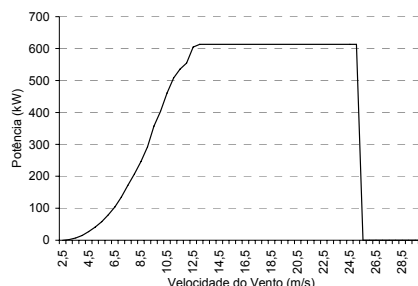


FIGURA 1 – Curva de Potência (600kW)

A energia elétrica obtida pela geração eólica provém da energia cinética dos ventos, que é convertida em energia mecânica pelo processo que transforma a força do vento em um torque que age sobre as pás do rotor. A conversão da energia mecânica em energia elétrica é feita por geradores elétricos cujos rotores induzem corrente elétrica nos pólos do gerador (2). A quantidade de energia que os ventos transferem para o rotor depende de diversos fatores, dentre os quais a densidade do ar, a área varrida pelo rotor, o diâmetro das pás e a sua velocidade. Entre o intervalo da velocidade mínima para a entrada em operação (2,5 m/s) e a velocidade máxima para a parada obrigatória (25 m/s), a geração elétrica é função do cubo da velocidade do vento, de acordo com a seguinte fórmula:

$$P = \frac{1}{2} \rho v^3 A \eta C_p \quad (I)$$

Onde,

P: potência [Watt]; ρ : densidade do ar [kg/m^3]; v: velocidade do vento [m/s]; A: área varrida pelo rotor [m^2]; η : eficiências mecânicas e elétricas do sistema [%]; e C_p : coeficiente aerodinâmico.

Caso a medição das velocidades do vento seja realizada a uma altura diferente daquela na qual será posicionado o centro do rotor do aerogerador, as velocidades terão de ser corrigidas. Para essa correção, é preciso calcular um fator, com base na seguinte equação logarítmica (3):

$$\frac{v}{v_0} = \frac{\text{Log}\left(\frac{H}{z_0}\right)}{\text{Log}\left(\frac{H_0}{z_0}\right)} \quad (II)$$

Onde,

v: velocidade do vento na altura desejada (H); v_0 : velocidade conhecida na altura de referência (H_0); z_0 : fator de rugosidade do terreno.

Aplicando a equação I e II à série observada de velocidades do vento, é possível construir um histograma de freqüências das potências correspondentes.

4.0 - METODOLOGIA

A variabilidade da velocidade do vento é uma das principais dificuldades encontradas em projetos de geração eólica, tanto para se analisar a viabilidade financeira como a operacional. Uma das formas de abordar esse problema é tentar identificar um modelo estocástico que reproduza o processo gerador de dados subjacente à amostra aleatória de velocidade do vento. O modelo estocástico permite gerar séries sintéticas da velocidade e, assim, gerar cenários para se efetuar as análises desejadas.

No caso particular deste trabalho, o objetivo é utilizar os cenários aleatórios de vento para desenvolver uma análise do risco financeiro de investimentos em parques eólicos, ou seja, verificar o impacto de diferentes possíveis cenários no fluxo de caixa do projeto.

Conforme anteriormente mencionado, as metodologias utilizadas para gerar séries sintéticas de velocidade do vento (ou seja, os cenários aleatórios utilizados na análise de risco financeiro) basearam-se na técnica de simulação de Monte Carlo (SMC) e na abordagem de séries temporais de Box&Jenkins (B&J). A seguir, os procedimentos utilizados são detalhados.

4.1 Simulação de Monte Carlo (SMC)

O conceito básico da simulação de Monte Carlo é gerar, por intermédio de um processo de sorteio, possíveis realizações para uma variável aleatória de interesse, a partir da função de distribuição dessa variável. Em muitas situações, não se tem conhecimento da função de distribuição real da variável aleatória e, por isso, utiliza-se uma distribuição empírica obtida a partir do histograma de freqüência dos valores observados na amostra disponível.

O sorteio dos valores das possíveis realizações da variável aleatória é efetuado por intermédio da geração de números aleatórios em duas etapas. Na primeira, seleciona-se por sorteio um valor entre 0 e 1 de uma variável aleatória uniformemente distribuída. Na segunda, os valores da variável aleatória de interesse são obtidos a partir da função inversa de sua distribuição empírica de probabilidade.

O método de Simulação de Monte Carlo apresenta diversas vantagens tais como: simplicidade conceitual; flexibilidade; facilidade de incorporação de modelagens complexas; e facilidade na obtenção de distribuições empíricas de probabilidades para os indicadores financeiros (4). No entanto, como desvantagem pode-se destacar a necessidade da hipótese de independência entre os valores obtidos por sorteio.

4.2 Abordagem de Box&Jenkins para Séries Temporais

Uma série temporal representa um conjunto de observações ordenadas no tempo que exibem dependência serial. A análise e a modelagem das séries temporais buscam descrever o processo que gera a seqüência de valores da variável observada, identificando suas características mais importantes. Para fazer previsões dos valores de uma

série temporal, é necessário representar o comportamento da série por intermédio de um modelo matemático que possa ser estendido ao futuro. O processo de especificação de um modelo de série temporal passa pela identificação de componentes de tendências, sazonalidades e de ciclo. Uma vez depurados esses componentes, é possível capturar a estrutura de dependência da série observada a partir da combinação de ruídos brancos. Um modelo de série temporal bem especificado deve apresentar resíduos livres de correlação serial e conter o menor número possível de parâmetros (princípio da parcimônia (5)). Para se obter modelos com essas características, a abordagem de B&J é uma das mais populares.

5.0 - ESTUDO DE CASO

As duas metodologias apresentadas, Simulação de Monte Carlo e a abordagem de Box&Jenkins, foram aplicadas para gerar 1.000 séries sintéticas de velocidades de vento diárias, durante um período de 20 anos. Esses valores diários de velocidade foram transformados em potência de acordo com a curva de potência da turbina escolhida para este estudo. Finalmente, essas séries diárias foram agregadas em potências médias mensais para a análise financeira.

Foi utilizada uma série de dados diários de velocidades de vento, de um sítio de medição na Ilha de Marajó (Pará), coletados no período de 1996 a 1999. Infelizmente, essa série de dados contém algumas falhas que foram preenchidas com os valores médios observados no mesmo período dos outros anos. Além disso, as velocidades foram alteradas de forma a apresentar médias trimestrais iguais àquelas registradas nos mapas do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (6). O objetivo desse procedimento foi compatibilizar as duas fontes de dados utilizadas. Visando tornar o esforço computacional coerente com os propósitos deste estudo — ou seja, a avaliação financeira de projetos com vida útil de 20 anos — foi utilizada a média diária das velocidades de vento, disponíveis em base horária. Entretanto, é importante observar que ao considerar médias diárias de velocidades de vento, é possível que os indicadores financeiros obtidos estejam subestimados.

Os valores adotados para os parâmetros do cálculo do potencial eólico (equação I) foram baseados na curva de potência do aerogerador ENERCON E-40/6.44 (Figura I), com exceção da densidade do ar, que na Ilha de Marajó é menor ($1,184 \text{ kg/m}^3$ para uma temperatura de 25°C) do que aquela considerada pelo fabricante ($1,225 \text{ kg/m}^3$ para uma temperatura de 15°C).

Assim:

$$\rho = 1,184 \text{ [kg/m}^3\text{]};$$

$$v = \text{velocidade diária simulada [m/s]}$$

$$A = 1.521 \text{ [m}^2\text{]};$$

$$\eta = 97,5 \text{ [%]}; \text{ e}$$

$$C_P = \text{varia de acordo com a curva de potência.}$$

Como a correção na série original foi feita com base em médias trimestrais de velocidade de vento observadas a 50 metros de altura, foi necessário ajustá-la para uma altura de 46 metros correspondente à torre de 44 metros acrescida de 2 metros até o eixo do rotor. Isso foi feito por intermédio do fator de conversão apresentado na equação II, ou seja:

$$v = v_0 \frac{\text{Log}\left(\frac{H}{Z_0}\right)}{\text{Log}\left(\frac{H_0}{Z_0}\right)} = v_0 \frac{\text{Log}\left(\frac{46}{0,001}\right)}{\text{Log}\left(\frac{50}{0,001}\right)} = v_0 0,992 \quad (\text{III})$$

Assim, v representa os novos valores diários de velocidades de vento referenciados à altura de 46 metros; v_0 o valor diário da série corrigida pelas médias trimestrais da velocidade do vento a 50 metros; z_0 o fator de rugosidade do sítio, verificada no Atlas do potencial eólico; H a altura desejada (46 metros); e H_0 a altura de referência (50 metros).

Como o estudo de caso corresponde a um parque eólico hipotético, procurou-se adotar para o cálculo do fluxo de caixa do empreendimento, valores reais para os custos, incluindo impostos e taxas, e com isso espelhar uma situação mais próxima da realidade atual. Os principais parâmetros adotados são apresentados na Tabela 1.

TABELA 1 – Principais premissas adotadas

Parâmetro	Unidade	Valor	Parâmetro	Unidade	Valor
Dados Gerais			Financiamento		
Ano Inicial do Estudo	-	2005	TJ	%	12,5
Vida Útil do Projeto	anos	20	Amortização	anos	12
Capacidade Instalada	MW	30	Sistema de Amortização		SAC
Fator de Capacidade	%	28,2	Despesas		
Potência Comercializada	MWmed	8,46	O&M fixo	milhões R\$/ano	1,100
Taxa de Câmbio	R\$/US\$	2,9	Encargo de Transmissão	R\$/KW.ano	12,04
Tarifa de Energia Contratada	R\$/MWh	221,00	Investimento		
Custo de Capital Próprio	% aa	15,00	Total	Milhões R\$	80,00
Estrutura de Capital	%	CP:30 / CT:70	Custo de instalação	US\$/kW	919,54

OBS.: No valor do investimento não está incluído o custo de conexão com a rede elétrica e nem o aluguel ou o arrendamento de terreno.

A partir do cálculo da potência média anual (8,46 MW) — média das potências diárias durante um ano — é possível calcular o fator de capacidade médio, nesse caso 28,20%. Como a capacidade instalada adotada é de 30 MW, são então considerados 50 aerogeradores de 600 kW.

Em observância ao disposto na Lei 10.762/2003 e supondo-se que esse parque eólico participe do PROINFA, toda a energia gerada terá garantia de compra pela ELETROBRÁS ao preço do valor econômico da tecnologia de geração eólica (entre R\$ 180,18 e R\$ 204,35). Como esse valor ainda não havia sido divulgado pelo Ministério de Minas e Energia durante a execução deste trabalho, foi adotada a hipótese de tarifa de R\$ 221/MWh (dentro do intervalo da consulta pública da ANEEL em julho de 2003, entre R\$ 191,7 e R\$ 231,68).

Esses dados foram inseridos no Programa ANAFIN, que considera regras contábeis vigentes para projeção do fluxo de caixa do projeto. Os resultados obtidos se referem sempre à perspectiva do investidor.

5.1 Análise Determinística

Nesta seção é apresentada uma análise financeira tradicional, na qual se trabalha com valores médios, sem considerar a incerteza associada à aleatoriedade da velocidade do vento.

A Tabela 2 apresenta os valores obtidos para os indicadores financeiros Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e Tarifa de Equilíbrio (TEQ). Consta-se que o projeto é atrativo para o investidor, pois a rentabilidade auferida (TIR = 15,5%) é superior ao custo do capital próprio adotado (15%), o que também é confirmado pela obtenção de um VPL positivo (1,01 milhões de reais). Observa-se, também, que a tarifa de equilíbrio, associada às premissas utilizadas no projeto é igual a R\$ 217,21, abaixo da tarifa de venda utilizada como premissa (R\$ 221).

TABELA 2 – Resultados da análise determinística

Indicadores Financeiros	Resultados
VPL [MR\$]	1,01
TIR [%a.a.]	15,5
TEQ [R\$/MWh]	217,21

5.2 Análise de Sensibilidade

A análise de sensibilidade do Valor Presente Líquido (VPL) ao fator de capacidade (FC) evidencia uma grande dependência entre essas duas variáveis. Uma pequena variação no FC afeta sensivelmente o VPL como mostra a FIGURA 2. Essa é uma das razões que justificam a análise de risco financeiro de projetos de geração eólica, na qual se consideram diversos cenários de potências médias, (o que corresponde a usar diversos fatores de capacidade).

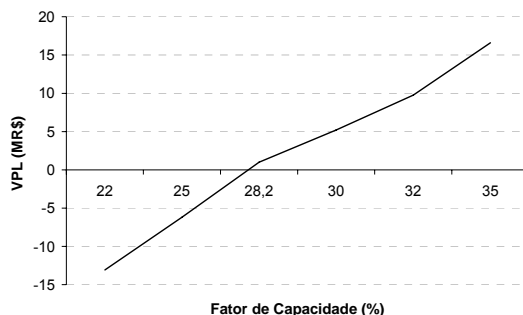
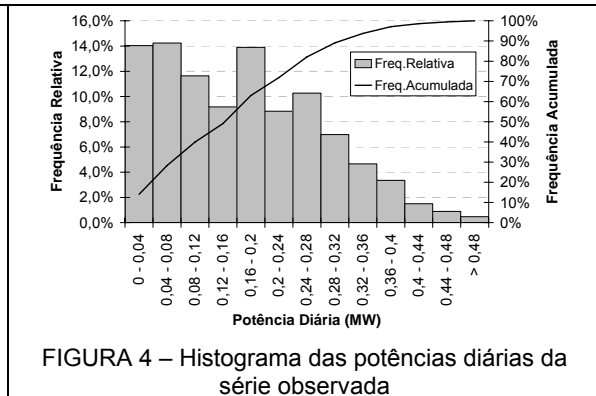
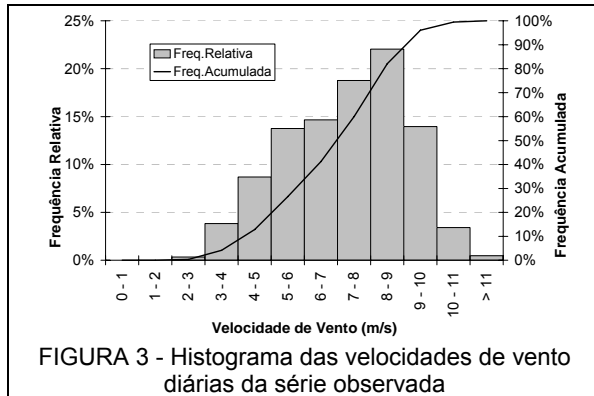


FIGURA 2 – Análise de sensibilidade

5.3 Geração das Séries Sintéticas

Apresentam-se a seguir os histogramas da série de velocidade de vento observada e as respectivas potências diárias, em função do aerogerador escolhido para este estudo (FIGURA 3 e 4).



A partir da FIGURA 4 é possível obter o valor do fator de capacidade para as condições estabelecidas. A TABELA 3 mostra os valores mínimo, médio e máximo de potência para uma turbina. Esses valores são usados para comparar as séries sintéticas com a série observada.

TABELA 3 – Potência diária observada

Potência Mínima [MW]	0,00
Potência Média [MW]	0,17
Potência Máxima [MW]	0,50
Desvio Padrão	0,11
Fator de Capacidade (%)	28,20

Simulação de Monte Carlo

A partir de uma distribuição uniforme com intervalo entre 0 e 1, são sorteados valores aleatórios que, com base na distribuição de frequência acumulada da série observada de velocidade de vento, geram 1.000 séries sintéticas, cada uma delas com amplitude de 7.200 dias (360 dias durante 20 anos). Esses valores sorteados são transformados em potências diárias com base na curva de potência do aerogerador e, em seguida, agregados em valores mensais para a realização da análise de risco financeiro.

O histograma da FIGURA 5 se refere às potências diárias geradas pela SMC, num total de 7.200.000 valores. Conforme esperado, o histograma das séries geradas apresenta uma forma semelhante ao da série observada, uma vez que a SMC busca replicar (aleatoriamente) a série original.

A Tabela 4 mostra os indicadores estatísticos calculados para esses dados. Apesar de o fator de capacidade encontrado (28,13%) ser ligeiramente inferior ao da série histórica (28,20%) a média das potências é a mesma. Além disso, o intervalo entre os valores mínimos e máximos respeita os limites da série original, também conforme o esperado, já que os sorteios são realizados com base no histograma dos dados observados.

A FIGURA 6 exibe o histograma das 1.000 séries sintéticas de potências mensais para os 50 aerogeradores considerados. Como a potência mensal é a média das potências diárias, é de se esperar que o histograma das potências médias mensais apresente a aparência de uma distribuição normal.

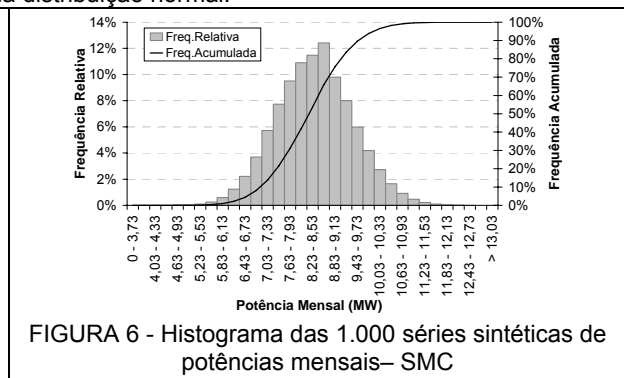
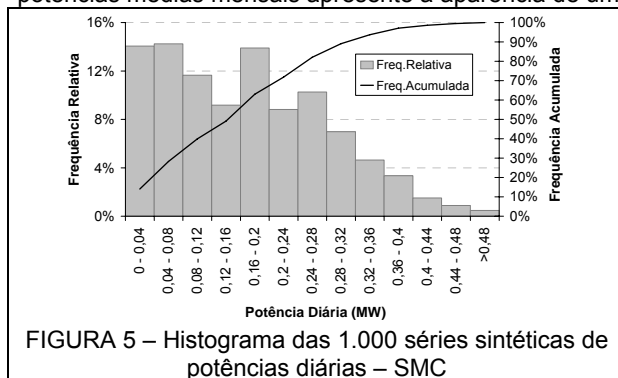


TABELA 4 – Potências diárias (MW)

Potência Mínima [MW]	0,01
Potência Média [MW]	0,17
Potência Máxima [MW]	0,51
Desvio Padrão	0,11
Fator de Capacidade (%)	28,13

A abordagem de Box&Jenkins

Uma outra forma de gerar séries sintéticas é por intermédio de um modelo estocástico que leve em conta o comportamento sazonal da velocidade dos ventos, causado por fatores ligados à temperatura e pressão da

atmosfera. A SMC, da forma como foi apresentada, não contemplou essa característica típica dos ventos. Desse modo, optou-se por utilizar a abordagem de Box & Jenkins (B&J) para a modelagem de séries temporais, com a finalidade de gerar de séries sintéticas de velocidade de vento, considerando a tendência, sazonalidade e ciclo da série observada. A sazonalidade foi modelada por meio de uma harmônica. Com relação a ciclos e tendências nada foi constatado, de modo que após o filtro harmônico, a série pôde ser representada por um modelo ARMA, de acordo com a abordagem de B&J.

O histograma da FIGURA 7, referente às potências diárias geradas pela modelagem B&J, também apresenta um formato semelhante ao da série observada, o que demonstra a consistência do modelo estocástico utilizado.

A Tabela 5 apresenta os indicadores estatísticos calculados para os dados gerados. O fator de capacidade de 28,15% é também, como na SMC, ligeiramente inferior e o valor máximo está um pouco acima do limite superior dos dados observados. No entanto, a média das potências foi exatamente a mesma.

A FIGURA 8 mostra o histograma — cuja aparência é assimétrica — das 1.000 séries sintéticas de potências médias mensais, para os 50 aerogeradores considerados. Cabe mencionar que, nesse caso, a autoregressividade captada pelo modelo ARMA evita a existência de uma aparência de distribuição normal no histograma de frequência relativa das potências médias mensais.

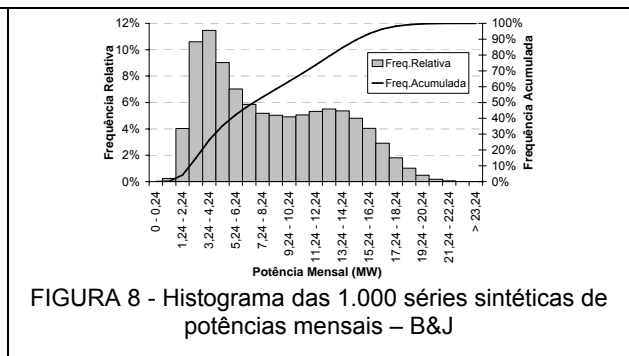
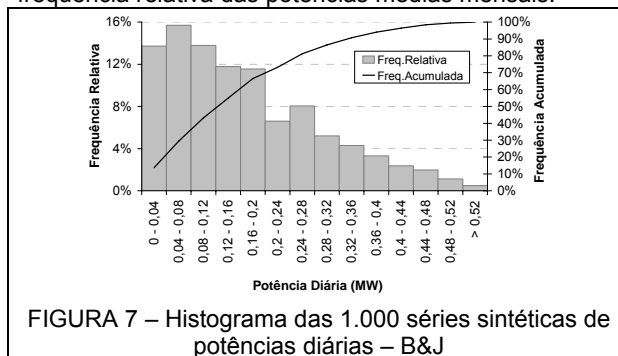


TABELA 5 –Potências diárias (MW)

Potência Mínima [MW]	0,01
Potência Média [MW]	0,17
Potência Máxima [MW]	0,60
Desvio Padrão	0,12
Fator de Capacidade (%)	28,15

Deve-se observar que tanto a SMC como o B&J, embora difiram num aspecto importante — a consideração da sazonalidade e autoregressividade das séries de velocidade do vento —, geram séries sintéticas bastante próximas à série observada, quando se consideram apenas as estatísticas apresentadas. Essa constatação viabiliza o uso dessas metodologias nas situações em que tal aproximação é suficiente para as finalidades às quais a modelagem estocástica se destina. A seção 6.0 adiante contextualiza essa afirmação para o estudo de caso apresentado.

5.4 Análise de Risco

Um dos objetivos da análise de risco é estudar o impacto de diversas condições de velocidade de vento no retorno financeiro do projeto. Com essa finalidade foram calculados fluxos de caixa correspondentes a cada uma das 1.000 séries sintéticas (cenários aleatórios) de potências médias mensais geradas pela SMC e B&J. A partir dos fluxos de caixa foram realizadas análises financeiras, utilizando as mesmas premissas adotadas na análise determinística, de forma a tornar possível o cotejo dos resultados obtidos.

As Figuras 9 e 10 apresentam os histogramas de frequência dos VPLs encontrados a partir da SMC e de B&J. A Tabela 6 mostra os valores máximos, mínimos e esperado do VPL, em milhões de reais, para as duas situações, além de outros indicadores financeiros probabilísticos.

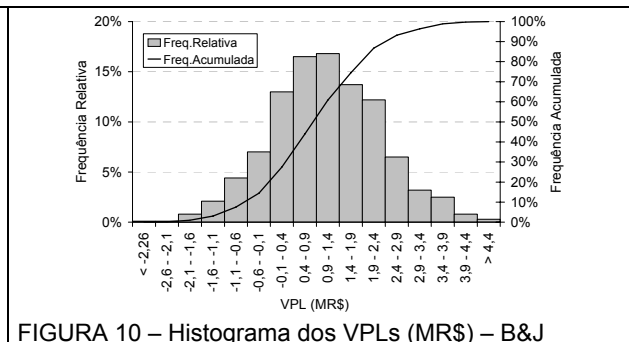
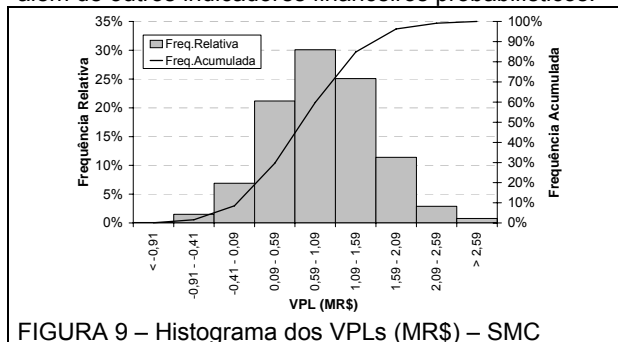


TABELA 6 – Resultados da análise de risco

Indicadores Financeiros	SMC	B&J
VPLmínimo [MR\$]	-0,91	-2,60
VPLesperado [MR\$]	0,94	1,11
VPLmáximo [MR\$]	3,01	4,82
VaR (5%) [MR\$]	-0,11	-0,82
VaR (1%) [MR\$]	-0,54	-1,59
Pr (VPL<0) [%]	6,60	17,00
ROCMédio [%]	1,20	1,40
Coef.Var.Est. [%]	2,15	3,42

Comparando-se os resultados apresentados nas Tabelas 2 e 6, observa-se uma razoável semelhança entre os resultados determinísticos e os probabilísticos. Ou seja, utilizando as premissas da Tabela 1, quando a análise determinística indica que o projeto é atrativo (VPL de MR\$ 1,01), o mesmo acontece com a análise probabilística, tanto pela SMC (VPL esperado de MR\$ 0,94) quanto pelo B&J (VPL esperado de MR\$ 1,11).

Com relação aos demais indicadores, constatam-se pequenas diferenças: na SMC, 6,6% dos cenários rejeitam o investimento no projeto e no B&J, 17%; embora a maioria dos cenários aceite o investimento, o *Return on Capital* (ROC) calculado para o VPL_{esperado} são baixos, tanto para a SMC como para o B&J (1,2% e 1,4%, respectivamente, atingindo valores máximos de 3,8% e 6,0%); o *Value at Risk* (VaR) para 5 % (50 dos 1.000 VPLs) na SMC, é de R\$ -0,11 milhões, enquanto que no B&J é de R\$ - 0,82 milhões.

Finalmente, duas últimas observações se fazem necessárias: (i.) o coeficiente de variação estimado menor que 5%, verificado nas duas situações, confirma que as 1.000 séries sintéticas geradas são suficientes para os propósitos do estudo de caso apresentado; e (ii.) a maior dispersão dos VPLs na abordagem de B&J deve-se ao fato de que o intervalo de potências na geração de séries sintéticas é maior do que o da série original (isso ocorreu porque as velocidades geradas não foram limitadas à mesma amplitude da série observada, como na SMC).

6.0 - CONCLUSÃO

É importante destacar as diferenças entre as duas metodologias usadas neste trabalho. A SMC simplesmente faz escolhas aleatórias de velocidades de vento, a partir de uma dada distribuição de probabilidades. Portanto, essa abordagem assume implicitamente que as velocidades de vento são independentes. A hipótese de independência seria inaplicável, se o objetivo fosse produzir séries sintéticas para previsão de geração elétrica para atender uma carga no curto prazo. Entretanto, como o objetivo desta análise foi verificar como, na média, as velocidades de vento se comportam com a finalidade de avaliar o risco financeiro do projeto, a SMC é aceitável, com a vantagem adicional de ser extremamente simples. Utilizando-se a metodologia B&J, as características de autoregressividade e de média móvel das séries de velocidade de vento são capturadas, permitindo a construção de séries sintéticas que podem ser usadas com múltiplos propósitos. Ou seja, o B&J é mais aderente à realidade, mas com um nível de complexidade bastante maior do que a SMC. Este trabalho demonstrou que, para fins de análise financeira de longo prazo — considerando o período de estudo do projeto —, as duas metodologias apresentam resultados semelhantes.

Nesse sentido, os resultados obtidos, tanto dos indicadores estatísticos como financeiros, puderam ser comparados entre si, bem como com a análise financeira tradicional (determinística), validando assim o uso da SMC, como método mais simples. Apesar de os VPLs esperados das duas análises probabilísticas terem registrado valores próximos ao do VPL da análise determinística, o estudo probabilístico permite ao investidor analisar as dispersões dos VPLs, ou seja, observar diversos possíveis cenários de retorno financeiro dado a variação das potências mensais. Além disso, a análise de risco agrega valor ao processo de tomada de decisão do investidor por conseguir quantificar o grau de atratividade do projeto, calculando o potencial de perda do investidor, a probabilidade de VPLs negativos e os valores esperados dos indicadores financeiros de cada cenário. Cabe, entretanto, um alerta: os resultados obtidos são dependentes da base de dados utilizada, necessitando, dessa forma, validação em contextos mais amplos, em outras localizações no Brasil e em outros países.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) CCPE, 2002, Sumário Executivo: Plano Decenal de Expansão 2003-2012, Ministério de Minas e Energia, Brasil.
- (2) WINDPOWER, 2004. Disponível em: <<http://www.windpower.com>>. Acesso em: 8 fevereiro 2004.
- (3) GIPE,P., 1995, Wind Energy Comes of Age, Estados Unidos da América, John Wiles & Sons.
- (4) JORION, P., 1998, Value at Risk: A Nova Fonte de Referência para o Controle do Risco de Mercado, São Paulo, Bolsa de Mercadorias & Futuros, pp. 221-230.
- (5) WONNACOTT, T.H., WONNACOTT, R.J., 1990, *Introductory Statistics for Business and Economics*. 4 ed. Canadá, John Wiles & Sons, pp. 707-746.
- (6) AMARANTE, O.A.C., BROWER, M., ZACK, J., SÁ, A.L., 2001, Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, Brasil.