

## Estudo de viabilidade econômica para projetos eólicos com base no novo contexto do setor elétrico

*Ricardo Marques Dutra<sup>1</sup> \*  
*Maurício Tiomno Tolmasquim \***

### 1 - Resumo

Com base nas resoluções ANEEL n° 233/199 e ANEEL 245/1999, este trabalho procura mostrar os resultados de uma análise econômica de projetos eólicos na ótica do novo cenário do setor elétrico. Ao fazer um levantamento das características particulares de um projeto eólico, o modelo proposto para análise de viabilidade utilizou diversos modelos de turbinas eólicas disponíveis no mercado e também custos estimados para instalação, operação e manutenção de parques eólicos. Como resultado, o trabalho também apresenta análise de sensibilidade dos principais fatores envolvidos na implementação de projetos eólicos tais como taxa de câmbio, taxa de juros, tarifa, o&M, etc.

### 2 - Introdução:

A distribuição dos custos de um projeto eólico a ser implementado no Brasil apresenta uma característica muito particular. Por representar um número ainda muito pequeno de projetos implantados (projetos pilotos e comerciais provenientes da iniciativa privada), a distribuição dos custos é pouco conhecida para que se possam estabelecer os valores médios de cada etapa envolvida.

Adotando-se uma metodologia de distribuição dos custos envolvidos em um projeto eólico, procurou-se, com dados atualizados de diferentes modelos de turbinas eólicas, analisar as possibilidades de investimentos com recursos próprios e com financiamento externo. Foram abordados os impactos sobre a atratividade de diferentes possibilidades de investimento variando os principais componentes de composição dos projetos. A análise concentrou-se na aplicabilidade direta da venda de energia elétrica de origem eólica através da Resolução n° 233/1999, da ANEEL, que trata dos Valores Normativos e também da Resolução n° 245/1999, também da ANEEL que trata das regras de repasse dos recursos da CCC para fontes alternativas de energia em substituição ao combustível fóssil utilizado nos sistemas isolados.

### 3 - Aspectos Econômicos dos Projetos Eólicos

O detalhamento dos aspectos econômicos de um projeto é tão importante quanto a análise de viabilidade técnica. A definição de cada etapa e sua participação nos custos finais devem estar presentes no levantamento dos encargos financeiros necessários para a análise da viabilidade do projeto. Sobre os aspectos econômicos, podemos dividi-las em duas etapas distintas: os custos iniciais do projeto e os custos anuais com operação e manutenção.

Os custos iniciais de um projeto eólico englobam importantes encargos em diversas etapas tais como: estudo de viabilidade técnica, negociações e desenvolvimento, projetos de engenharia, custos dos equipamentos, infra-estrutura e despesas diversas. Cada uma dessas etapas necessita de um detalhamento maior que, em casos especiais, poderá ser minimizado ou, até mesmo, desconsiderado.

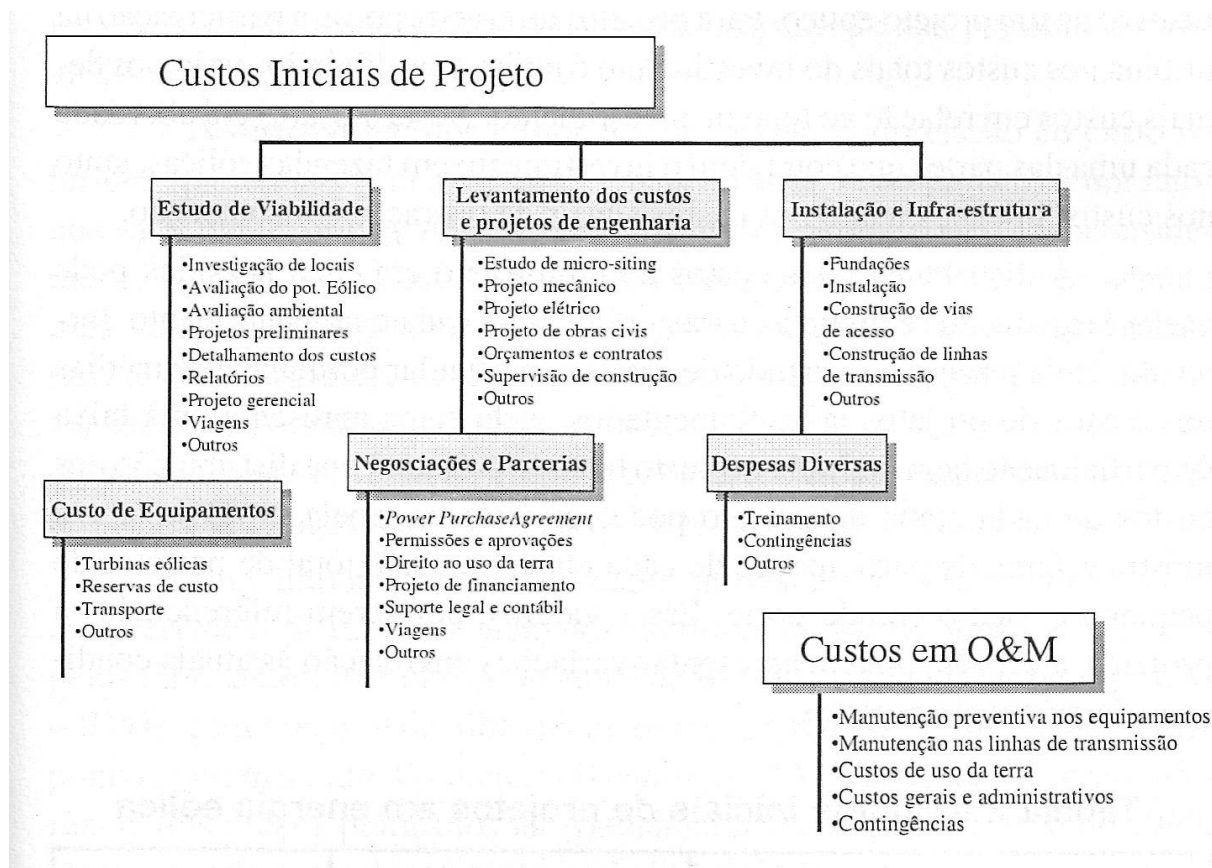
A figura 1 mostra o detalhamento de cada etapa dos custos iniciais do projeto.

---

<sup>1</sup> Aluno de Doutorado

\* Programa de Planejamento Energético/COPPE - Universidade Federal do Rio de Janeiro

**Figura 1 - Distribuição dos custos iniciais de um projeto eólico**



Os custos anuais de manutenção e operação englobam, além das despesas com equipamentos (reposição e prevenção), despesas como arrendamento do uso do terreno e seguros, entre outras. Muitas vezes o custo estimado de manutenção e operação das turbinas é fornecido pelo próprio fabricante. Esse custo representa a maior parte das despesas anuais a serem desembolsadas para a manutenção de uma fazenda eólica.

O tamanho do parque eólico influencia fortemente na participação de cada etapa da distribuição dos custos. Considera-se uma pequena fazenda eólica um sistema formado por duas a cinco turbinas. Uma fazenda eólica de médio/grande porte pode ser considerada aquela que apresenta um número de turbinas superior a cinco unidades. Os projetos piloto, por utilizarem uma quantidade pequena de turbinas eólicas, geralmente apresentam custos iniciais elevados além de despesas também elevadas com manutenção e operação. No caso brasileiro, a maioria dos projetos implementados, tais como: Morro do Camelinho (MG), Porto de Mucuri (CE) e Ilha de Fernando de Noronha (PE), apresentam investimentos elevados, uma vez que, sendo projetos piloto, também utilizam poucas turbinas.

O custo da turbina eólica representa o custo mais importante e significativo de um projeto eólico. Para projetos de grande porte, a participação da turbina nos custos totais do investimento é muito alta, diluindo, assim, os demais custos em relação ao total de investimento. Nesta sessão, será abordada cada uma das partes que compõem o investimento em fazendas eólicas, tanto nos custos iniciais quanto nos custos anuais de operação e manutenção.

A distribuição dos custos de um projeto em energia eólica pode variar largamente segundo as características de cada empreendimento, tornando, cada projeto, um estudo de caso em particular porque, pelas médias dos custos de projetos já implementados, cada etapa apresenta uma faixa de participação bem definida no custo total de projeto. Uma distribuição dos custos de cada etapa do projeto pode ser vista na tabela 2. Essa tabela mostra a faixa de participação de cada etapa no custo total de projetos de pequeno e médio/grande porte. Esses valores, por serem referenciados a projetos até 1998, podem apresentar variações em relação às atuais condições de custos de projetos.

**Tabela 2 - Custos iniciais de projetos em energia eólica**

Categoria de custos iniciais Do projeto	Fazenda Eólica de médio/grande porte (%)	Fazenda Eólica de pequeno porte (%)
Estudo de viabilidade	menos de 2	1 - 7
Negociações de desenvolvimento	1 - 8	4 - 10
Projeto de engenharia	1 - 8	1 - 5
Custo de equipamentos	67 - 80	47 - 71
Instalações e infra-estrutura	17 - 26	13 - 22
Diversos	1 - 4	2 - 15

Fonte : RETSCREEN,2000

A descrição de cada categoria de custos iniciais de um projeto eólico será apresentada nos próximos itens. Algumas categorias representam custos de mão de obra, principalmente nos estudos de viabilidade, negociações e desenvolvimento e outras, custos de implementação de infra-estrutura e compra de equipamentos.

### 3.1 - Descrição da metodologia utilizada

Empreendimentos em geração eólica, devem ser tratados como estudo de caso levando em consideração todos os fatores possíveis que envolvem um projeto eólico a nível comercial. A síntese de todos os custos do projeto, tanto na sua fase inicial quanto nas despesas diárias, possibilitou uma análise mais objetiva e abrangente.

A distribuição dos custos de um projeto com relação ao custo da turbina (parte mais cara e também a mais importante do projeto) é um fator que varia muito, principalmente pelo tamanho do parque eólico a ser considerado. As médias dos custos de projetos implantados na Europa apresentam uma variação entre 15% a 40 % a mais em relação ao preço das turbinas (EWEA, 1998b). Essa variação dos custos finais de projeto foi utilizada na análise classificando-a em três categorias: projetos de custos baixos (15% de custos adicionais em relação à turbina eólica), projetos de custos médios (30% de custos adicionais) e projetos caros (40% de custos adicionais).

Uma importante fonte de dados utilizada para o levantamento das características de turbinas, além dos catálogos de vários modelos enviados pelos fabricantes, é a publicação anual da Bundesverband WindEnergie e. V. - BWE, com preços e detalhes técnicos das principais turbinas eólicas disponíveis no mercado. O catálogo Winderngie 2000 foi utilizado como referência dos preços praticados na Alemanha no final de dezembro de 1999. Os valores de custo das turbinas serão utilizados como referência para toda a análise de custo. Não será considerado nenhum tipo de reajuste nos preços, mesmo quando a tendência mostra possibilidade de queda dos preços ao longo do ano de 2000.<sup>2</sup>

Uma vez com os custos das turbinas praticados na Alemanha, foi feito um levantamento dos procedimentos e custos envolvidos na importação de equipamentos. Além dos custos de frete e seguro sobre o equipamento, também foi feito o levantamento dos impostos devidos a essa transação comercial. Todos os demais itens do projeto como: levantamento do potencial, instalação, infra-estrutura etc. foram englobados nos custos adicionais iniciais de projeto. Sobre as despesas anuais necessárias foram computados custos de manutenção e operação do investimento eólico além de custos com pessoal, arrendamento da terra, etc. As despesas anuais são previstas para todo o período de vida útil das turbinas, considerando um período de 20 anos<sup>3</sup>.

A metodologia utilizada também aborda várias possibilidades de investimento com capital próprio e também com recursos externos. Uma vez com dados consolidados, procurou-se observar o efeito de pequenas variações nos principais fatores de influência no projeto. A análise de sensibilidade entre diversos fatores possibilitou a formulação de propostas para melhores alternativas de viabilidade de projetos.

<sup>2</sup> É importante citar que o preço das turbinas pode variar significativamente dependendo do interesse dos fabricantes e na sua disponibilidade. A quantidade de turbinas e as características do local podem reduzir os custos gerais do projeto possibilitando assim uma maior rentabilidade do investimento.

<sup>3</sup> Tradicionalmente utiliza-se um período de 20 anos de vida útil das turbinas eólicas. Com o avanço tecnológico e medidas sistemáticas de manutenção de equipamentos, é de se esperar um período maior de operação das turbinas.

### 3.2 - Investimentos iniciais de projeto

Os custos iniciais do projeto foram abordados nas seguintes etapas: custo das turbinas, custos com importação e as despesas adicionais de projeto, englobando, assim, os custos totais do projeto. Foram analisados inicialmente nove tipos de turbinas. As turbinas analisadas apresentam faixa de potência bem diferenciada: três de potência entre 200kW e 300kW, três entre 500kW e 750kW e, por fim, três turbinas entre 1.3 MW e 1.5 MW. A utilização de faixas diferenciadas de potência permitirá uma avaliação de quantidades de turbinas para uma mesma potência instalada e seus efeitos nos custos finais e taxas de retorno de investimento. As turbinas utilizadas, a potência e o preço de cada uma são mostradas na tabela 3.

**Tabela 3 - Turbinas eólicas utilizadas no estudo de viabilidade**

Modelo	Pot. (kW)	Custo das turbinas*			US\$/kW
		DM\$	US\$	R\$	
Turbina 1	200	418,000.00	193,858.16	379,962.00	969.3
Turbina 2	250	430,000.00	199,423.47	390,870.00	797.7
Turbina 3	300	595,000.00	275,946.43	540,855.00	919.8
Turbina 4	500	848,000.00	393,281.63	770,832.00	786.6
Turbina 5	750	1,178,500.00	546,559.44	1,071,256.50	728.7
Turbina 6	660	1,140,000.00	528,704.08	1,036,260.00	801.1
Turbina 7	1300	2,110,000.00	978,566.33	1,917,990.00	752.7
Turbina 8	1500	3,005,000.00	1,393,645.41	2,731,545.00	929.1
Turbina 9	1500	2,850,000.00	1,321,760.20	2,590,650.00	881.2

\* Cotações em dez-2000 (US\$ = R\$ 1.96) (DM\$ = R\$ 0,909)

Ao considerar-se equipamentos importados, foram calculados os custos com importação e os impostos inerentes. Considerando que os preços levantados são aqueles comercializados na Alemanha fez-se também um levantamento dos custos de frete e seguro sobre o equipamento. Em contatos feitos com agentes importadores, levantou-se que o frete em transporte marítimo proveniente da Europa com destino ao Brasil apresenta custo médio de DM\$ 200,00/ton ou DM\$ 200,00/m<sup>3</sup> valendo o de maior valor. Por não se ter disponíveis dados em volume ocupados dos equipamentos desmontados, utilizou-se o valor do peso bruto (valor fornecido pelo catálogo) como referencial para o levantamento dos custos de transporte.

Sobre o seguro, também foram feitos contatos com agentes importadores que estipulam uma média de 1 % sobre o custo da turbina no seu país de origem. Ao chegar ao Brasil, são aplicados vários impostos sobre o custo da turbina em seu país de origem (Custo FOB) somados ao custo de transporte e ao seguro<sup>4</sup>. Os impostos vigentes são os seguintes:

- Imposto sobre importação - II
- Imposto sobre Produtos Industriais - IPI
- Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS

Segundo a Nomenclatura Brasileira de Mercadorias – NBM publicada pela Aduaneira, 2000, o valor do II sobre geradores eólicos (como é referenciado na publicação) é de 3% sobre o custo CIF e o IPI de 5% também sobre o custo CIF da turbina eólica. Por incidir IPI sobre o equipamento, este também sofre tributação de ICMS. Como para cada estado do Brasil o valor do ICMS varia, utilizou-se o valor máximo previsto de 18% como referência para os cálculos.

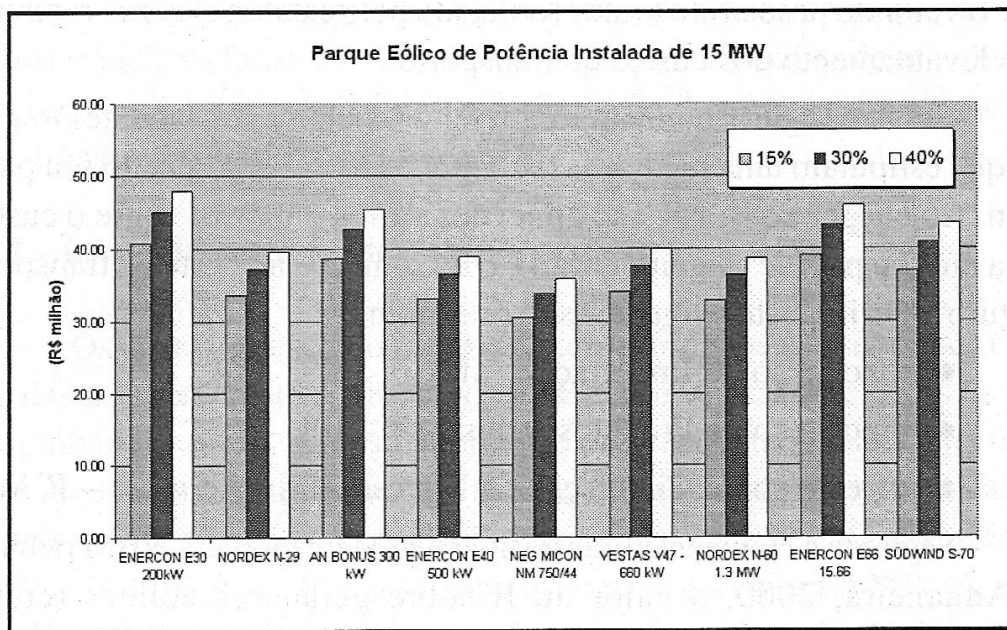
Para o dimensionamento da potência total instalada do empreendimento eólico, adotaram-se três tamanhos diferentes de parques eólicos: 15 MW, 50MW e 100 MW. Para cada projeto é importante avaliar-se os custos adicionais envolvidos antes, durante e depois da instalação dos equipamentos. Conforme analisado pela European Wind Energy Association - EWEA (EWEA, 1998), os custos

<sup>4</sup> A soma dos custos da turbina em seu país de origem somado ao custo de transporte e aos custos de seguro é denominado custo CIF.



adicionais dos projetos implementados na Europa variam entre 15% e 40% sobre o preço da turbina. Considerando os custos adicionais de um projeto, foram avaliadas três categorias de projetos: os baratos (adicional de 15% do valor da turbina), os que poderiam se enquadrar como de custos médios (adicional de 30% do valor da turbina) e aqueles que seriam caros (adicional de 40% do valor da turbina). Em várias análises são abordadas as três categorias de projetos proporcionando assim uma análise de sensibilidade dos custos iniciais do projeto e seu peso nas taxas de retomo do investimento.

**Figura 2 - Potência instalada de 15 MW para custos adicionais em 15%, 30% e 40% em relação ao preço da turbina**



### 3.3 - Resultados baseados nos valores normativos (Res. ANEEL n.º233)

Todas as análises ao longo da abordagem sobre valores normativos apresentam uma peculiaridade quanto à influência do tamanho dos projetos (potência instalada). Foram abordados projetos cuja potência instalada seria de 15MW, 50MW e 100MW e, uma vez que o modelo atua de modo abrangente sem restrições diferenciadas, a potência total instalada não influenciou os resultados quanto à Taxa Interna de Retorno - TIR dos investimentos. Durante a análise de sensibilidade é possível estimar a influência da potência total instalada nos custos de cada turbina, nos custos adicionais e nas taxas de manutenção.

#### 3.3.1 - Investimento com recursos próprios

Assumindo-se que as taxas de retomo em geração de energia tornam-se atrativas a partir de 10%, utilizaram-se as tabelas 7.5 e 7.6 para o cálculo da Taxa Interna de Retorno - TIR em várias configurações de projeto, financiamento e recursos próprios conforme já abordado no item anterior. As figuras 4 e 5 mostram a TIR referente a projetos eólicos instalados em potenciais Classe 4 e Classe 3.

Figura 4 - TIR de projetos em potencial eólico Classe 4

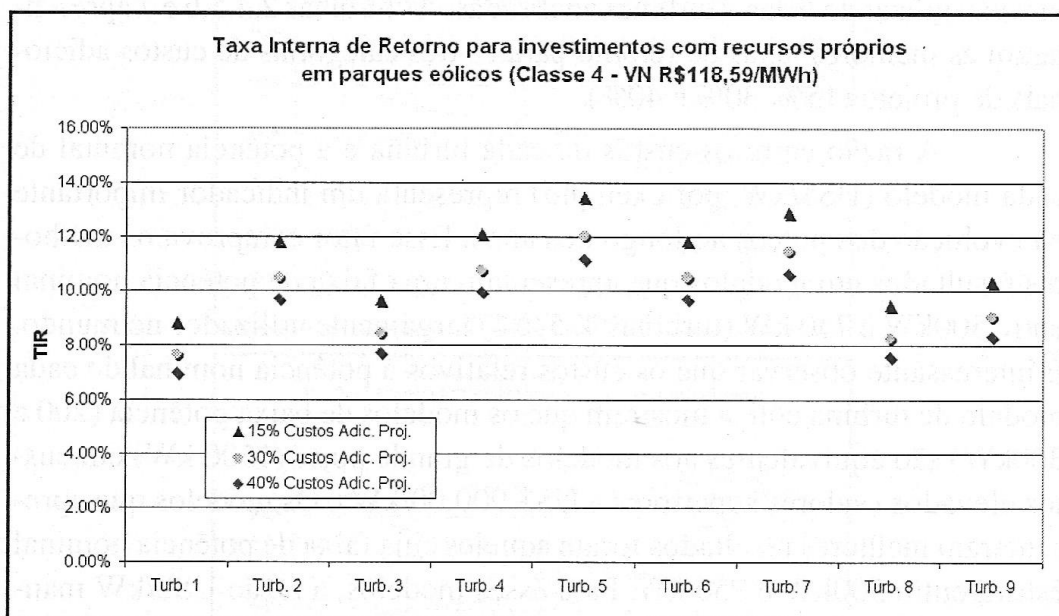
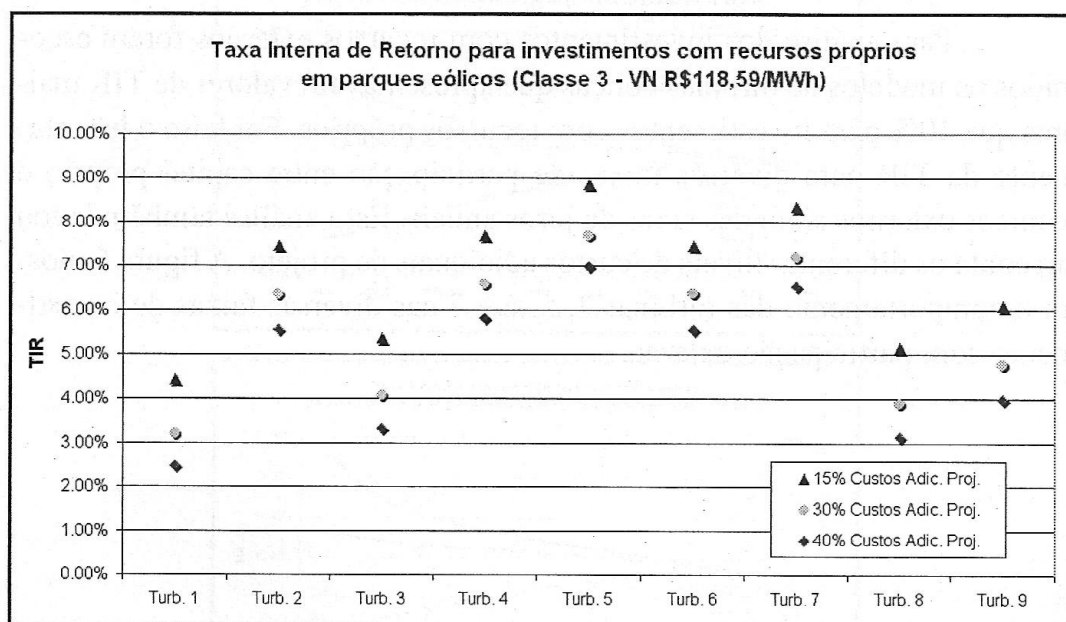


Figura 5 - TIR de projetos em potencial eólico Classe 3



Como pode ser observado na figura 5, nenhum empreendimento com recursos próprios em locais cujo potencial seja Classe 3 apresenta taxa de retorno superior a 10%. Para potenciais Classe 4, alguns projetos tomam-se viáveis utilizando 6 das 9 turbinas analisadas. As turbinas 2,4,5,6 e 7 apresentaram as melhores taxas de retorno para as três categorias de custos adicionais de projeto (15%, 30% e 40%).

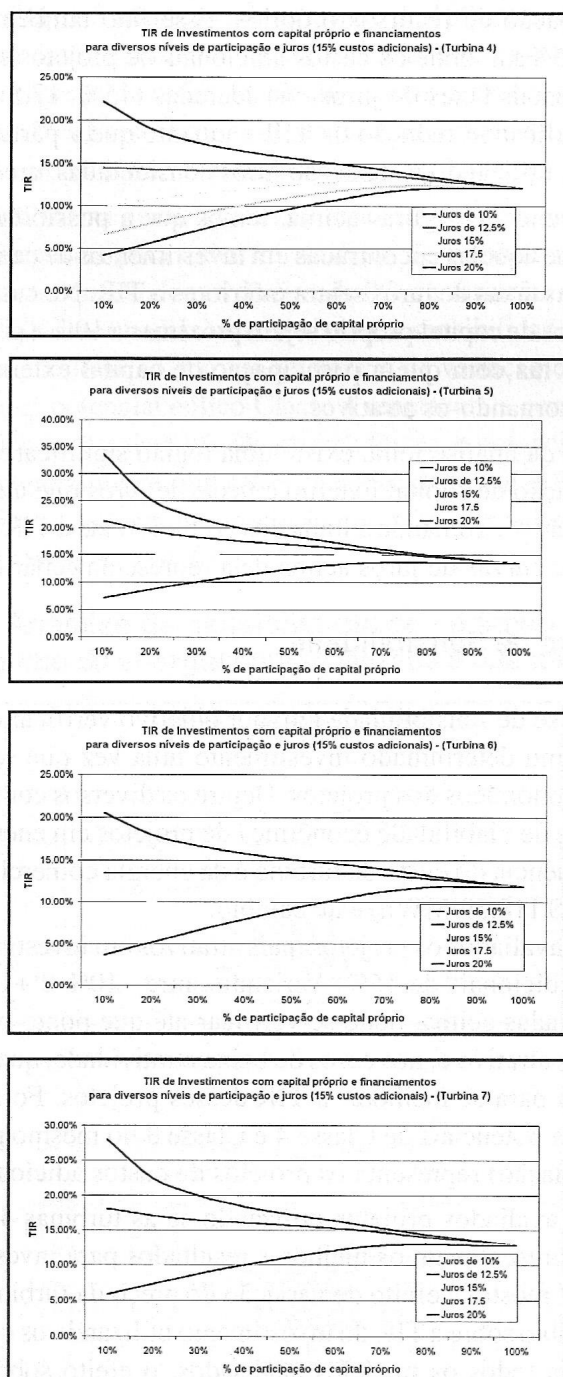
A razão entre os custos de cada turbina e a potência nominal de cada modelo (US\$/kW, por exemplo) representa um indicador importante na evolução dos preços ao longo dos anos. Esse fator comprova os melhores resultados em modelos que apresentam uma faixa de potência nominal entre 500kW e 750 kW (turbinas 4,5, e 6) largamente utilizados no mundo. É interessante observar que os custos relativos à potência nominal de cada modelo de turbina eólica mostram que os modelos de baixa potência (200 e 300kW) são equivalentes aos modelos de grande porte (1500 kW) em custos elevados (valores superiores a US\$ 900,00/kW). Os modelos que apresentaram melhores resultados foram

aqueles cuja faixa de potência nominal estava entre 500kW e 750 kW. Para esses modelos, a razão US\$/kW manteve-se entre US\$ 720,00 e US\$ 800,00.

### 3.3.2 - Investimento com recursos externos

Para análise dos investimentos com recursos externos foram escolhidos os modelos de turbinas eólicas que apresentavam valores de TIR maiores que 10% para investimentos com recursos próprios. Foi feito o levantamento da TIR para diversas faixas de participação entre capital próprio e recursos externos além das taxas de juros anuais. Essa análise também levou em conta os diferentes níveis de custos adicionais de projeto. A figura 6 mostra o comportamento das turbinas 4, 5, 6 e 7 nas diversas faixas de investimento com participação externa.

**Figura 6 - Evolução da TIR para investimentos com capital externo e custos adicionais em 15%**





Como pode ser visto na figura 6, as curvas referentes a juros de 10%a.a. apresentam possibilidades de acréscimo no valor da TIR quando se reduz a participação de recursos próprios. Esse fato também é observado para juros a 12.5%a.a. onde os custos adicionais de projetos sejam de 15%. Para todas as demais taxas de juros consideradas (15%, 17.5 e 20%) existe uma queda significativa redução da TIR enquanto que a participação de recursos externos, utilizando as taxas de juros consideradas, cresce.

Observando as figuras acima, temos que a possibilidade de TIR's mais atrativas que aquelas encontradas em investimentos de capital próprio só é possível caso as taxas de juros sejam inferiores a TIR. No caso onde as TIR dos investimentos de capital próprio sejam próximas a 10% a possibilidade de juros a 10%a.a. faz com que a participação de capital externo melhore os valores de TIR tomando-os atrativos.

Dentro da análise feita, existe uma região significativa entre os níveis de participação de capital externo e taxas de juros que ainda mantêm o investimento atrativo. Tomando a linha dos gráficos onde a TIR é igual a 10%, toda a família de curvas de juros acima dela representa cenários atrativos.

### 3.3.3 Análise de Sensibilidade

A análise de sensibilidade tem por objetivo verificar como se comporta a TIR de um determinado investimento uma vez que se varie alguns componentes econômicos dos projetos. Dentre os diversos componentes presentes na análise de viabilidade econômica de projetos em energia eólica verificou-se a influência do custo da turbina e da energia comercializada (Valor Normativo de R\$ 118,59/MWh) e do câmbio.

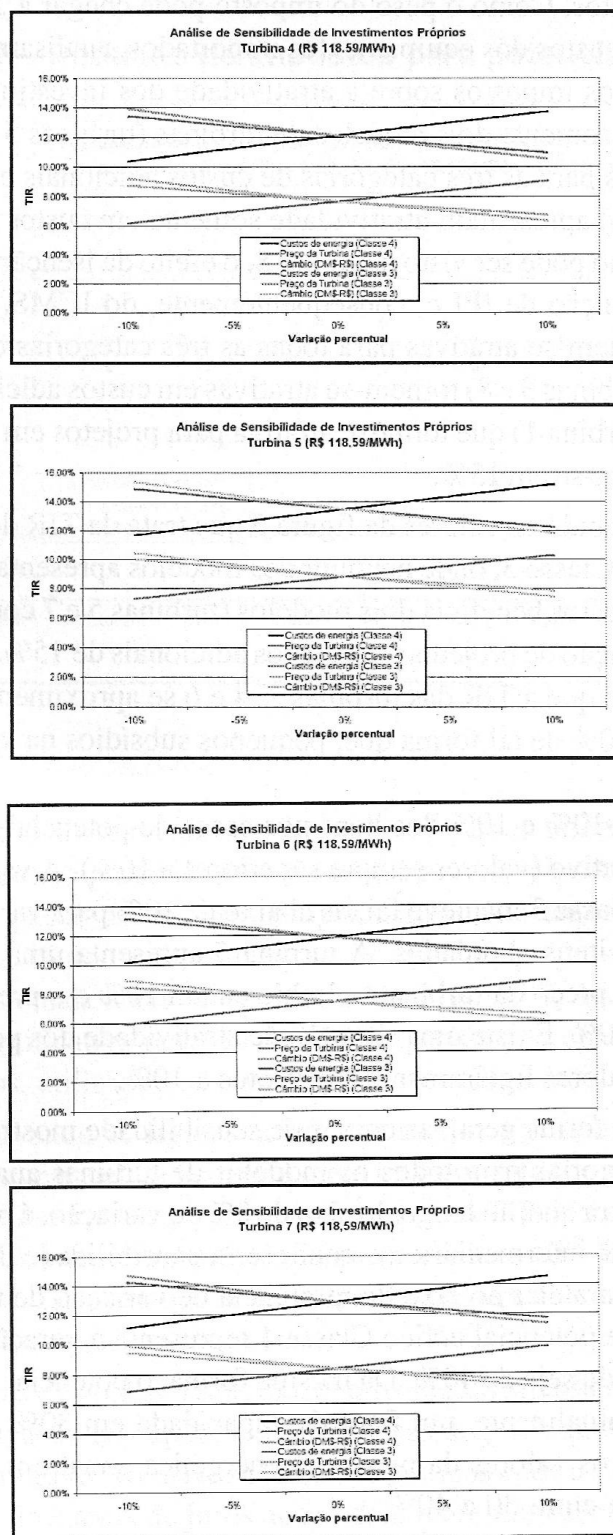
Foram avaliados os projetos mais atrativos em investimentos próprios para custos adicionais de 15%. Variando entre -10% e +10% cada uma das variáveis citadas acima, pode-se verificar até que ponto o investimento ainda se mantém atrativo e, nos casos de baixa atratividade, quais as ponderações necessárias para se melhorar a TIR desses projetos. Foram analisadas as variações para potenciais de Classe 4 e Classe 3 no mesmo gráfico onde o eixo (0% de variação) representa os projetos de custos adicionais em 15%.

Foram avaliados projetos utilizando-se as turbinas 4, 5, 6 e 7 que anteriormente apresentavam os melhores resultados para investimentos próprios. A figura 7 mostra a efeito de variação do preço da turbina, do custo da energia e do câmbio sobre a TIR do investimento utilizando os quatro modelos de turbinas. Para todos os modelos analisados, o efeito sobre a TIR, para variações entre -10% e 10% dos itens nos casos de potencial Classe 4, não deixou de ser atrativo (valores sempre superiores a 10%). A variação da TIR para potencial Classe 3 manteve faixas abaixo de 10% para variações entre -10% e 10% dos itens abordados. A turbina 5 apresenta uma exceção para situações onde o preço da turbina e câmbio caiam 10% e o preço da energia cresça também 10%. Existe uma situação de atratividade dos projetos onde a TIR apresenta valores ligeiramente superiores a 10%.

De uma forma geral, as curvas de sensibilidade mostram-se paralelas em suas categorias para todos os modelos de turbinas analisados. Essa propriedade mostra que, ao longo do eixo de 0% de variação, é possível plotar os valores da TIR intermediários e conhecer a sensibilidade desses valores segundo linhas paralelas ao eixo de referência de variação de 0%. É importante lembrar que potencial eólico Classe 4 representa a geração eólica cujo fator de capacidade seja de 40%. Da mesma forma, o potencial eólico Classe 3 representa, pontualmente, um fator de capacidade em 30%. Dessa forma podemos avaliar os valores da produção energética anual em cujo fator de capacidade esteja entre 30 e 40%.



**Figura 7 - Análise de sensibilidade de variação do custo da turbina, do preço da energia comercializada e das taxas de câmbio**

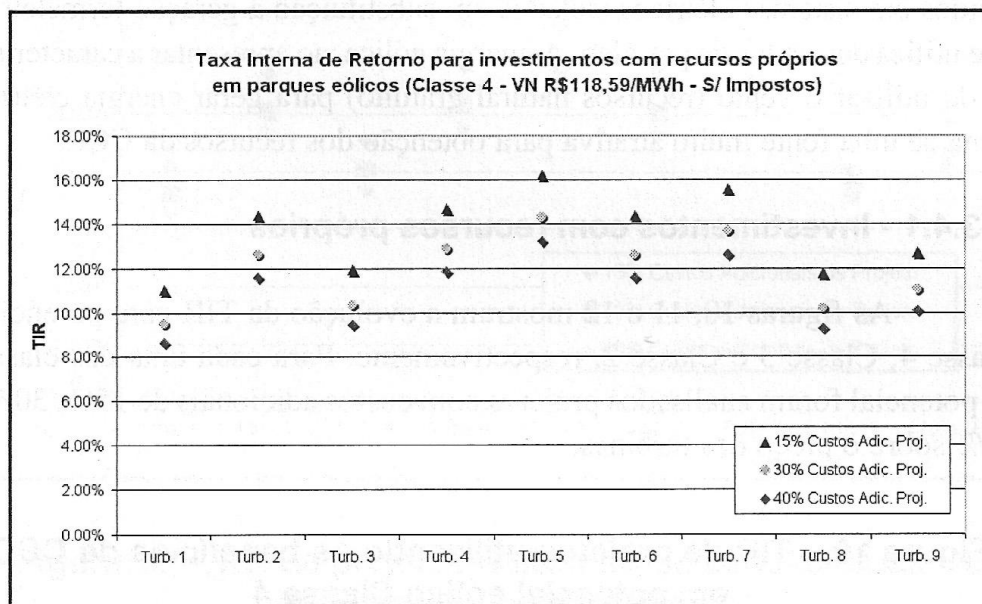


Um importante item presente nas questões econômicas é o imposto sobre equipamentos. Como o peso do imposto pode chegar a 26% (II, IPI e ICMS) sobre os custos dos equipamentos importados, analisaram-se os efeitos de redução dos impostos sobre a atratividade dos investimentos. Como visto na figura 4 somente dois modelos de turbinas (turbinas 5 e 7) apresentam TIR atrativas para as três categorias de custos adicionais e três modelos (turbinas 2, 4 e 6) apresentam atratividade

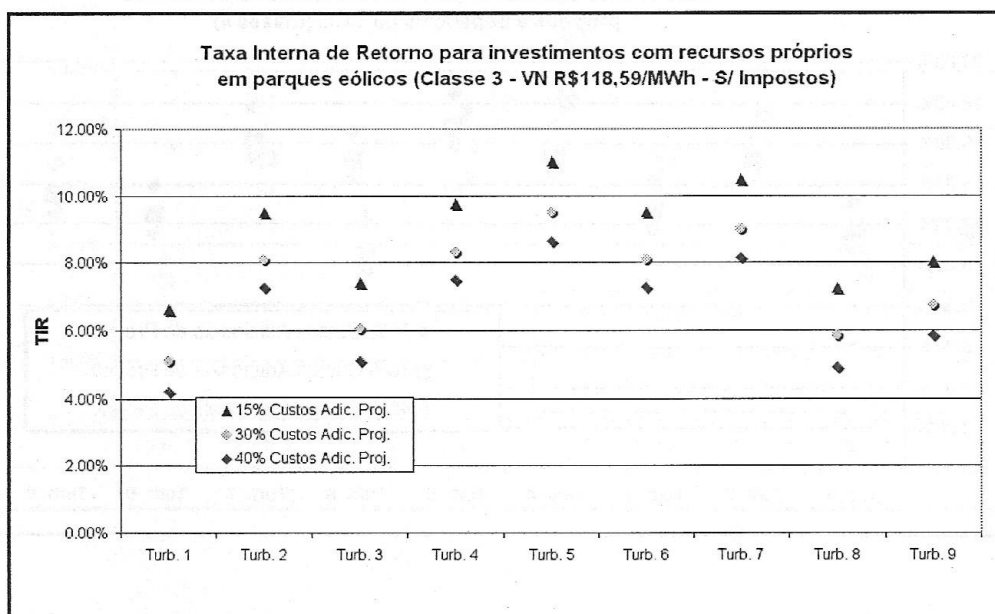
somente em custos adicionais de 15% e 30%. Como pode ser visto na figura 8, o efeito da isenção de impostos, nesse caso, a isenção de IPI e, conseqüentemente, do ICMS, faz com que seis turbinas tomem-se atrativas para todas as três categorias de custos adicionais, duas (turbinas 3 e 8) tomem-se atrativas em custos adicionais de 15% e 30% e, uma (turbina 1) que toma-se atrativa para projetos em que os custos adicionais limitam-se em 15%.

Comparando os valores da figura 5 que trata da TIR de investimentos em potencial Classe 3, onde nenhum dos modelos apresenta atratividade, a isenção de impostos beneficia dois modelos (turbinas 5 e 7 conforme figura 9) na implementação de projetos com custos adicionais de 15%. A isenção de impostos faz com que a TIR das turbinas 2, 4 e 6 se aproximem do limite de atratividade de 10% de tal forma que, pequenos subsídios na venda da energia, nos custos da turbina ou no câmbio (corria visto na análise de sensibilidade mostrada na figura 7) podem torna-las atrativas, viabilizando, assim, projetos em potenciais eólicos Classe 3.

**Figura 8 - Redução de impostos para potenciais Classe 4**



**Figura 9 - Redução de impostos para potenciais Classe 3**



### 3.4 - Resultados baseados na utilização dos recursos da CCC para projetos eólicos

A Resolução n° 245/1999 da ANEEL trata dos benefícios do rateio da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC entre os projetos a serem estabelecidos em sistemas elétricos isolados em substituição à geração termelétrica que utiliza derivados de petróleo. A energia eólica, ao apresentar a característica de utilizar o vento (recursos natural gratuito) para gerar energia elétrica, torna-se uma fonte muito atrativa para obtenção dos recursos da CCC.

#### 3.4.1 - Investimentos com recursos próprios

As figuras 10, 11 e 12 mostram a evolução da TIR para potenciais Classe 4, Classe 3 e Classe 2, respectivamente. Para cada uma das classes de potencial foram analisados projetos com custos adicionais de 15%, 30% e 40% sobre o preço das turbinas.

Figura 10 - TIR de projetos utilizando os benefícios da CCC em potencial eólico Classe 4

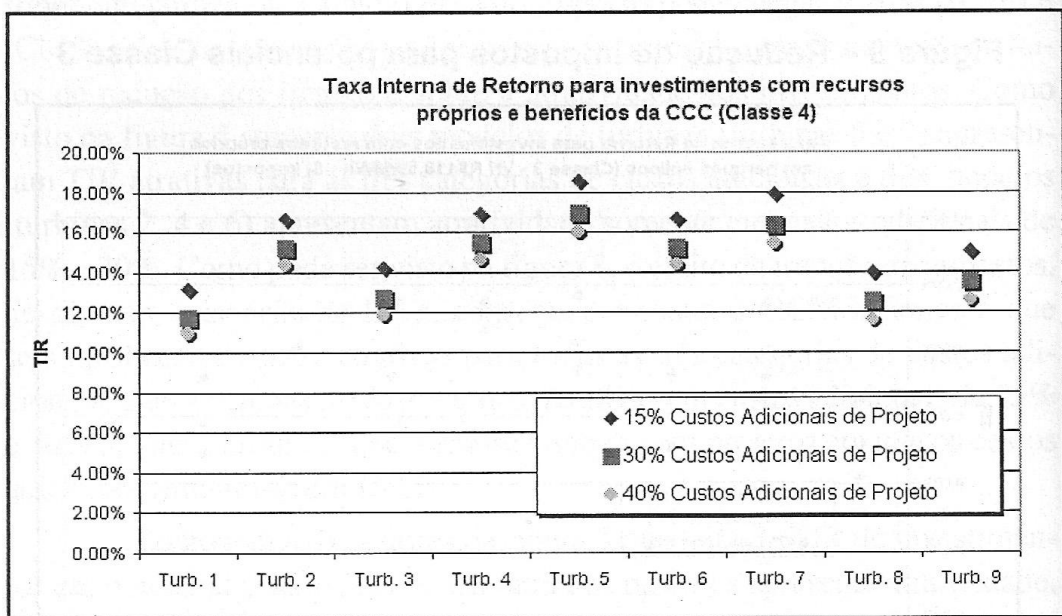
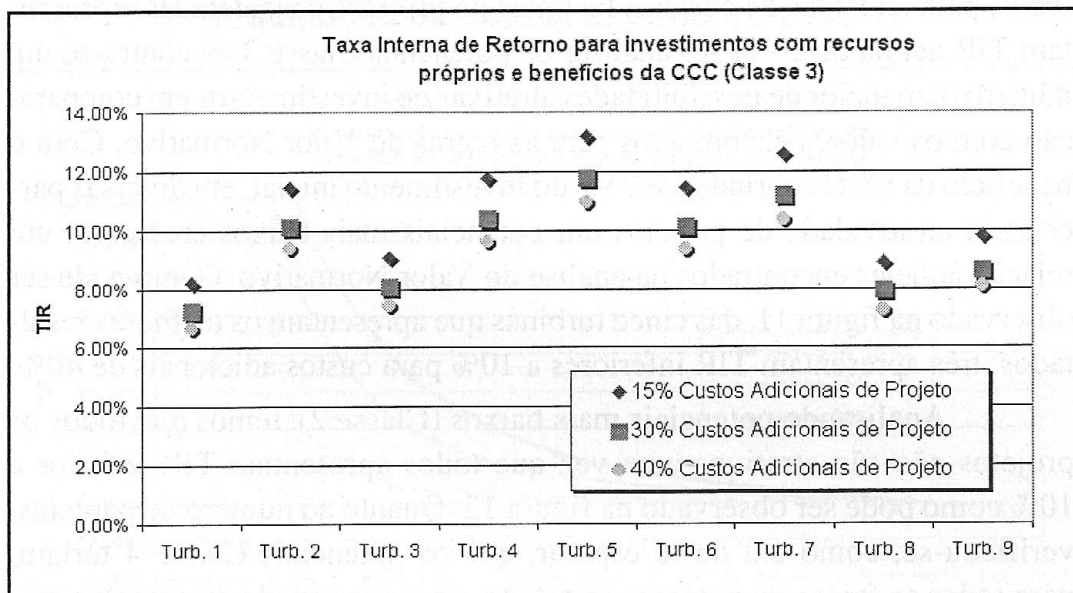
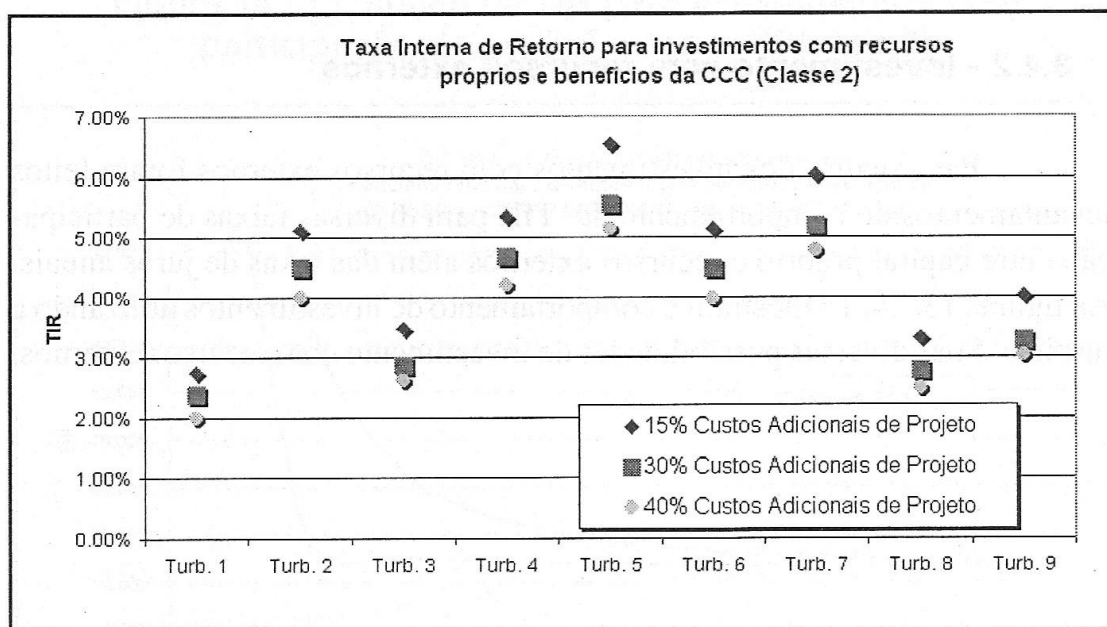


Figura 11 - TIR de projetos utilizando os benefícios da CCC em potencial eólico Classe 3





**Figura 12 - TIR de projetos utilizando os benefícios da CCC em potencial eólico Classe 2**



Como pode ser visto na figura 10, todos os modelos de turbinas instaladas em potencial Classe 4 apresentam uma boa atratividade uma vez que todas, para as faixas de custos adicionais de projetos consideradas, apresentam TIR acima de 10%. Ao analisar os potenciais Classe 3, encontra-se um número bem maior de possibilidades atrativas de investimentos em comparação com os valores encontrados para as regras do Valor Normativo. Com o benefício da CCC cobrindo até 75% do investimento inicial, em diversas parcelas, a atratividade de projetos em potenciais mais baixos cresceram em relação àqueles encontrados na análise do Valor Normativo. Como pode ser observado na figura 11, das cinco turbinas que apresentam os melhores resultados, três apresentam TIR inferiores a 10% para custos adicionais de 40%.

Analisando potenciais mais baixos (Classe 2), temos que todos os projetos não são atrativos uma vez que todos apresentam TIR inferior a 10% como pode ser observado na figura 12. Quanto ao número de parcelas, verificou-se, como era de se esperar, que os potenciais Classe 4 teriam, para todas as faixas de potência instalada, uma quantidade de parcelas menor em relação aos demais potenciais. Em média, potenciais eólicos Classe 4 receberiam o benefício em 37 parcelas, os de Classe 3 em 50 parcelas e os de Classe 2 em 73 parcelas.

### 3.4.2 - Investimento com recursos externos

Para análise dos investimentos com recursos externos foram feitos levantamentos do comportamento da TIR para diversas faixas de participação entre capital próprio e recursos externos além das taxas de juros anuais. As figuras 13, 14, 15 mostram o comportamento de investimentos utilizando a turbinas 5 nas diversas possibilidades de investimento com recursos externos.



Figura 13 - Evolução da TIR para investimentos com Participação do capital externo (Classe 4)

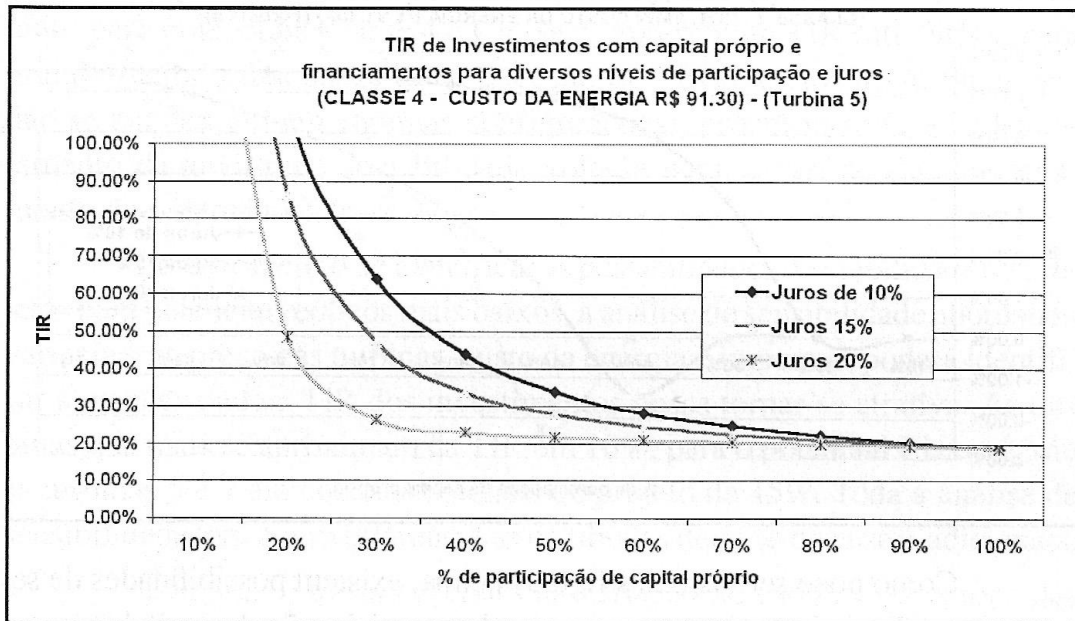
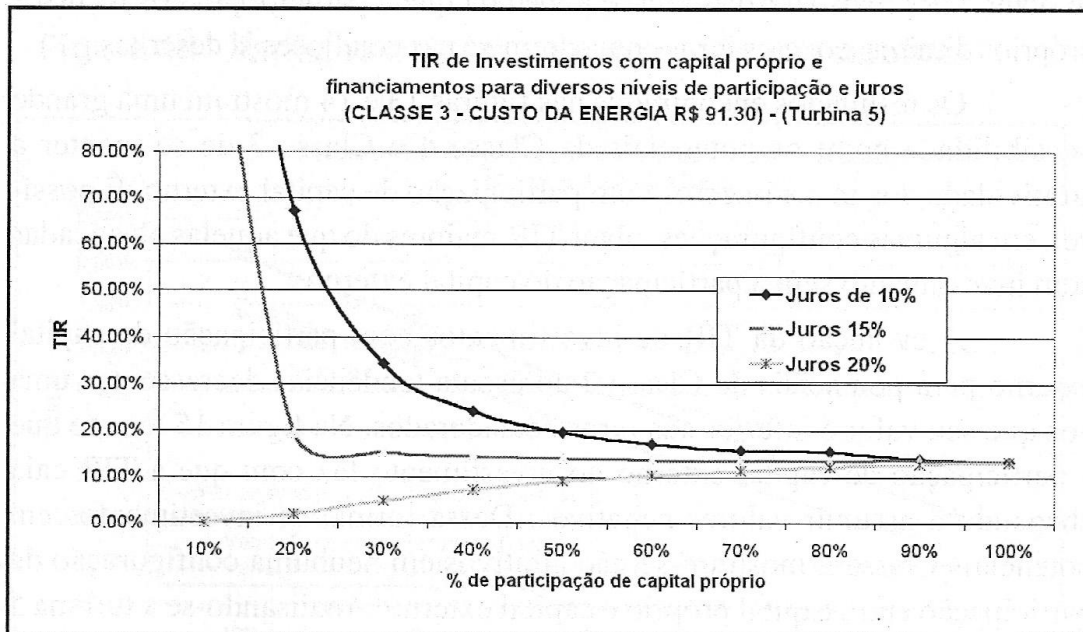
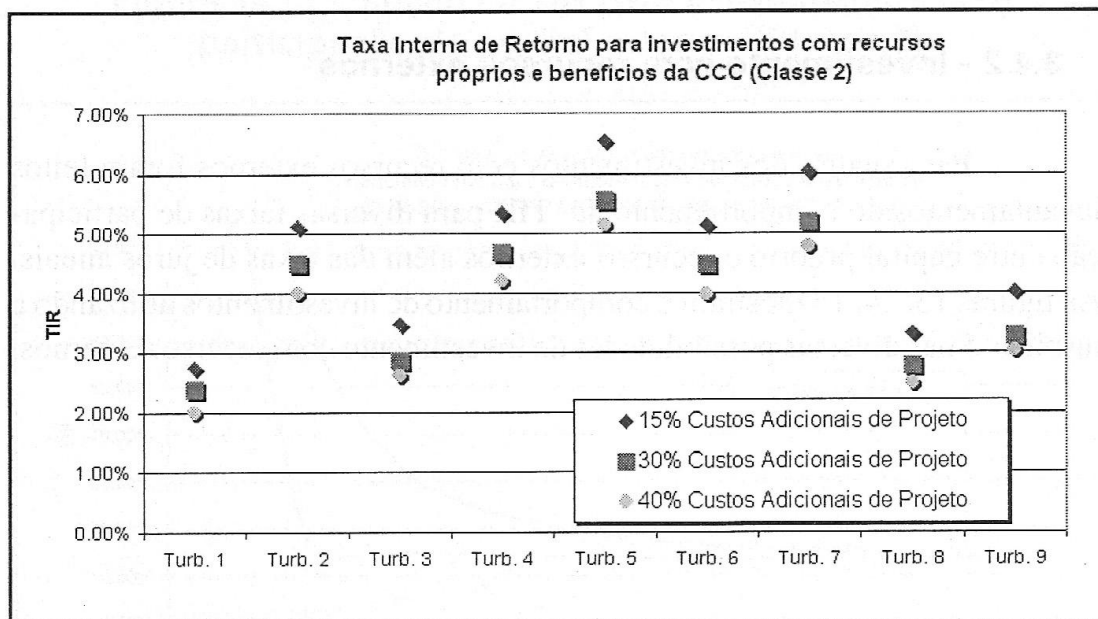


Figura 14 - Evolução da TIR para investimentos com participação do capital externo (Classe 3)



**Figura 15 - Evolução da TIR para investimentos com participação do capital externo (Classe 2)**



Como pode ser visto nas figuras acima, existem possibilidades de se aumentar a TIR do investimento aumentando a participação do capital externo nos custos totais do investimento. Para que exista essa possibilidade, conforme já abordado nos estudos do Valor Normativo, as taxas de juros devem ser inferiores à TIR do investimento com recursos 100% próprios. A possibilidade de se obter TIRs mais atrativas cresce à medida que a participação dos recursos próprios diminui e que os juros enquadrem-se nas condições já descritas.

Os resultados encontrados nas figuras 13 e 14 mostram uma grande possibilidade entre os potenciais de Classe 4 e Classe 3 de se manter a atratividade dos investimentos com participação de capital externo. É possível, em algumas configurações, obter TIR maiores do que aquelas alcançadas com investimento sem a participação do capital externo.

A evolução da TIR de investimentos com participação de capital externo para potenciais de Classe 2 apresenta tendências decrescentes uma vez que seu valor é inferior aos juros considerados. Na figura 15 tem-se que a participação de capital externo no investimento faz com que a TIR caia chegando a assumir valores negativos. Dessa forma, os investimentos em potenciais Classe 2 mostram-se não atrativos em nenhuma configuração de participação entre capital próprio e capital externo. Analisando-se a turbina 5 (o melhor resultado) tem-se que todas as demais turbinas também mostram-se não atrativas

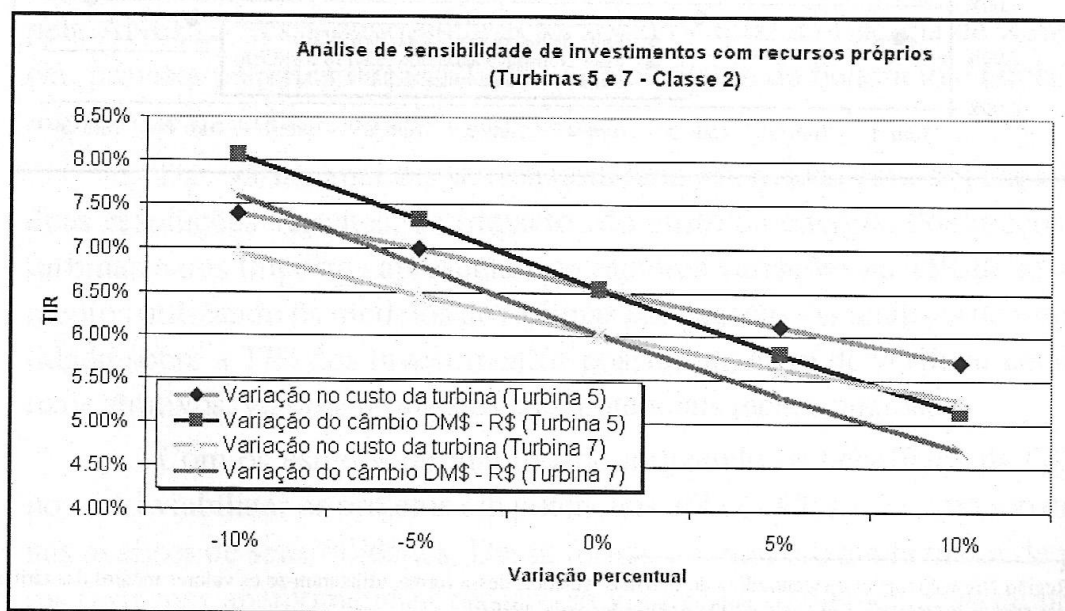
### 3.4.3 - Análise de Sensibilidade

Considerando-se que todas as análises feitas para investimentos com recurso próprio e investimentos com participação de recursos externos, tanto para potenciais Classe 4 e Classe 3, apresentam TIR satisfatória para grande maioria dos casos (com exceção de três modelos de turbinas que não se enquadram em algumas configurações), procurou-se fazer o levantamento da análise de sensibilidade voltada para a questão do aproveitamento de potenciais Classe 2.

Com o objetivo de identificar as possibilidades de viabilidade de projetos para potenciais eólicos mais baixos, a análise de sensibilidade abordando variações no preço das turbinas, custo da energia e impostos, poderá identificar situações onde a TIR dos investimentos possa tornar-se atrativa. As turbinas que mais se aproximam da TIR em 10%, para o potencial Classe 2, são as turbinas 5 e 7 em custos adicionais de projeto de 15%. Toda a análise de sensibilidade terá como referência as condições de 15% de custos adicionais.

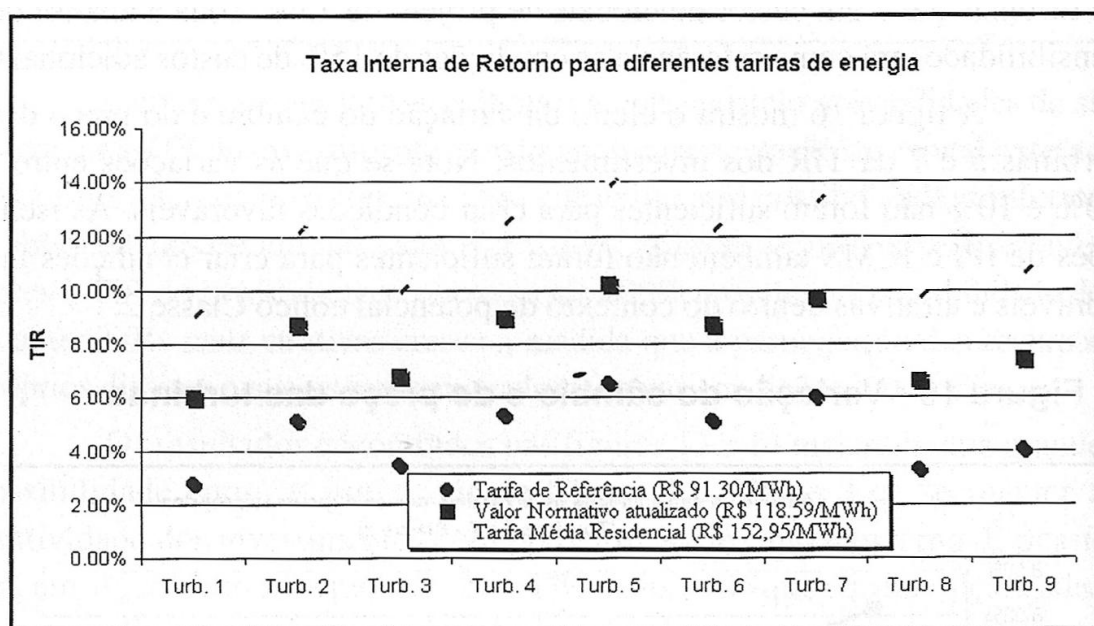
A figura 16 mostra o efeito da variação do câmbio e do preço das turbinas 5 e 7 na TIR dos investimentos. Nota-se que as variações entre - 10% e 10% não foram suficientes para criar condições favoráveis. As isenções de IPI e ICMS também não foram suficientes para criar condições favoráveis e atrativas dentro do contexto de potencial eólico Classe 2.

Figura 16 - Variação do câmbio e do preço das turbinas



Na análise de sensibilidade dos preços de venda da energia, foram abordados três tipos de tarifas. A primeira, utilizando-se o valor médio das tarifas praticadas durante o ano de 2000 para a região Norte<sup>5</sup>. A segunda tarifa refere-se ao Valor Normativo atualizado (como descrito na seção 7.3) de R\$ 118,59/MWh e, por fim, o valor médio da tarifa residencial praticada durante o ano de 2000 também para a região Norte. Observando-se a figura 17, nota-se que, para a viabilização de projetos Classe 2, os custos da tarifa devem ser, necessariamente, superiores ao do Valor Normativo onde somente a turbina 5 apresenta TIR superior a 10%. Como era esperado, o grande impacto na melhoria da taxa interna de retorno de investimento, está, justamente no preço da tarifa cobrada.

Figura 17 - TIR para diferentes valores de tarifas de venda de energia



<sup>5</sup> A Região Norte é a maior concentradora de sistemas isolados, dessa forma, utilizaram-se os valores médios das tarifas praticadas entre janeiro e outubro de 2000 publicados pela ANEEL.



#### 4 - Conclusões

Tão importantes quanto a análise técnica, estudos de viabilidade econômica tornam-se imprescindíveis uma vez que é através deles que um projeto torna-se viável ou não. Através da análise de viabilidade econômica procurou-se identificar os principais fatores nos custos de projeto e, variando seus valores, procurou-se identificar as possíveis configurações em que o projeto poderia apresentar maior atratividade.

Com base nas resoluções n° 233 (Valor Normativo) e 245 (Benefícios da CCC) da ANEEL foram feitas as análises de viabilidade econômica. Adotando-se a taxa de retorno atrativa para geração em energia elétrica em 10%, observaram-se várias possibilidades onde a TIR dos investimentos apresentasse valores superiores ao valor mínimo de atratividade tomando-os viáveis. Comparando-se as duas Resoluções, os valores dos benefícios da CCC tornam-se mais atrativos uma vez que criam uma fonte de renda adicional ao preço da energia vendida. Como os benefícios da CCC estão atrelados diretamente a sistemas isolados, cabe fazer um levantamento das possibilidades e custos envolvidos na implementação de sistemas em regiões remotas.

Desde a publicação da Resolução referente aos benefícios da CCC somente uma proposta de uso dos benefícios foi concretizada. A empresa ELETROSSOL, um ano após a publicação da Resolução n° 245, recebeu o direito de usufruir da sistemática dos benefícios do rateio da CCC especificamente na geração da Pequena Central Hidrelétrica Monte Belo. A concessão de direito foi ratificada através da Resolução n° 335, de 30 de agosto de 2000, pela ANEEL. Nessa oportunidade foi fixado o total da Energia de Referência, prevista pela Resolução n° 245, para o cálculo do benefício e também o número de parcelas mensais e seu valor.

Das várias análises de sensibilidade abordadas para aplicação das duas resoluções vigentes, os impactos do custo da energia, dos preços das turbinas e dos impostos apresentam as maiores variações na TIR de investimentos utilizando os modelos de turbinas em questão. As análises de sensibilidade sobre a TIR dos investimentos possibilitam, além de verificar cenários mais atrativos, viabilizar projetos com potenciais menos onerosos.

Com os estudos de viabilidade utilizando os benefícios da CCC é possível viabilizar os projetos em potenciais eólicos Classe 2 como mostrado nas análises de sensibilidades. Dessa forma, um número ainda maior de pontos (estações anemométricas) tornam-se viáveis na implementação de projetos. Os resultados obtidos com a análise de viabilidade econômica mostram que é possível utilizar a energia eólica para geração de energia tornando-a atrativa dentro dos limites do setor elétrico de investimentos em geração. O modelo, apesar de conservador em alguns aspectos da análise, torna possível uma visualização macro das possibilidades de investimentos nessa área. O estudo de caso torna-se fundamental no detalhamento de cada aspecto envolvendo desde a concepção até a execução e operação de projetos eólicos.

É indispensável que um programa de subsídios seja implementado para o desenvolvimento científico e tecnológico da energia eólica no Brasil. Com o exemplo do desenvolvimento do mercado alemão, os subsídios podem ser temporários ajustando-se gradativamente ao longo da evolução do mercado. A atuação do governo federal é de fundamental importância na elaboração de leis e viabilizando subsídios diretos e indiretos.

#### 5 - Referências Bibliográficas

BUNDESVERBAND WINDENERGIE e.V. - BWE, Windenergie 2000, Osnabrück: März, 2000.

DUTRA, R.M. **Viabilidade Técnico-Econômico da Energia Eólica Face ao Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro**. Rio de Janeiro: PPE/COPPE/UFRJ, 2001. Dissertação. (Mestrado)

EWEA. EUROPEAN COMMISSION. Cost, Prices and Values. In: **Wind Energy - The Facts**, 1998. v. 2.

RETSCREEN INTERNATIONAL. Wind Energy Project Model, Software disponível na INTERNET via [http://retscreen.gc.ca/ang/g\\_win.html](http://retscreen.gc.ca/ang/g_win.html). Arquivo consultado em 2000.