

**Estudo de Viabilidade para Implantação de um Sistema Híbrido Eólico-  
fotovoltaico de Baixa Potência com Conexão à Rede Elétrica**

Jan Thomas Heineman

PROJETO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

Aprovado por:

---

Prof. Walter Issamu Suemitsu, Dr. Ing.  
(Orientador)

---

Prof. Luís Guilherme Barbosa Rolim. Dr.-Ing.

---

Prof. Maria Regina O. P. Araújo, D. Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL  
AGOSTO DE 2007

Este trabalho é dedicado à minha família que sempre me proveu boa educação, estrutura e condição de ensino.

“A sabedoria da natureza é tal que não produz nada de supérfluo ou inútil”

Nicolau Copérnico, Polônia, [1473-1543], Astrônomo.

## Sumário

<b>1. Introdução</b> .....	6
<b>1.1. Objetivo</b> .....	7
<b>1.2. Conceitos</b> .....	8
<b>1.3. Considerações gerais</b> .....	8
<b>1.4. Disposições Legais</b> .....	10
<b>1.4.1 Lei nº. 9.478, de 06 de agosto de 1997</b> .....	10
<b>1.4.2. Medida Provisória nº. 14, de 21 de dezembro de 2001</b> .....	10
<b>1.4.3. Resolução nº. 24, de 05 de Julho de 2001</b> .....	10
<b>1.4.4. Decreto nº. 2.003, de 10 de setembro de 1996</b> .....	10
<b>1.4.5. Resolução nº. 170, de 4 de maio de 2001</b> .....	10
<b>1.4.6. Resolução nº. 371, de 29 de dezembro de 1999</b> .....	11
<b>1.4.7. Resolução nº. 112, de 18 de maio de 1999</b> .....	11
<b>1.5. PROINFA</b> .....	11
<b>1.6. CCC</b> .....	12
<b>1.6.1 Evolução da legislação visando suprimir, progressivamente, o montante dos recursos destinados à geração termelétrica até sua extinção. ....</b>	12
<b>1.6.2 A Sub-rogação dos benefícios da CCC para o Desenvolvimento das Fontes Renováveis de Geração de Energia Elétrica.</b> .....	13
<b>1.6.3. Requisitos básicos para a sub-rogação</b> .....	14
<b>1.6.4. Requisitos e Procedimentos estabelecidos na Resolução ANEEL nº. 245/99 para solicitação dos benefícios da CCC.</b> .....	15
<b>2. Projeto</b> .....	16
<b>2.1. Descrição do sistema</b> .....	16
<b>2.1.1. Geração Eólica</b> .....	16
<b>2.1.2. Geração Fotovoltaica</b> .....	17
<b>2.1.3. Unidade de condicionamento de potência</b> .....	17
<b>2.1.4. Unidade de controle</b> .....	17
<b>2.1.4.1. Prevenção contra ilhamento</b> .....	17
<b>2.1.5. Subsistema de armazenamento</b> .....	18
<b>2.2.1. Razões para escolha de turbinas grandes</b> .....	19

<b><u>2.2.2.</u></b>	<b><u>Razões para escolha de turbinas pequenas</u></b> .....	<b>19</b>
<b><u>2.2.3.</u></b>	<b><u>Especificação da turbina</u></b> .....	<b>20</b>
<b><u>2.3.</u></b>	<b><u>Placa fotovoltaica</u></b> .....	<b>22</b>
<b><u>2.3.1.</u></b>	<b><u>Especificação da placa fotovoltaica</u></b> .....	<b>22</b>
<b><u>3.</u></b>	<b><u>Dados e resultados de geração</u></b> .....	<b>23</b>
<b><u>3.1.</u></b>	<b><u>Ventos do local</u></b> .....	<b>23</b>
<b><u>3.2.</u></b>	<b><u>Incidência solar</u></b> .....	<b>26</b>
<b><u>3.3.</u></b>	<b><u>Estimativa da energia gerada</u></b> .....	<b>26</b>
<b><u>3.4.</u></b>	<b><u>Fator de capacidade do aerogerador</u></b> .....	<b>27</b>
<b><u>4.</u></b>	<b><u>Aspectos econômicos dos projetos eólico e solar</u></b> .....	<b>28</b>
<b><u>4.1.</u></b>	<b><u>Custos de um projeto eólico</u></b> .....	<b>28</b>
<b><u>4.2.</u></b>	<b><u>Custos de um projeto fotovoltaico</u></b> .....	<b>30</b>
<b><u>4.3.</u></b>	<b><u>Custo do sistema híbrido</u></b> .....	<b>32</b>
<b><u>5.</u></b>	<b><u>Estudo do investimento</u></b> .....	<b>33</b>
<b><u>5.1.</u></b>	<b><u>Metodologia Utilizada</u></b> .....	<b>33</b>
<b><u>5.1.1.</u></b>	<b><u>VPL</u></b> .....	<b>33</b>
<b><u>5.1.2.</u></b>	<b><u>TIR</u></b> .....	<b>34</b>
<b><u>5.1.3.</u></b>	<b><u>Amortização do Capital</u></b> .....	<b>35</b>
<b><u>5.2.</u></b>	<b><u>Análise de Sensibilidade</u></b> .....	<b>36</b>
<b><u>5.2.1.</u></b>	<b><u>Percentual de custos da instalação fotovoltaica X TIR</u></b> .....	<b>38</b>
<b><u>5.2.2.</u></b>	<b><u>Dólar X TIR</u></b> .....	<b>39</b>
<b><u>5.2.3.</u></b>	<b><u>Variação do valor normativo da energia eólica comercializada X TIR</u></b> ...	<b>40</b>
<b><u>6.</u></b>	<b><u>Conclusão</u></b> .....	<b>41</b>
<b><u>7.</u></b>	<b><u>Sugestões para trabalhos futuros</u></b> .....	<b>42</b>
<b><u>8.</u></b>	<b><u>Bibliografia</u></b> .....	<b>43</b>

## 1. Introdução

O crescente consumo de eletricidade na atualidade impulsiona o desenvolvimento de diferentes formas de aproveitamento energético ao redor do mundo. Tal demanda por eletricidade vem sendo suprida, em sua maior parte, por fontes fósseis de energia as quais comprovadamente degradam o meio ambiente. Além disso, estudos prevêem que com os atuais e crescentes níveis de consumo, os combustíveis fósseis poderão esgotar-se ainda neste século.

Uma alternativa para tal cenário é a utilização de fontes solares de energia, isto é, fontes que estão direta ou indiretamente ligadas ao efeito do sol em nosso planeta. Por sua vez, as fontes solares de energia são inesgotáveis, e seu uso produz um impacto ambiental de grandeza muito inferior. Cabe acrescentar que o número de elos na cadeia de produção elétrica das fontes solares é notavelmente inferior às fontes térmicas de origem fóssil e nuclear.

Inúmeras fontes solares de energia, tais como fotovoltaica, eólica, solar térmica, hidrelétrica e das marés são viáveis tecnologicamente. Sua utilização pode ser feita sob as mais diversas condições, em pequena ou grande escala, podendo atender diferentes tipos de produtores de eletricidade e consumidores. Devido a esta relativa flexibilidade de implantação, o uso das fontes solares de energia pode promover a geração distribuída <sup>\*1</sup>. A geração distribuída por sua vez também proporciona um menor impacto ambiental.

Apesar de normalmente o custo das fontes solares de energia ser comparativamente superior às fontes fósseis, a sua utilização se justifica pelo baixo impacto ao meio-ambiente, pela diversificação na geração de energia e por promover a sustentabilidade ecológica <sup>\*2</sup> e social <sup>\*3</sup> do planeta.

\*1 - Geração Distribuída é uma expressão usada para designar a geração elétrica realizada junto ou próxima do(s) consumidor (es) independentemente da potência, tecnologia e fonte de energia. \*2 - Sustentabilidade ecológica: ancorada no princípio da solidariedade com o planeta e suas riquezas e com a biosfera que o envolve. \*3 Sustentabilidade social: ancorada no princípio da equidade na distribuição de renda e de bens, no princípio da igualdade de direitos a dignidade humana e no princípio de solidariedade dos laços sociais.

## **1.1. Objetivo**

Este projeto tem por finalidade estudar a implantação de um sistema híbrido eólico-fotovoltaico de baixa potência numa localidade hipotética, com condições de ventos e incidência solar adequadas.

Inicialmente serão abordadas questões legais e políticas de modo a mostrar como se apresenta o cenário nacional para implantação de projetos de fontes renováveis de energia.

Um breve estudo técnico será apresentado de modo a poder estimar o orçamento do projeto com modelos de custos.

Dados reais de ventos serão tratados estatisticamente e um aerogerador de baixa potência será utilizado.

Por fim, a partir dos resultados de geração do conjunto e dos custos iniciais obtidos, será feito um estudo econômico de modo a avaliar a viabilidade econômica do projeto. Para tal estudo, serão analisadas curvas de sensibilidade geradas com o modelo criado.

Os diferentes resultados obtidos poderão ser de valia para um possível investidor, assim como de um autoprodutor visando a sustentabilidade.

## **1.2. Conceitos**

“Considera-se um sistema híbrido, aquele em que duas ou mais tecnologias de geração de energia elétrica são conjugadas em função da disponibilidade local de recursos energéticos. Outra característica deste tipo de sistema é a existência de um bloco inteligente responsável pelo despacho.” [1]

## **1.3. Considerações gerais**

“A busca por alternativas às fontes tradicionais de produção de energia abre caminho para um novo mercado no País. Ainda em seus primeiros passos, mas com imenso potencial, a geração que aproveita a irradiação solar (fotovoltaica) e a força dos ventos (eólica), entre outras, tem no Brasil o cenário ideal para desenvolver-se.” [5]

O Brasil, por ser um país de dimensões continentais, possui inúmeros sítios com condições adequadas à implantação de projetos aproveitando a força dos ventos e a irradiação solar.

As políticas e legislações vigentes incentivam não somente o grande investidor em fontes alternativas de energia. Pequenos produtores podem tirar proveito de incentivos financeiros e legais, levando o país cada vez mais à diversificação da matriz energética e a geração distribuída.



A figura 1 e a figura 2 ilustram o potencial solar e eólico nacional.

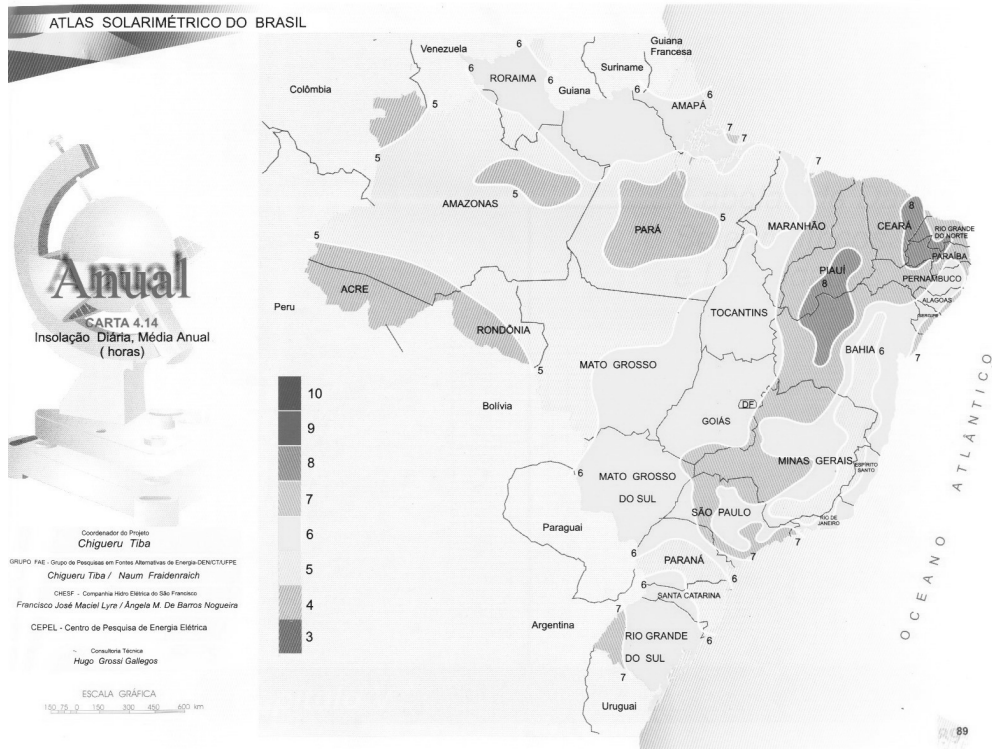


Figura 1 – Potencial Solar (Insolação diária)



Figura 2 – Potencial Eólico (velocidade média anual [m/s])

## **1.4. Disposições Legais**

A seguir são apresentadas algumas disposições legais que procuram viabilizar o desenvolvimento de fontes alternativas no Brasil.

### **1.4.1 Lei nº. 9.478, de 06 de agosto de 1997**

Dispõe sobre a política energética nacional e, dentre outras providências, institui o Conselho Nacional de Política Energética, que tem como um dos objetivos o uso racional das fontes de energia, incluindo as fontes de energia e as tecnologias alternativas, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis.

### **1.4.2. Medida Provisória nº. 14, de 21 de dezembro de 2001**

Cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, com o objetivo de agregar ao Sistema Elétrico Interligado Nacional, o montante de, no máximo, 3300 MW de potencia instalada.

### **1.4.3. Resolução nº. 24, de 05 de Julho de 2001**

Cria o Programa Emergencial de Energia Eólica – PROEÓLICA no território nacional e estabelece as condições para consecução dos objetivos deste Programa.

### **1.4.4. Decreto nº. 2.003, de 10 de setembro de 1996**

Regulamenta a produção de energia elétrica por produtores independentes e por autoprodutor e estabelece outras providências.

### **1.4.5. Resolução nº. 170, de 4 de maio de 2001**

Comercialização temporária de energia oriunda de centrais cogeneradoras,

autoprodutores e centrais de emergência.

#### **1.4.6. Resolução nº. 371, de 29 de dezembro de 1999**

Regulamenta a contratação e comercialização de reserva de capacidade por autoprodutor e produtor independente.

#### **1.4.7. Resolução nº. 112, de 18 de maio de 1999**

Estabelece os requisitos necessários à obtenção de registro ou autorização para implantação, ampliação ou reponteciação de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia. [2]

### **1.5. PROINFA**

O PROINFA é um importante instrumento para a diversificação da matriz energética nacional, garantindo maior confiabilidade e segurança ao abastecimento. O Programa, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), estabelece a contratação de 3.300 MW de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN), produzidos por fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), sendo 1.100 MW de cada fonte.

Criado em 26 de abril de 2002, pela Lei nº. 10.438, o PROINFA foi revisado pela Lei nº. 10.762, de 11 de novembro de 2003, que assegurou a participação de um maior número de estados no Programa, o incentivo à indústria nacional e a exclusão dos consumidores de baixa renda do pagamento do rateio da compra da nova energia.

O PROINFA conta com o suporte do BNDES, que criou um programa de apoio a investimentos em fontes alternativas renováveis de energia elétrica. A linha de crédito prevê financiamento de até 70% do investimento, excluindo apenas bens e

serviços importados e a aquisição de terrenos. Os investidores têm que garantir 30% do projeto com capital próprio. As condições do financiamento serão TJLP (Taxa de Juros de Longo prazo) mais 2% de spread básico e até 1,5% de spread de risco ao ano, carência de seis meses após a entrada em operação comercial, amortização por dez anos e não-pagamento de juros durante a construção do empreendimento. [3],[5]

## **1.6. CCC**

Para subsidiar a geração de energia elétrica com o uso de combustíveis fósseis, foi criada, por lei, a Conta Consumo de Combustíveis - CCC. Ela disciplinou o rateio dos custos de aquisição desses combustíveis entre todas as concessionárias ou autorizadas do país, para garantir os recursos financeiros ao suprimento de energia elétrica a consumidores de localidades isoladas do sistema interligado de geração e distribuição, bem como da geração termelétrica que atende, principalmente, à demanda de ponta dos sistemas interligados, com tarifas uniformizadas.

A reestruturação do setor elétrico brasileiro introduziu novos conceitos de competição na geração de energia elétrica. A ampliação de exigências voltadas para a sustentabilidade dos meios de geração em termos técnicos e ambientais - relacionadas com a redução de emissões de gases de efeito estufa para a atmosfera - e a necessidade de universalizar o suprimento de energia elétrica para a população brasileira, motivou a criação de incentivos ao desenvolvimento de alternativas de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis. A sub-rogação dos recursos da CCC a empreendimentos de geração a partir dessas fontes favorece a substituição do consumo de combustíveis fósseis na geração de energia elétrica.

### **1.6.1 Evolução da legislação visando suprimir, progressivamente, o montante dos recursos destinados à geração termelétrica até sua extinção.**

O art.11 da lei no 9.648, de 27 de maio de 1998, estabeleceu que as usinas

termelétricas situadas nas regiões abrangidas pelo sistema elétrico interligado, cuja operação tenha-se iniciado a partir de 6 de fevereiro de 1998, não mais fariam jus aos benefícios da sistemática de rateio de ônus e vantagens decorrentes do consumo de combustíveis fósseis – CCC, prevista no inciso III do art. 13 da Lei nº. 5.899, de 5 de julho de 1973. O mesmo artigo manteve, temporariamente, a sistemática de rateio para as termelétricas do sistema interligado, em operação em 6 de fevereiro de 1998, considerando prazos e condições de transição, definidos na Resolução ANEEL nº. 261/98, a qual mantém o reembolso integral dos custos com combustível até 2002, sendo reduzidos gradualmente nos três anos subseqüentes: 25% em 2003, 50% em 2004 e 75% em 2005, até a extinção do benefício para o sistema interligado, a partir de 2006 inclusive.

Ressalta-se que a manutenção temporária da CCC, para as centrais termelétricas a carvão mineral, aplica-se exclusivamente àquelas que utilizam apenas produto de origem nacional.

### **1.6.2 A Sub-rogação dos benefícios da CCC para o Desenvolvimento das Fontes Renováveis de Geração de Energia Elétrica.**

A sistemática da CCC subsidia o custo dos combustíveis fósseis, garante o preço uniforme da energia elétrica fornecida às regiões isoladas e atende necessidades de ponta de consumo no sistema interligado (CCC-S/SE/CO e CCC-N/NE). Por outro lado, contribui para a crescente obsolescência do parque termelétrico do país, além de onerar as concessionárias do Sistema Interligado, que repassam custos para as tarifas de todos os consumidores finais.

Pelos motivos expostos e considerando a meta de universalização dos serviços de eletricidade no país, a Lei nº. 9.648/98 determinou também que os aproveitamentos hidrelétricos tratados no inciso I do art.26 da Lei nº. 9.427/96 e a geração elétrica a partir de fontes alternativas que venham a ser implantados em sistema elétrico isolado, substituindo a geração termelétrica com derivados de petróleo, sub-rogar-se-

ão ao direito de usufruir dessa sistemática de rateio.

A Resolução da ANEEL n° 245, de 11 de agosto de 1999, regulamentou as condições e os prazos para a sub-rogação do rateio da CCC aos projetos em sistemas elétricos isolados que substituam total ou parcialmente a geração termelétrica com derivados de petróleo ou que atendam a novas cargas pela expansão do mercado. Os termos dessa resolução se fundamentaram na Lei n°. 9.648 e nos incisos IV e VI do Art.3º do Anexo I do Decreto n°. 2.335, a partir da criação de condições para a modicidade tarifária sem prejuízo da oferta, com ênfase na qualidade do serviço de energia elétrica e na adoção de medidas efetivas para assegurar a oferta de energia elétrica a áreas de baixa renda e de baixa demanda, urbanas e/ou rurais.

A aplicação da sistemática de rateio da CCC será mantida, para os sistemas isolados, até 27 de maio de 2013. A sub-rogação dos benefícios da CCC-ISOL, válida até essa data, possibilita a utilização dos recursos da CCC para viabilização de empreendimentos de geração que utilizem fontes alternativas ou enquadrados como PCH.

### **1.6.3. Requisitos básicos para a sub-rogação**

Poderão se sub-rogar dos benefícios da CCC-ISOL os empreendimentos que se enquadrem nas seguintes condições:

- a) Pequenas Centrais Hidrelétricas assim entendidas como aquelas que estejam em conformidade com o estabelecido na Resolução n°. 394/98 e potência instalada de projeto entre 1 MW e 30 MW;
- b) Demais empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis.

#### **1.6.4. Requisitos e Procedimentos estabelecidos na Resolução ANEEL nº. 245/99 para solicitação dos benefícios da CCC.**

Itens a serem observados para que se possa fazer jus aos benefícios previstos na Resolução nº. 245/99:

- a) A central geradora de direito deverá ser implantada em sistemas isolados:

De acordo com a Lei nº. 9.648, de 27/05/98, fica mantida, pelo prazo de 15 anos após sua publicação, a aplicação da sistemática da CCC para os sistemas isolados, estabelecida na Lei nº. 8.631, de 04/03/93, e possibilita a utilização dessa sistemática para PCHs e geração a partir de fontes alternativas implantadas em sistemas isolados.

Portanto, a sistemática utilizada é a da CCC-ISOL, definida de acordo com o Decreto nº. 774, de 18/03/93, que regulamentou a Lei nº. 8.631. De acordo com o Decreto nº. 774, a CCC-ISOL destina-se à cobertura dos custos de combustíveis da geração térmica constantes dos Planos de Operação dos sistemas isolados, definidos pelo GTON.

- b) A geração proveniente do empreendimento deverá possibilitar a desativação total ou parcial de uma usina termelétrica já existente. Nesse caso deverá haver o documento formal com o “de acordo” da concessionária local.

- c) Atendimento a novas cargas devido a expansões do mercado atual.

- d) Quanto ao direito aos benefícios - A sub-rogação dos benefícios da CCC aplica-se somente às PCHs ou empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fontes alternativas que tenham sido outorgados pela ANEEL e que ainda não estejam em operação. [10]

## 2. Projeto

### 2.1. Descrição do sistema

A topologia de sistemas híbridos varia de acordo com as necessidades de cada projeto. A figura 3 exemplifica um diagrama de blocos genérico de sistemas híbridos.

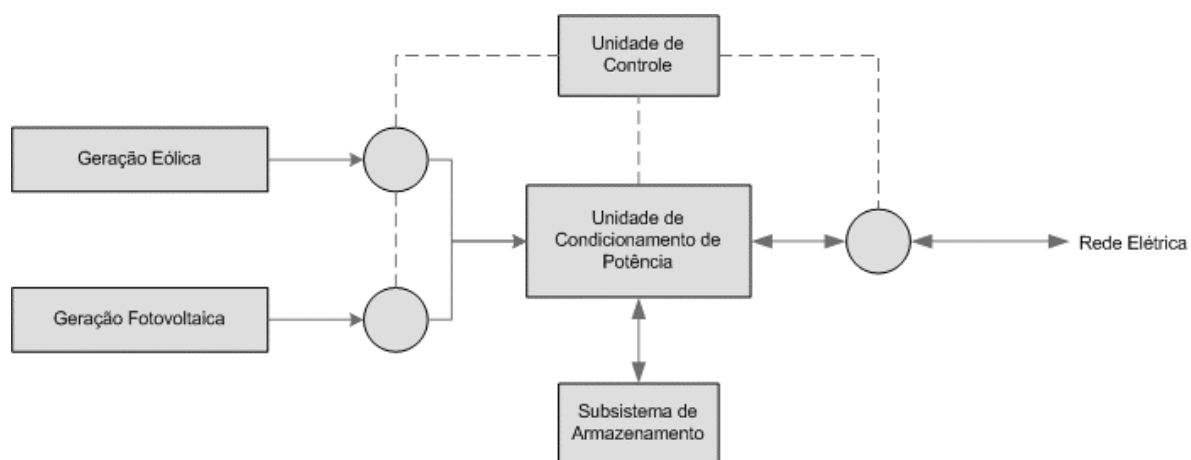


Figura 3 – Diagrama de Blocos do sistema Híbrido

#### 2.1.1. Geração Eólica

Este bloco consiste principalmente da turbina eólica ou aerogerador. A turbina eólica gera a eletricidade através da rotação de suas hélices pelo vento incidente.

A eletricidade é transmitida torre abaixo mais frequentemente por circuito trifásico, porém sua tensão e frequência não são fixas devido à variação da velocidade do vento incidente. A tensão e corrente de saída são então retificadas para carregar baterias ou para ser invertida e conectada à rede. [7]



### **2.1.2. Geração Fotovoltaica**

Este bloco consiste basicamente das placas fotovoltaicas. A luz solar incide nas placas feitas de material semicondutor (silício) e gera-se eletricidade através do efeito fotovoltaico. Os painéis podem ser conectados em série e/ou em paralelo de modo a produzir diferentes valores de corrente contínua e tensões. [8]

### **2.1.3. Unidade de condicionamento de potência**

O principal equipamento desta unidade é o inversor. Inversores transformam a eletricidade produzida pelas turbinas eólicas e/ou pelas placas em corrente alternada de modo a injetar eletricidade na rede com frequência e tensão adequadas.

### **2.1.4. Unidade de controle**

O principal equipamento desta unidade é o controlador de carga. A função primária do controlador é proteger o banco de baterias contra sobrecargas. Em sistemas eólicos sem o uso de banco de baterias não há necessidade de controlador haja vista que toda a energia gerada é injetada na rede ou consumida por alguma carga. Também se faz funcional no caso de falha na rede, o que torna necessário o uso de dispositivo eletrônico antes do inversor para regular a tensão de entrada.

#### **2.1.4.1. Prevenção contra ilhamento**

Ilhamento é a situação que pode ocorrer caso uma seção da rede elétrica esteja desconectada da rede elétrica principal devido à falta ou manobra intencional de disjuntor (devido a fenômenos atmosféricos, curto-circuito na rede ou manutenção). Se a turbina eólica e/ou as placas solares continuarem operando na parte ilhada da rede em tais condições, as redes não estarão em fase após pouco tempo e a rede ilhada estará energizada, o que pode causar acidentes durante a manutenção.

Quando a rede é reestabelecida, podem ser ocasionados surtos de corrente ("current surges") na rede e na turbina eólica. Isto pode ocasionar também grande liberação de energia nas partes mecânicas da turbina eólica, que pode danificar o equipamento.

O controlador eletrônico deve, portanto, monitorar a tensão, a frequência e a corrente alternada da rede. Caso a tensão da rede oscile fora de certos limites em fração de segundos, a turbina deve ser desconectada da rede principal e parar de operar.

#### **2.1.5. Subsistema de armazenamento**

Este subsistema tem como finalidade armazenar o excedente ou parte da energia produzida pelo sistema de geração.

Caso o sistema não esteja conectado à rede, se faz necessário o uso de banco de baterias se não houver vento ou sol suficientes para geração de eletricidade. Sistemas conectados à rede podem se utilizar de bancos de baterias para prover energia de emergência em caso de falta de energia, o que é bom para suprir cargas críticas, as quais podem operar até a rede reestabelecer o funcionamento.

Em caso de sistemas eólicos é aconselhado o uso de baterias de ciclo profundo. Baterias de chumbo ácido são os tipos mais comumente utilizados. Estas baterias são as mais baratas, porém requerem adição de água destilada ocasionalmente durante o processo de carga.

Baterias seladas são as mais aconselhadas para sistemas conectados à rede pois não necessitam de manutenção já que estão constantemente carregadas. [7]

## **2.2. Turbina Eólica**

### **2.2.1. Razões para escolha de turbinas grandes**

Há razões econômicas em escala para a escolha de turbinas grandes. Turbinas maiores normalmente entregam eletricidade a um custo menor do que turbinas menores. A razão é que o custo das fundações, construção de estradas, conexão à rede elétrica, mais o custo de componentes, são de certo modo independentes do tamanho da turbina.

Turbinas grandes são mais adequadas para parques eólicos *offshore*. O custo das fundações não cresce proporcionalmente com o custo das turbinas, e o custo de manutenção é grandemente independente do tamanho da máquina.

Em áreas onde é difícil encontrar espaço para mais de uma turbina, o uso de uma turbina grande com torre alta aproveita o vento mais eficientemente.

### **2.2.2. Razões para escolha de turbinas pequenas**

A rede elétrica local pode ser fraca para suportar a geração elétrica de turbina grande. Este pode ser o caso de partes remotas da rede elétrica com baixa densidade populacional e baixo consumo de eletricidade na área

Há menor flutuação de entrega de eletricidade em parques eólicos que consiste de pequenas turbinas eólicas, tendo em vista que as flutuações ocorrem aleatoriamente, e deste modo tendem a se cancelar ou balancear. Novamente isto pode ser uma vantagem em redes elétricas fracas.

O uso de pequenas turbinas dispersa o risco em caso de falha mecânico/elétrica.

O investimento inicial financeiro num parque eólico de pequenas turbinas é menor, reduzindo o valor da perda/dívida do investimento.

Considerações estéticas na paisagem podem ser mandatórias no uso de pequenas turbinas. [9]

### **2.2.3. Especificação da turbina**

*JACOBS™ 31-20, 20kw*



Figura 4 – Ilustração da turbina

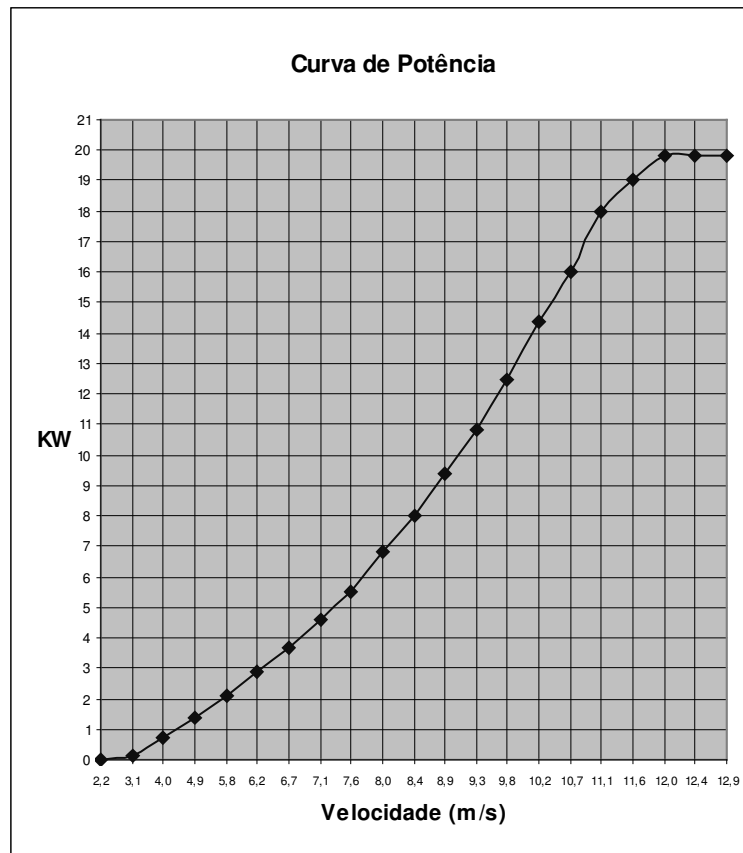


Gráfico 1 – Curva de potência da turbina  
 Mais dados técnicos disponíveis em [www.windturbine.net](http://www.windturbine.net)

Para o projeto em questão, há a opção de três alturas de torres para a turbina. As torres disponíveis são de 80, 100 e 120 pés de altura. O preço do conjunto eólico varia crescentemente de acordo com o tamanho da torre escolhida para o aerogerador.

A potencia nominal do aerogerador é 20 KW, o que caracteriza portanto um projeto eólico de baixa potência.

O preço em dólar do conjunto aerogerador, torre, controles e conexão à rede é mostrado na tabela 1 a seguir.

Conjunto eólico com torre de 80 pés	\$50,700.00
Conjunto eólico com torre de 100 pés	\$53,000.00
Conjunto eólico com torre de 120 pés	\$56,100.00

Tabela 1 – Preço do conjunto eólico (dólares)

## 2.3. Placa fotovoltaica

### 2.3.1. Especificação da placa fotovoltaica

A placa fotovoltaica utilizada para as simulações é:

PWX 500. Produtor: Photowatt.

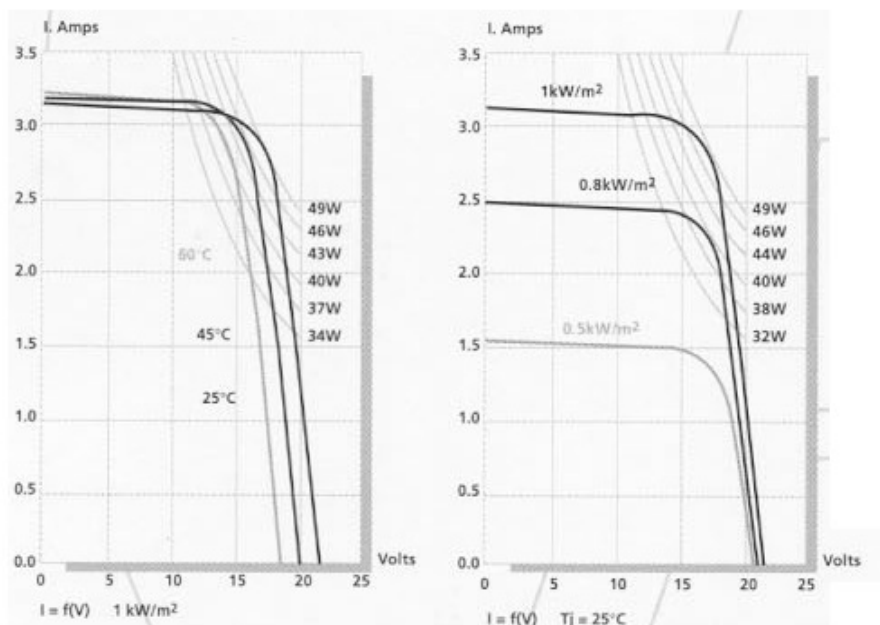


Gráfico 2 – Curva V x I da placa fotovoltaica.

O preço da placa em questão é de 400 dólares por módulo.

### 3. Dados e resultados de geração

#### 3.1. Ventos do local

A prática atualmente utilizada para a coleta de dados de vento inclui (entre outras) a medida da velocidade do vento de maneira contínua e a acumulação do valor médio correspondente a intervalos de 10 minutos. De posse desses valores podem-se calcular grandezas estatísticas como a velocidade média e desvio padrão. Pode-se traçar, também, o diagrama de freqüências (absoluta ou relativa) ou histograma, e outros dele derivados como, por exemplo, o diagrama de freqüência acumulada e de duração, assim como se pode calcular a energia e a potência associada. [11]

A distribuição de Weibull permite representar a distribuição de freqüência de velocidade de vento de uma forma bem compacta. A equação (1) representa a distribuição de dois parâmetros.

$$f(v) = \frac{k}{A} * \left(\frac{v}{A}\right)^{(k-1)} * e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k} \quad (1)$$

Onde:

$f(v)$  : freqüência de ocorrência da velocidade de vento  $v$  ;

$k$  : parâmetro de forma (adimensional);

$A$  : parâmetro de escala [m/s];

$v$  : velocidade do vento [m/s].

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{V}}\right)^{-1,086} \quad (2)$$

$$A = \bar{V} / \Gamma\left(1 + \left(\frac{1}{k}\right)\right) \approx \bar{V} / (0,9 \pm 0,01) \quad (3)$$

$\sigma$  - desvio padrão

$\bar{V}$  - velocidade média

Uma vez determinados os parâmetros de Weibull, pode-se determinar a função densidade de probabilidade de Weibull e de posse da curva de potência (Gráfico 1), pode-se determinar a produção da potência média anual através da equação (4) abaixo. [12]

$$P = \left( \frac{\sum_{i=1}^{i2} f(v) * P(v)}{\sum_{i=1}^{i2} f(v)} \right) \quad (4)$$

Os dados de velocidade dos ventos foram colhidos de uma estação anemométrica verdadeira e apresentam valores como pode ser visto pelo histograma de frequência e a curva de Weibull apresentados no gráfico 3 e no gráfico 4. Os dados foram coletados a uma altura de 50 pés, e para obter-se as velocidades em diferentes alturas, utilizou-se a equação (5) aplicada em cada velocidade coletada.

$$v = v0 * \left( \frac{h}{h0} \right)^{1/7} \quad (5)$$

Onde:

$v$  : velocidade a ser obtida na altura desejada

$v0$ : velocidade na altura que foi coletada

$h$ : altura desejada

$h0$ : altura que foi feita a medição



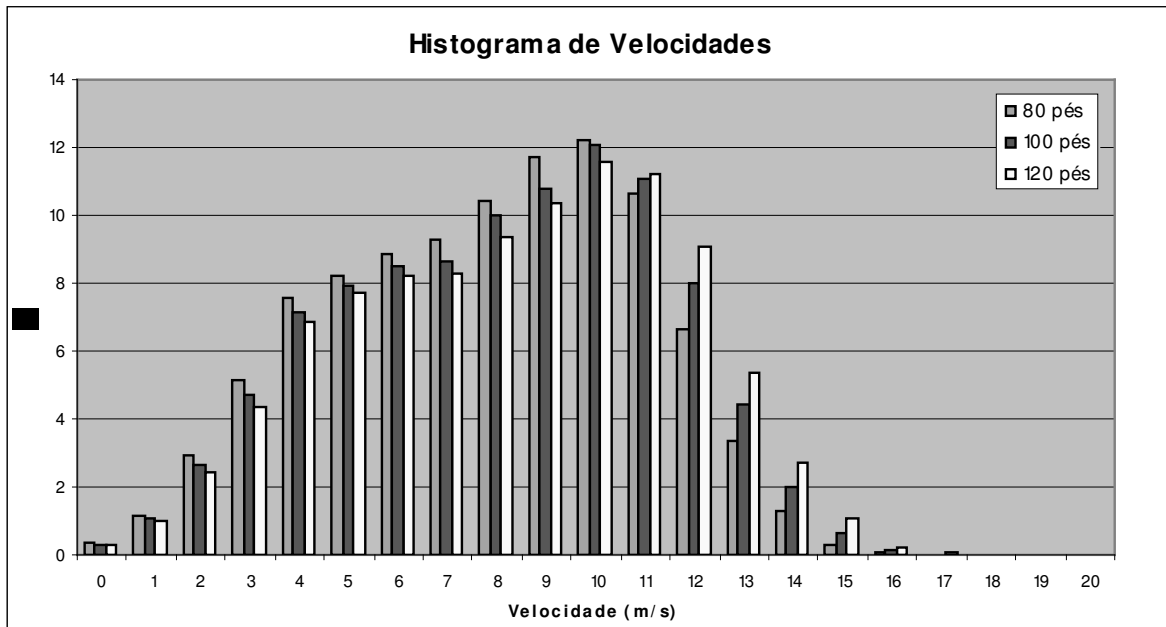


Gráfico 3 – Histograma de velocidades

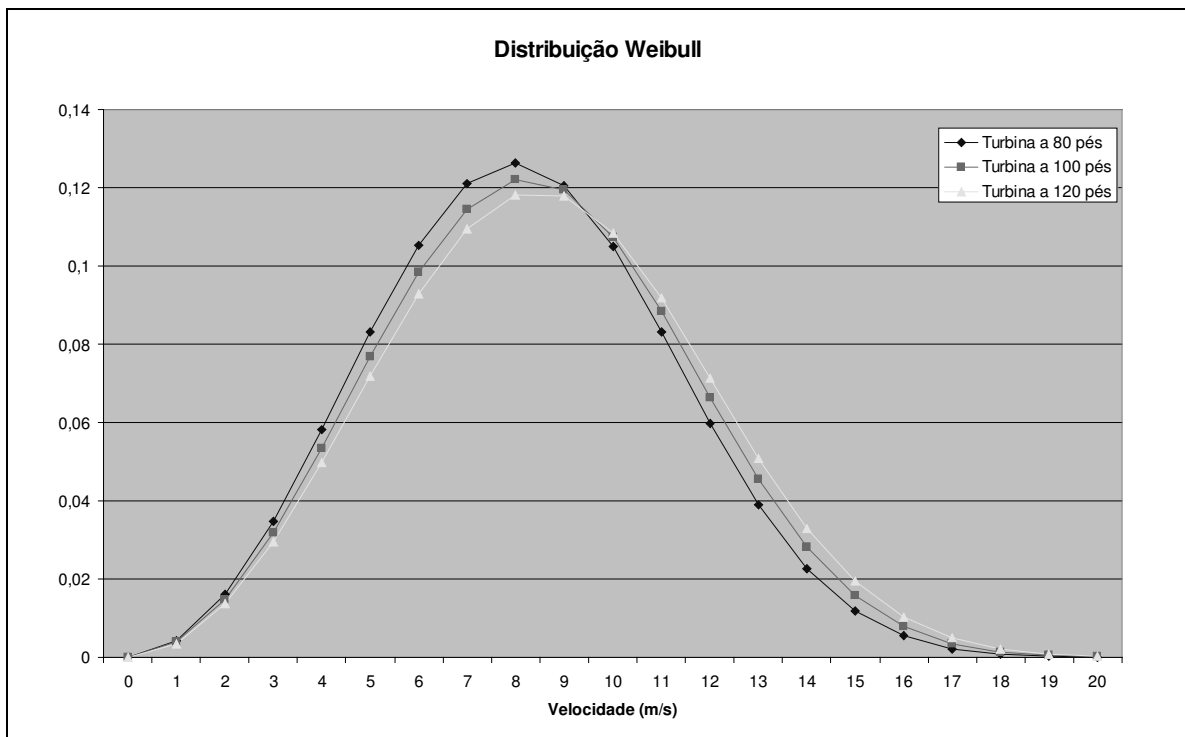


Gráfico 4 – Distribuição Weibull

### **3.2. Incidência solar**

Uma incidência solar adotada de 5 a 8 horas diária traz resultados factíveis. Para as simulações deste projeto, o valor adotado foi de 7 horas.

O cálculo da geração solar foi feito de maneira simplificada, isto é, arbitrou-se que o ponto de operação da placa nessas 7 horas é o ponto de máxima potência que a placa pode gerar.

A seguir, será apresentado como foi calculada a energia gerada de origem fotovoltaica:

$$\text{Energia gerada (W*hora)} = \text{MPP (W)} * \text{Incidência solar (horas)}$$

MPP: Maximum Power Point. Situação no joelho da curva  $V \times I$  da placa fotovoltaica onde a potência máxima da placa é atingida.

V: tensão (volts)

I: corrente (ampère)

W: potência (watt)

### **3.3. Estimativa da energia gerada**

As simulações feitas com o sistema em questão trazem resultados de gerações a partir de 74 000 KW.h/ano a uma altura do gerador de 80 pés sem o acoplamento do sistema fotovoltaico. Para alturas maiores da torre, maior a velocidade do vento e portanto maior a geração elétrica.

O aumento da geração elétrica fotovoltaica é proporcional ao aumento do número de placas fotovoltaicas.

### 3.4. Fator de capacidade do aerogerador

Para o sítio em questão os fatores de capacidade obtidos para as diferentes alturas dos geradores seguem abaixo:

<b>Fator de Capacidade</b>	
80 pés	0,42
100 pés	0,45
120 pés	0,48

Tabela 2 – Fator de capacidade dos aerogeradores

## 4. Aspectos econômicos dos projetos eólico e solar

### 4.1. Custos de um projeto eólico

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 particular porque, pelas médias dos custos de projetos já implementados, cada etapa apresenta um faixa de participação bem definida no custo total do projeto.

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. [4]

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

Tabela 3 - Custos iniciais de projetos em energia eólica [4]

O detalhamento de cada etapa dos custos iniciais do projeto é mostrado na figura 5.

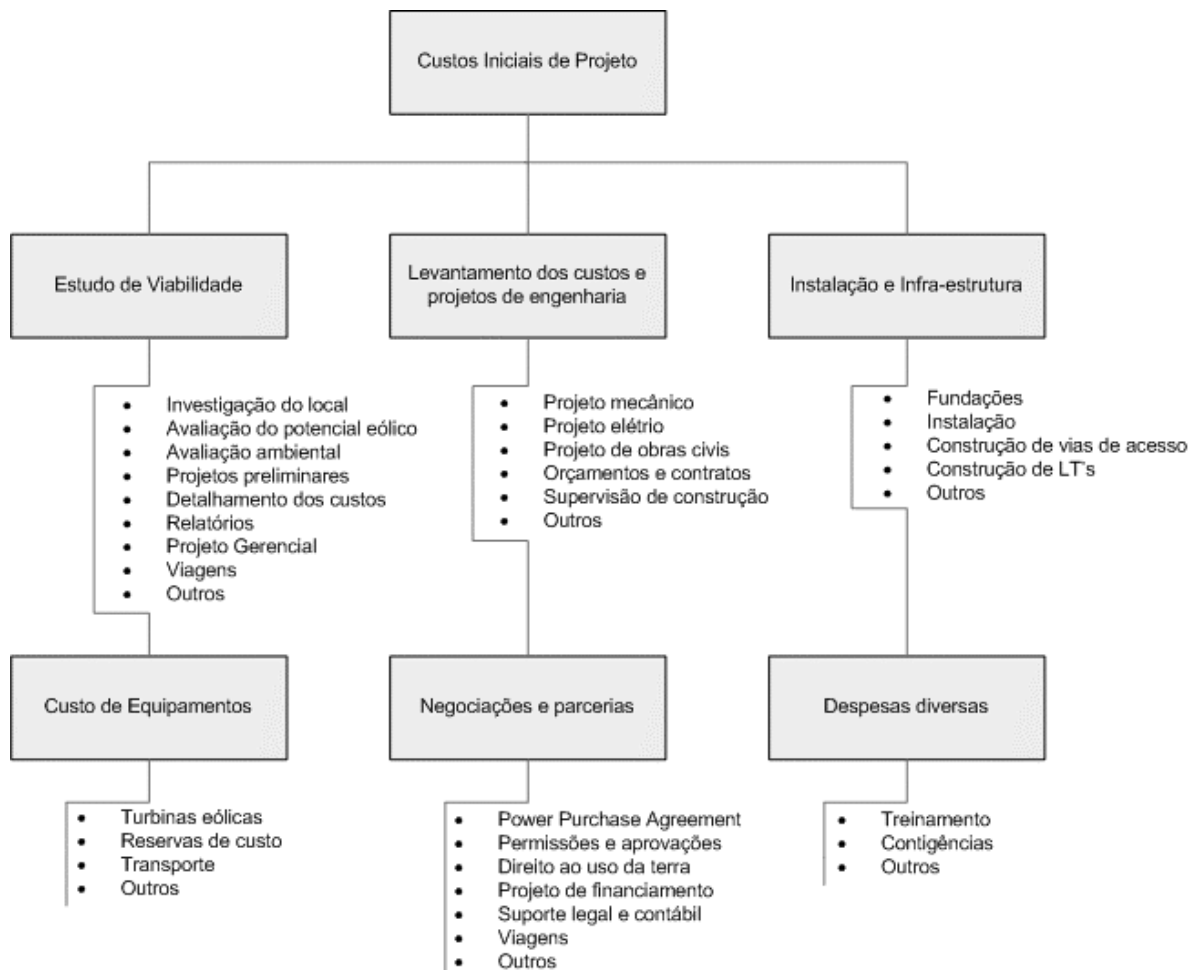


Figura 5 – Distribuição dos custos iniciais de um projeto eólico [4]

Os custos anuais de manutenção e operação englobam, além das despesas com equipamentos (reposição e prevenção), despesas como arrendamento da terra 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. [4]

O detalhamento dos custos de operação e manutenção do projeto é mostrado no esquema da figura 6.

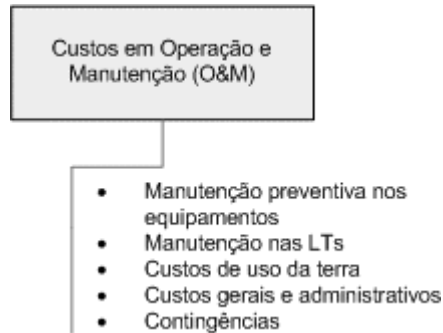


Figura 6 – Distribuição dos custos em O&M

Um percentual de operação e manutenção da instalação ou parque eólico que varie entre 3 e 5 % representa a realidade.

#### **4.2. Custos de um projeto fotovoltaico**

O investimento necessário para adquirir um sistema fotovoltaico depende de vários fatores, tais como os preços internacionais do mercado fotovoltaico, a disponibilidade local de distribuidores e instaladores dos equipamentos e a demanda energética dos usuários e o tamanho do sistema a ser instalado.

Fatores importantes a serem considerados no custo são as características particulares dos equipamentos necessários para atender a demanda energética (com qualidade, quantidade e capacidade adequadas), a distância e facilidade de acesso entre o lugar de venda dos equipamentos e o lugar onde se instalará o sistema, e a margem de lucro dos vendedores das placas. [6]

<b>Percentual da Distribuição de Custos de uma Instalação Fotovoltaica</b>	
Mão de Obra	15%
Painel	30%
Bateria	15%
Regulador	5%
Inversor	15%
Instalação Elétrica	5%
Transporte	15%

Tabela 4 - Percentual da Distribuição de Custos de uma Instalação Fotovoltaica [6]

<b>Percentual da Distribuição de Custos de um Sistema Fotovoltaico</b>		
Instalação e Equipamentos	70%	75%
Operação e Manutenção	3%	5%
Reposição	27%	20%

Tabela 5 – Percentual da distribuição de custos de um sistema fotovoltaico [6]

Os custos de instalação e equipamentos são aqueles que incidem inicialmente com a compra, transporte e instalação dos sistemas fotovoltaicos. Estes custos podem representar de 70 a 75% do custo do sistema ao longo de sua vida útil. A vida útil de um sistema fotovoltaico corretamente instalado e com equipamentos de boa qualidade pode atingir de 15 a 25 anos.

Os custos de operação e manutenção são aqueles que incidem durante toda a vida útil do equipamento para conservar em boas condições de operação o sistema fotovoltaico. Normalmente, a manutenção dos sistemas fotovoltaicos não é mais do que a limpeza adequada dos equipamentos, especialmente dos painéis fotovoltaicos e a manutenção do nível de água das baterias, se estas não forem seladas. Devido a isto, os custos de manutenção são baixos e representam de 3 a 5% do custo total do sistema ao longo de sua vida útil.

Os custos de reposição são aqueles que incidem quando as baterias chegam

ao fim de sua vida útil. Geralmente isto ocorre depois de 3 a 5 anos de uso e depende em boa medida da manutenção e dos ciclos de carga/descarga aos quais a bateria foi submetida. Estes custos representam de 20 a 27% do custo total do sistema ao longo de sua vida útil

#### **4.3. Custo do sistema híbrido**

O investimento inicial de todo o projeto eólico foi calculado com o modelo apresentado e pode variar a partir de R\$ 142.000,00 considerando apenas o sistema eólico.

Um painel fotovoltaico pode variar muito em valores, variando portanto o preço total basicamente com o número de placas fotovoltaicas. Com o modelo apresentado, para apenas uma placa solar, o total inicial é de R\$ 2.733,33.

As baterias requerem substituição a cada 5 anos, encarecendo o projeto num todo. Seu preço com o modelo em questão está em 15% do custo da instalação fotovoltaica.



## 5. Estudo do investimento

### 5.1. Metodologia Utilizada

A seguir serão apresentados conceitos e critérios que buscam fundamentar o estudo de um investimento financeiro em um projeto.

#### 5.1.1. VPL

O valor presente líquido (VPL) ou método do valor atual é a fórmula matemático-financeira de se determinar o valor presente de pagamentos futuros descontados a uma taxa de juros apropriada, menos o custo do investimento inicial. Basicamente, é o cálculo de quanto os futuros pagamentos somados a um custo inicial estaria valendo atualmente.

Usando o método VPL, um projeto de investimento potencial deve ser empreendido se o valor presente de todas as entradas de caixa menos o valor presente de todas as saídas de caixa (que iguala o valor presente líquido) for maior que zero. Se o VPL for igual a zero, o investimento é indiferente, pois o valor presente das entradas é igual ao valor presente das saídas de caixa; se o VPL for menor do que zero, significa que o investimento não é economicamente atrativo, já que o valor presente das entradas de caixa é menor do que o valor presente das saídas de caixa.

O valor presente líquido para fluxos de caixa uniformes, pode ser calculado através fórmula a seguir:

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t}$$

Onde:

*t*: Período de tempo (geralmente em anos) que o dinheiro foi investido no

projeto

$n$ : duração total do projeto,

$i$ : custo do capital

$FC$ : Fluxo de caixa no período.

O custo do capital é a taxa de rentabilidade do investimento no período. [13]

### 5.1.2. TIR

A taxa interna de rentabilidade (TIR) representa a rentabilidade gerada pelo investimento, ou seja, representa uma taxa de juro tal, que se o capital investido tivesse sido colocado a essa taxa, obteria-se exatamente a mesma taxa de rentabilidade final.

O custo de oportunidade é a remuneração obtida em outras alternativas que não as analisadas. Exemplo: caderneta de poupança, fundo de investimento, SELIC, etc. Atualmente, a SELIC em 12,50 %<sup>\*3</sup> representa um bom parâmetro de custo de oportunidade para investidores.

Para os casos em que a TIR é superior ao custo de oportunidade, tem-se um investimento atrativo.

A fórmula de obtenção da TIR será apresentada a seguir:

$$\sum_{t=0}^n \frac{FC}{(1+i)^t} = 0$$

Onde:

$t$ : Período de tempo (geralmente em anos) que o dinheiro foi investido no projeto

\*3 (fonte: abril/2007)

$n$ : duração total do projeto,  
 $i$ : custo do capital  
 $FC$ : Fluxo de caixa no período.  
[13]

### 5.1.3. Amortização do Capital

O estudo feito neste projeto utilizou a regra do período de “*payback*” . Em termos gerais, o período de “*payback*” é o tempo necessário para recuperar o investimento inicial. Com base nesta regra, um investimento é aceitável quando seu período de “*payback*” calculado é inferior a algum número predeterminado de anos.  
[13]

Para o modelo em questão, o tempo de amortização do capital está entre 10 e 25 anos (vida útil do sistema). Quanto menor o percentual de custo solar da instalação, mais rápido o investimento será pago.

O gráfico 5 mostra o tempo de amortização pelo percentual de custos solares do sistema híbrido obtido com o modelo em questão.

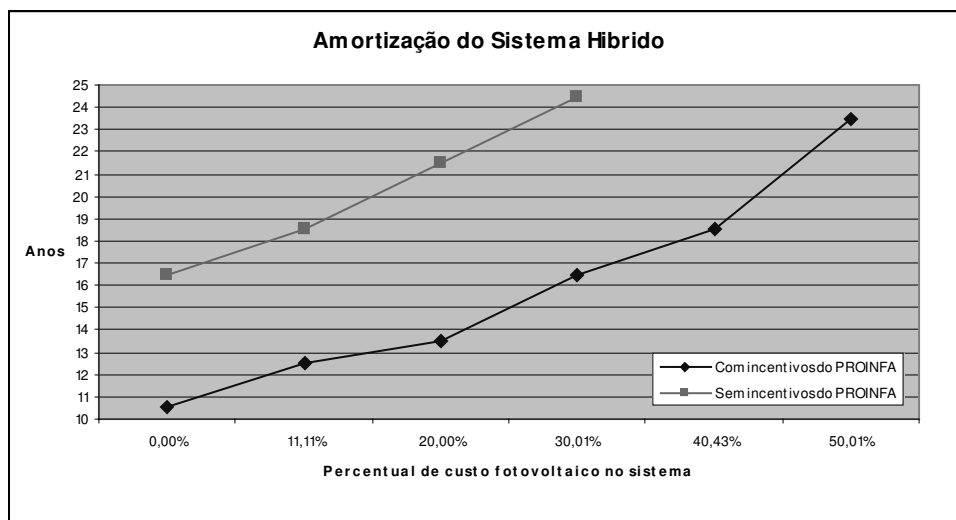


Gráfico 5 – Amortização do sistema<sup>\*4</sup>

\*4: valores utilizados para análise apresentados nas tabelas 6 e 7

## 5.2. Análise de Sensibilidade

A análise de sensibilidade procura determinar o efeito da variação de um determinado item no seu valor total.

Esta foi feita variando alguns índices que afetam diretamente o retorno financeiro de um sistema híbrido eólico-solar.

Todas as análises foram feitas considerando que a receita proveniente da venda de energia elétrica aumenta proporcionalmente com a inflação. Os custos de operação e manutenção estão sendo incrementados na mesma proporção.

Os valores utilizados para as simulações são apresentados nas tabelas 6 e 7 a seguir:

<b>CENÁRIO 1</b>	
<b>Valores utilizados para a simulação - Sem incentivos do PROINFA</b>	
Valor da energia comercializada - Eólica - R\$/(MW.h) <sup>*5</sup>	134,00
Valor da energia comercializada - Solar - R\$/(MW.h) <sup>*5</sup>	315,00
Cotação do Dólar (1 \$ = x reais)	x
1,00	R\$ 2,05
Incidência solar diária (horas)	7,0
Preço da Placa PV (dólares)	\$ 400,00
Custo anual O&M sobre o preço dos equipamentos eólicos	3,0%
Custo anual O&M sobre o preço dos equipamentos fotovoltaicos	3,0%

Tabela 6 – Valores utilizados para o cenário 1

<b>CENÁRIO 2</b>	
<b>Valores utilizados para a simulação - Com incentivos do PROINFA</b>	
Valor da energia comercializada - Eólica - R\$/(MW.h) ) <sup>*6</sup>	196,88
Valor da energia comercializada - Solar - R\$/(MW.h) ) <sup>*5</sup>	315,00
Cotação do Dólar (1 \$ = x reais)	
1,00	x R\$ 2,05
Incidência solar diária (horas)	
	7,0
Preço da Placa PV (dólares)	
	\$ 400,00
Custo anual O&M sobre o preço dos equipamentos eólicos	
	3,0%
Custo anual O&M sobre o preço dos equipamentos fotovoltaicos	
	3,0%

Tabela 7 – Valores utilizados para o cenário 2

\*5– Valor 2007 obtido acrescentando inflação do valor normativo (VN) de 2001. Fonte: ANEEL [5]

\*6 – Valor 2007 obtido acrescentando inflação do valor normativo (VN) de 2004. Valores para fator de capacidade superior a 0,419347

Fonte:ANEEL [5]

### 5.2.1. Percentual de custos da instalação fotovoltaica X TIR

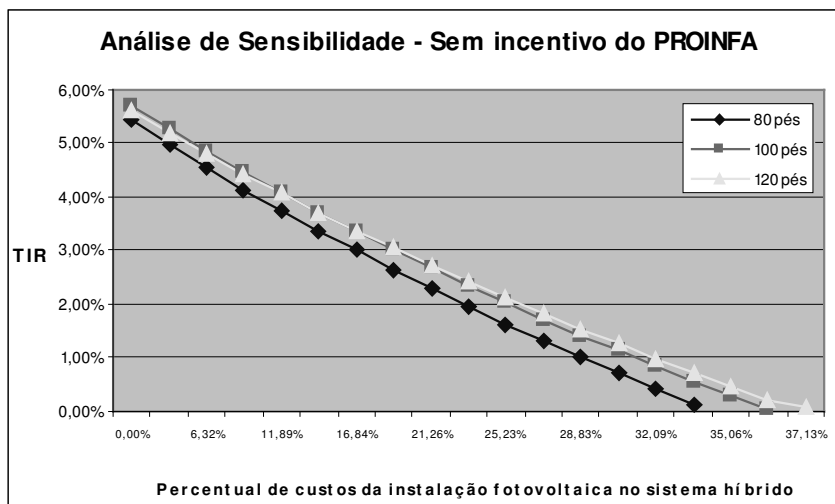


Gráfico 6

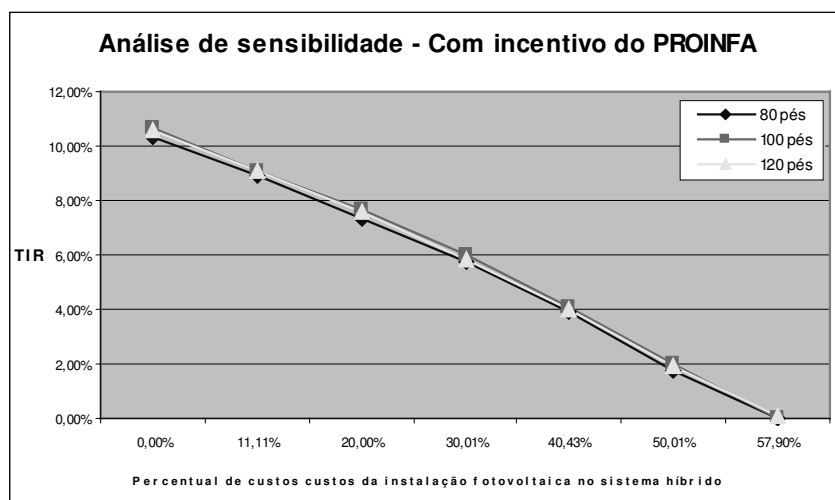


Gráfico 7

## 5.2.2. Dólar X TIR

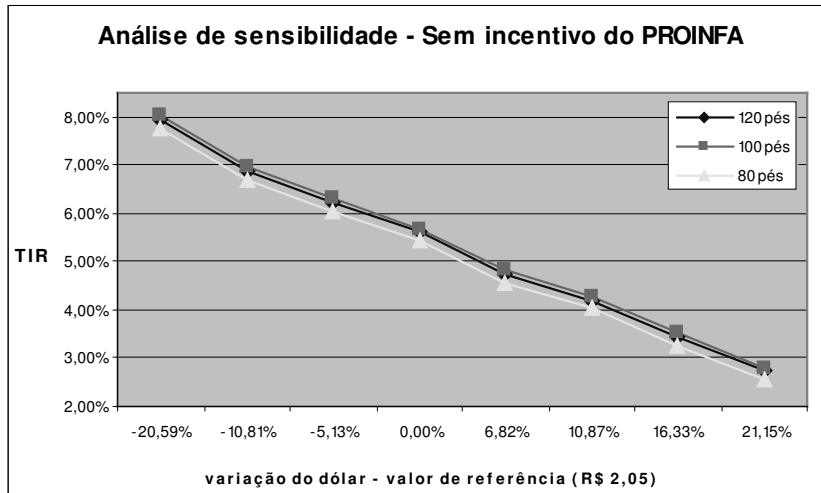


Gráfico 8

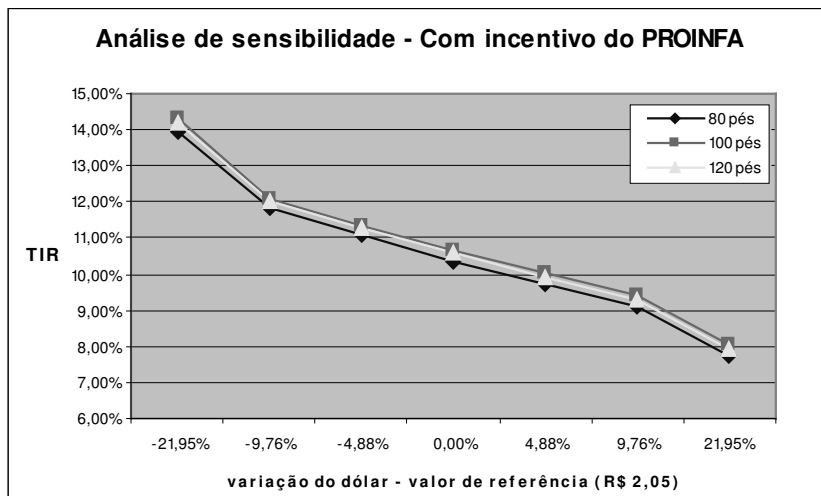


Gráfico 9

### 5.2.3. Variação do valor normativo da energia eólica comercializada X TIR

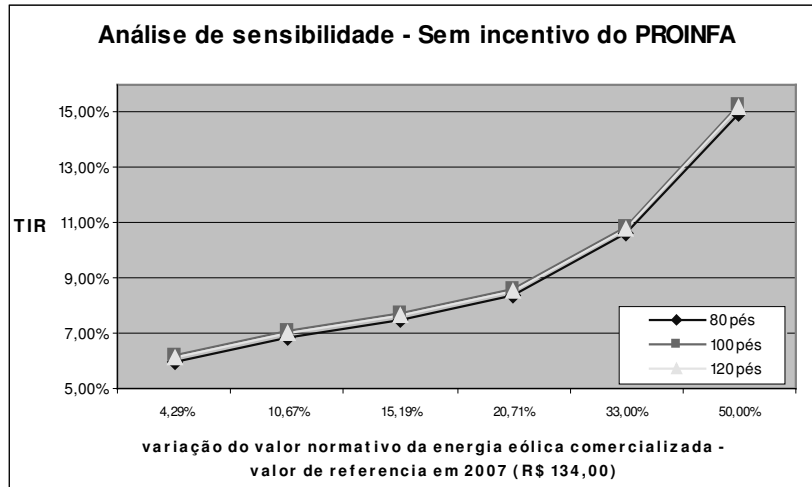


Gráfico 10

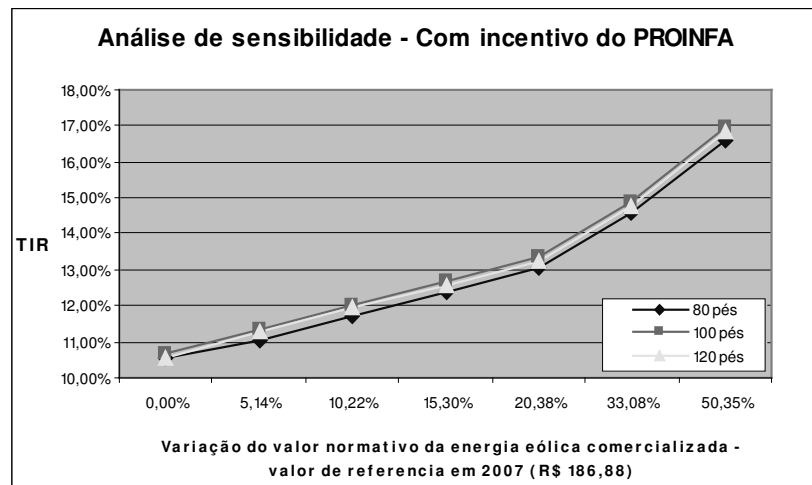


Gráfico 11



## 6. Conclusão

As principais conclusões deste trabalho são:

Um sistema híbrido torna-se economicamente mais atrativo quanto menor for a parte fotovoltaica do sistema. A análise de sensibilidade dos gráfico 6 e 7 nos permite visualizar tal resultado.

Sem incentivos do PROINFA, o investimento exclusivamente eólico torna-se atrativo caso o valor normativo da energia comercializada suba em torno de 40% do seu valor (vide gráfico 10). Com incentivos do PROINFA, o investimento exclusivamente eólico torna-se atrativo caso o valor normativo da energia comercializada suba em torno de 15% do seu valor (vide gráfico 11)

Mesmo que o dólar oscile em -20%, diminuindo portanto o custo inicial em 20%, a TIR obtida com tal redução ainda não afere resultados atrativos para investimentos exclusivamente eólicos com e sem o incentivo do PROINFA (vide gráficos 8 e gráfico 9).

O melhor cenário para TIR seria utilizando incentivos do PROINFA, o dólar desvalorizando e uma tendência crescente no preço da energia comercializada.

Apesar de não ser economicamente atrativo no cenário atual, o investimento é viável, haja vista que o capital investido pode ser pago em no mínimo 10 anos (vide gráfico 5) e a vida útil do projeto é de cerca de 25 anos.

## **7. Sugestões para trabalhos futuros**

A seguir são apresentadas algumas melhorias sugeridas para trabalhos futuros que podem aprimorar este projeto:

- A utilização de outros modelos estatísticos para ventos, assim como o aprimoramento do cálculo para geração fotovoltaica (considerando mais variáveis) trariam resultados com maior fidelidade para uma localidade específica;
- A utilização dos créditos de carbono na análise financeira, o que consequentemente pode incrementar a TIR do investimento;
- Levantamento e utilização de outras distribuições de custo, de modo a avaliar e comparar os diferentes portes cabíveis a sistemas híbridos;
- Representar as incertezas naturais/financeiras relativas a uma localidade específica;
- Considerar outras tecnologias disponíveis para armazenamento, uma vez que o despejo das baterias convencionais é um problema ao meio ambiente.
- Integrar o sistema híbrido a uma instalação ecologicamente correta, de modo a avaliar a economia obtida.

## 8. Bibliografia

[1] Ribeiro, C. M., Araújo, M. R. P., Cunha, A. Z., Ribeiro, A. H. C.; "Implantação de Sistema Híbrido para Eletrificação da Vila de Joanes (Pará)"; Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL, Centrais Elétricas do Pará – CELPA; Coletânea de Artigos – Energias Solar e Eólica, volume 1; CRESESB; setembro de 2003.

[2] Porto, L., Carvalho, C. H., França, G., Oertel, L. C.; "Políticas de Energias Alternativas Renováveis no Brasil"; MME – Ministério de Minas e Energia. Coletânea de Artigos – Energias Solar e Eólica, volume 1; CRESESB; setembro de 2003.

[3] Ministério de Minas e Energia;  
Texto disponível em : <http://www.mme.gov.br>

[4] Dutra, R. M., Tolmasquim, M. T.; "Estudo de viabilidade econômica para projetos eólicos com base no novo contexto do setor elétrico"; Programa de Planejamento Energético da COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ. Coletânea de Artigos – Energias Solar e Eólica, volume 1; CRESESB; setembro de 2003.

[5] Agência Nacional de Energia Elétrica;  
Texto disponível em : <http://www.aneel.gov.br>

[6] "Manuales sobre energia renovable - Solar fotovoltaica"; FOCER - Fortalecimiento de la Capacidad en Energía Renovable para America Central; PNUD - Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo;  
Texto disponível em: <http://www.undp.org/>

[7] Home Power Magazine 110, dezembro 2005 e janeiro 2006;

Texto disponível em: <http://www.homepower.com>.

[8] Home Power Magazine 104, dezembro 2004 e janeiro 2005

Texto disponível em: <http://www.homepower.com>.

[9] "Guided Tour on Wind Energy", janeiro de 2002; Danish Wind Turbine Manufacturers Association;

Texto disponível em: <http://www.windpower.org>.

[10] "Guia para utilização de recursos da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC por empreendimento de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis nos sistemas isolados"; ANEEL - Agencia Nacional de Energia Elétrica;

Texto disponível em : <http://www.aneel.gov.br>

[11] Silva, P. C., Guedes, V. G., Araújo, M. R. P., Hirata, M. H.; "Otimização dos parâmetros da distribuição de Weibull"; Programa de Engenharia Mecânica – COPPE/UFRJ; Departamento de Mecânica – IEM/EFEL; Coletânea de Artigos – Energias Solar e Eólica, volume 1; CRESESB; setembro de 2003.

[12] Moura, A. P., Filgueiras, A. R., Branco, T. M. M.; "Use of Weibull and Rayleigh distributions as tools for forecast of the power, generated energy and losses in a distribution system: a case study"; UFC – Universidade Federal do Ceará; UFPA – Universidade Federal do Pará; Coletânea de Artigos – Energias Solar e Eólica, volume 2; CRESESB; maio de 2005.

[13] Ross, S. A.; "Princípios de Administração Financeira"; São Paulo, Editora Atlas, 1997