

# Ambiente para Estudo de Aplicação de Geração Distribuída

M. A. Pelegrini, L. H. Polizel, M. R. Gouvêa, C. M. V. Tahan, ENERQ/USP  
H. K. Takeno, Companhia Energética de Petrolina

**Resumo** – Este artigo apresenta os resultados do projeto de P&D “Ambiente para Estudo de Aplicação de Geração Distribuída (GD)”. No atual cenário do setor elétrico, grande parte dos novos investimentos em fontes de produção de energia elétrica é orientada pelo mercado (setor privado). Neste sentido, a Geração Distribuída encontra grande espaço para a expansão da matriz energética brasileira, além de atender às condições orçamentárias de investidores com recursos financeiros limitados, incluindo o atendimento ao anseio por rápido retorno de capital e curto prazo de maturação. Além disso, atualmente as fontes enquadradas como GD têm espaço reservado e estimulado para comercialização de energia na nova configuração do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). O projeto consistiu em desenvolver pesquisa orientada à escolha da aplicação de GD, considerando a localização do insumo, extensão de rede, ambiente de comercialização, viabilidade técnica e econômica do potencial de produção de energia. As alternativas de GD estudadas foram: PCH – Pequena Central Hidrelétrica; EOL – Plantas Eólicas; PCT<sub>B</sub> – Pequena Central Térmica a Biomassa (cana-de-açúcar).

**Palavras chave:** Geração Distribuída (GD), Prospecção de projetos, Fontes incentivadas, Comercialização de energia.

## I - INTRODUÇÃO

Ao longo de muito tempo o modelo de abastecimento de energia e de expansão do sistema de geração de energia elétrica no Brasil foi baseado em aproveitamentos de grande porte com ampla escala de produção centralizada e longos períodos de amortização do empreendimento. Esse foi o formato que prevaleceu no Setor Elétrico Brasileiro (SEB) até o final da década de 80, com unidades de geração interligadas aos centros consumidores através de complexos e redundantes sistemas de transmissão de energia planejado e executado pelo Estado. No início da década de 90, este regime estava enfraquecido e não dispunha de recursos financeiros necessários para expandir a matriz elétrica na velocidade do crescimento demográfico brasileiro, pelo esgotamento da capacidade de financiamento e de endividamento do Estado.

Atualmente, o processo de privatização e o novo ambiente do setor reduziram a presença do Estado na expansão do sistema, cujo planejamento é indicativo e abriga investimentos privados. Essa situação é agravada pela escassez de aproveitamentos de baixo custo/benefício,

uma vez que aqueles que apresentavam esses melhores índices foram explorados, restando os de maior custo, quer seja pela distância aos centros de consumo, quer seja pelo alto custo de energia produzida.

Diante deste cenário, têm surgido alternativas tecnológicas de geração de energia elétrica de pequeno porte, próximas de centros de consumo que apresentam operação descentralizada, custos competitivos de implantação e dispensa complexos sistemas de transmissão, além de atrair investidores privados com recursos financeiros limitados e com expectativas de rápido retorno de capital. Essa modalidade de produção de energia é denominada de Geração Distribuída (GD), podendo ser constituída, dentre várias, por: Pequena Central Hidrelétrica (PCH), Plantas Eólicas (EOL) e Térmicas a Biomassa (PCT<sub>B</sub> - cana-de-açúcar), que são objeto de pesquisa deste projeto.

O novo arranjo institucional do setor elétrico tem estimulado a Geração Distribuída de diversas formas: a) redução em encargos de conexão e livre acesso ao sistema de distribuição; b) criação de ambiente de livre negociação para GD's enquadradas como fontes incentivadas; c) chamada pública de concessionárias de distribuição para contratação de GD; entre outras.

Os atuais procedimentos regulados para outorga de concessão (ou autorização) de exploração de empreendimento de produção de energia elétrica prevêm que, após a elaboração de projeto de viabilidade, o agente outorgado (interessado) proponha o projeto básico com melhor benefício público, independentemente do agente executor de estudos de viabilidade. Essa situação caracteriza um risco ao agente executor do projeto de viabilidade que pode ser preterido em benefício de outro agente proponente, embora tenha empregado expressivos recursos financeiros nos estudos de viabilidade, que convencionalmente envolvam dados e prospecção em campo.

Este trabalho propõe uma metodologia expedita de pré-viabilidade de PCH's, EOL e PCT<sub>B</sub> fundamentada em avaliação realizada em escritório, evitando as idas a campo. Dessa forma, entende-se que um interessado pode identificar áreas potencialmente interessantes para PCH, EOL e PCT<sub>B</sub> de forma rápida e econômica, selecionando aquelas regiões mais promissoras para estudos detalhados e diminuição de risco.

## II - CONTEXTO REGULATÓRIO

### A - Conceituação de Geração Distribuída

Apesar do reconhecimento da importância de se conceituar claramente a GD, não existe o que se possa chamar de unanimidade entre os especialistas [i, ii]. Diferentes definições de GD são usadas em diversos países

Este trabalho foi financiado pela Companhia Energética de Petrolina dentro do programa de P&D Aneel, ciclos 2003/2004 e 2004/2005.

M. A. Pelegrini, L. H. Polizel, M. R. Gouvêa, C. M. V. Tahan, trabalham no Centro de Estudos em Regulação e Qualidade de Energia da Escola Politécnica da USP – ENERQ/FUSP (e-mail: [marcpel@pea.usp.br](mailto:marcpel@pea.usp.br), [gouvea@pea.usp.br](mailto:gouvea@pea.usp.br); [cmvtahan@pea.usp.br](mailto:cmvtahan@pea.usp.br));

H. K. Takeno trabalha na Companhia Energética de Petrolina (e-mail: [htakeno@utepetrolina.com.br](mailto:htakeno@utepetrolina.com.br)).

[iii]. Alguns países definem a GD baseado em nível de tensão, outros partem do princípio que GD está conectada a circuitos onde os consumidores estão diretamente supridos [iv] e ainda outros, definem a GD em função da potência elétrica instalada. No Brasil, o art. 14º do Decreto nº. 5.163/04 [v], enuncia que:

" Art. 14. (...) considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados (...), conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

I - hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e

II - termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, (...).

Parágrafo único. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética prevista no inciso II do caput."

### B – Ambientes de Comercialização de Energia

O Decreto nº. 5.163/04 [v] instituiu que a comercialização de energia de longo prazo entre agentes do setor elétrico se dá nos seguintes ambientes: Ambiente de Contratação Regulada (ACR) - segmento do mercado no qual se realizam as operações, de forma transparente, de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores (geradores) e compradores (distribuidoras), por intermédio de leilões; Ambiente de Contratação Livre (ACL) - segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, por intermédio de contratos bilaterais livremente negociados. No ACL, diferentemente do ACR, não há obrigatoriedade da publicidade nas transações bilaterais entre os agentes.

Há 5 opções (ambientes) de comercialização de energia elétrica produzida de forma distribuída, conforme a Tabela 1 e Figura 1. A Figura 2 situa as fontes incentivadas no âmbito da geração distribuída.

Tabela 1 – Síntese de possíveis formas de comercialização (energia/potência) proveniente de GD.

Opções de Comercialização de Energia Proveniente de GD	EOL	PCH	PCT <sub>g</sub>	PCT <sub>D</sub>	PCT <sub>g</sub>
1ª: Chamada Pública da Concessionária Distribuidora	---	E	---	---	---
2ª: ACR (licitação pública - Leilão)	---	E	D/E	D	D
3ª: Chamada Pública do PROINFA (Eletrobrás)	E	E	E	não	não
4ª: Contratos Iniciais	---	E	---	E	E
5ª: ACL (fontes incentivadas)	---	E	E	não	não
5ª: ACL (fontes convencionais)	---	E	E	E	E

Nota: E - Energia (MWh) [objeto de contrato]  
D - Disponibilidade (MW) [objeto de contrato]  
--- Não se conhece histórico de ocorrência.  
Geralmente são Contratos de Curto e Médio prazo de duração (< 10 anos)  
Geralmente são Contratos de Longo prazo de duração (> 10 anos)

PCH - Pequena Central Hidrelétrica  
EOL - Planta / Fazenda Eólica (Turbinas)  
PCT<sub>g</sub> - Peq. Central Térmelétrica a Biomassa  
PCT<sub>D</sub> - Pequena Central Térmelétrica a Diesel  
PCT<sub>g</sub> - Pequena Central Térmelétrica a Gás

Os preços praticados nas 2ª, 3ª e 5ª opções de comercialização aqui enunciadas apresentam maior atratividade que os demais, para captação de investimento privado para em implantação de novos projetos de GD.

Isso se justifica pelo fato de que o ACR e o PROINFA asseguram contratação por longo prazo, 30 e 20 anos, respectivamente, e baixo risco, garantido pelo conjunto de distribuidoras. O preço médio de energia comercializado no ACR (leilão A-5), em Outubro de 2006, foi de 125 R\$/MWh para empreendimentos hidráulicos, enquanto que

os preços atuais no PROINFA, são da ordem de 225 R\$/MWh para usinas eólicas e de 128 R\$/MWh para usinas hidrelétricas. O ACL<sub>INC</sub> tem despertado interesse de muitos investidores porque os preços de comercialização de energia elétrica praticados estão atualmente por volta de 140 R\$/MWh, com duração média de contratação de 5 anos, na maioria dos casos.

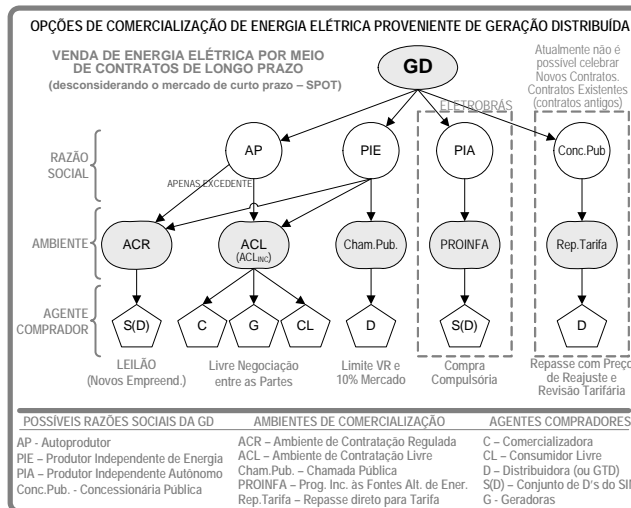


Figura 1 - Síntese de opções de comercialização de energia elétrica proveniente de GD.

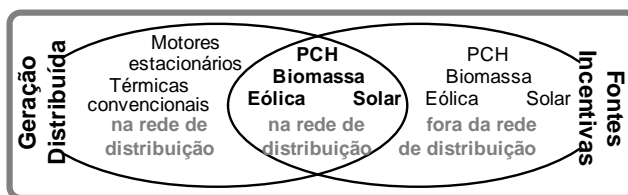


Figura 2 – Relação entre o conceito de GD e as fontes incentivadas.

Evidentemente que o curto prazo de contratação praticado no ACL<sub>INC</sub> expõe o agente vendedor ao risco de recontração, pois existe a possibilidade de não encontrar contrapartida ou, ainda, a recontração ser realizada em condições pouco atrativas, em virtude de uma possível inflexão do mercado livre. Além disso, os preços no ACL<sub>INC</sub> são formados pelo mercado (lei de oferta e demanda), sendo difícil obter garantias de preços em longo horizonte de projeção.

As demais opções de comercialização geralmente apresentam preços de energia que não incentivam a implantação de novos projetos, se adequando principalmente a geradores existentes, cujos ativos estão amortizados, na maioria dos casos. Por exemplo, na 1ª opção (chamada pública), o valor de VR foi de 69,98 R\$/MWh para 2006 e 77,70 R\$/MWh para 2007, segundo a CCEE<sup>1</sup>. Na 4ª opção, a comercialização de energia proveniente de GD é possível apenas para empreendimentos existentes, restringindo novos geradores.

### C – Incentivos Tarifários de Conexão de GD à Rede

A conexão de um acessante ao sistema de distribuição é tarifado. Segundo a 2ª versão preliminar do Módulo 3 do

<sup>1</sup> Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). O VR foi obtido no relatório julho/2006 do SINERCOM.

PRODIST (Procedimento de Distribuição), os geradores devem pagar a Tarifa de Uso de Sistema Elétrico de Distribuição (TUSD), que foi estabelecida para remunerar o serviço de transporte de energia (tarifa selo). Em 2005, o art. 22º da Resolução ANEEL nº 166/05 estabeleceu uma tarifa exclusiva para geradores (TUSDg), a qual corresponde ao menor valor da TUSD (convencional - consumidor) existente na rede da concessionária e, consequentemente, apresenta um único valor, independentemente da classe de tensão elétrica. Além deste incentivo, o art.1º da Resolução Normativa ANEEL nº. 77/04 estabelece a redução de 50% de TUSD aplicável à geradores (até 30MW) caracterizados como: PCH; fonte eólica; solar e biomassa.

Atualmente, os incentivos de conexão têm se tornado cada vez mais um importante instrumento viabilizador de novos projetos de investimentos em GD enquadradas como fontes incentivadas, especialmente no ACL<sub>INC</sub>.

### III - METODOLOGIA

#### A - Introdução

A metodologia de prospecção e de avaliação de estimativa de pré-viabilidade técnico-econômica, de forma expedita e aproximada, de projetos de exploração de aproveitamentos eólicos, hidráulicos e biomassa para produção de energia elétrica é composta por 5 Módulos:

1º Módulo: Obter Áreas Prioritárias para Estudo

2º Módulo: Propor Projetos GD em Áreas Prioritárias

3º Módulo: Obter Estimativa de Custo de Rede e Conexão

4º Módulo: Obter Fluxo de Caixa de Projetos Propostos

5º Módulo: Classificar Projetos e Analisar Sensibilidade

A inter-relação existente entre os 5 Módulos está estabelecida pelo fluxograma da Figura 3 a seguir.

Os módulos se interrelacionam em um processo, em série (seqüência), havendo interdependência e intercâmbio de informações.

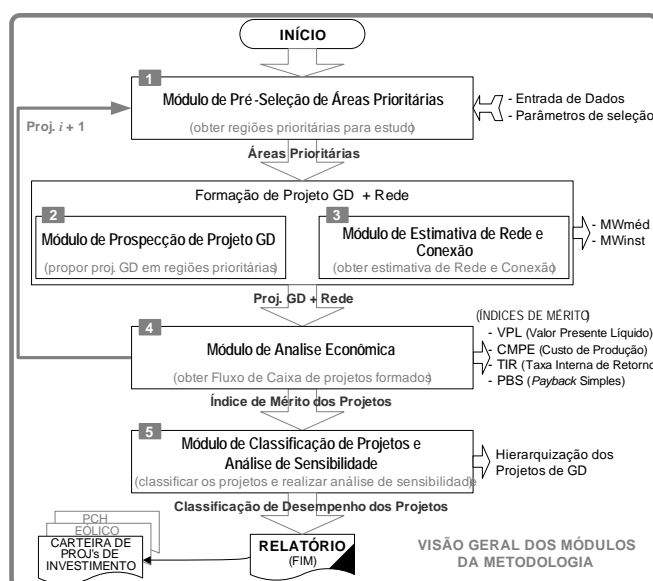


Figura 3 - Fluxograma de inter-relação entre os Módulos - Visão Geral do Trabalho.

#### B - Informações Geográficas e Temáticas

A execução da metodologia e a apresentação dos resultados são facilitadas por meio de ferramentas computacionais que permitem efetuar análise de informações e consulta a mapas temáticos armazenados em Banco de Dados (BD). Utilizou-se a ferramenta “ArcGIS” da ESRI for Windows como Sistema de Informação Geográfica - SIG (ou *Geographic Information Systems - GIS*), conforme a ilustração da Figura 4.

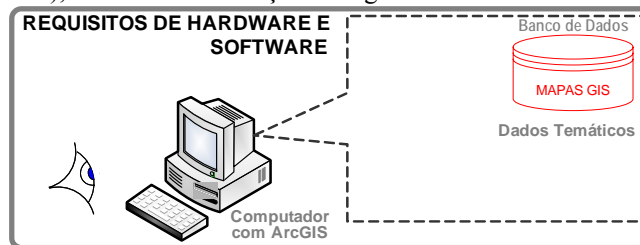


Figura 4 – Ilustração de consulta a mapas temáticos (layers) armazenados em banco de dados (BD).

Segundo ANEEL<sup>2</sup>, é um “valioso instrumento de auxílio ao planejamento, à gestão e à análise de projetos e atividades socioeconômicas”. As informações requeridas pela metodologia proposta são provenientes de 3 fontes:

- Usuário: são insumos primários, localidades, ponderações de índice de mérito, etc.
- Regulamentação (incluindo impostos, encargos e custos): critérios referentes à instalação e operação de sistemas elétricos envolvidos.
- Dados Temáticos

São mapas com representação georeferenciada e vetorizada para utilização em computadores. Segundo Jugurta Filho (1996) [vi], a “idéia de mapas temáticos é utilizada através do conceito de camadas, onde, para uma mesma região podem ser criadas diversas camadas de dados, uma para cada tema a ser representado”. As fontes de informações de mapas temáticos foram: ANEEL; CBEE (Centro Brasileiro de Energia Eólica); CRESESB (Centro de Referência para Energia Solar e Eólica); IBGE (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística). Os dados temáticos utilizados neste trabalho com as respectivas fontes de informações estão representados pela Figura 5.

##### a) Divisões Políticas

Fronteiras das divisões geo-políticas brasileiras (regiões políticas, unidades de federação, mesorregiões, microrregiões e municípios). Essas informações são provenientes do levantamento realizado pelo IBGE [vii] em 2001.

##### b) Centros Urbanos

Pontos de referências das cidades brasileiras (sede municipal). Essas informações são provenientes do levantamento realizado pelo IBGE [Erro! Indicador não definido.], com referência ao ano de 2001.

##### c) Cartas Topográficas (escala 1:50.000)

As cartas topográficas contêm muitas informações sobre as características geo-espaciais da superfície terrestre e foram elaboradas pelo IBGE e pelo Exército, em alguns casos. Entretanto, dentre várias informações, utiliza-se para este trabalho apenas as relacionadas abaixo:

<sup>2</sup> Atlas de Energia Elétrica do Brasil (ANEEL), 2ª Edição, 2005. Disponível no site da ANEEL <www.aneel.gov.br>.

**Principais Dados Temáticos Utilizados no Trabalho**  
(Informações Georreferenciadas Armazenadas em Banco de Dados e Consultadas pelo ArcGIS)

LAYERS (CAMADAS)	DESCRIÇÃO	GD*	Fontes**
	Divisões Geo-Políticas Estado, Município, Distrito	PCH/UEE	IBGE
	Centros Urbanos Localização da Sede Municipal	PCH/UEE	IBGE
	Altura Relativa do Terreno Cartas Topográficas 1:50.000	PCH	IBGE
	Áreas de Proteção Ambiental Áreas de Conservação, Reservas, Terras Indígenas, Parques	PCH/UEE	IBGE
	Recursos Hídricos Rios, Bacias Hidrográficas	PCH	IBGE
	Vazão Específica q - Rendimento específico (l/s.km <sup>2</sup> )	PCH	Sec.Est
	Recursos Eólicos V <sub>zr</sub> - Velocidade Média do Vento (m/s)	UEE	CBEE CRESESB
	Rugosidade Z <sub>o</sub> - Modelo de Rugosidade do Terreno	UEE	CBEE CRESESB
	Fator de Weibull k - Fator de Forma de Weibull	UEE	CBEE CRESESB
	Rede de Distribuição Rede de Distribuição de Energia Elétrica	PCH/UEE	
	Empreendimentos Existentes Usinas Hidrelétricas e Termelétricas	PCH/UEE	ANEEL

\* GD's que necessitam consultar os referidos Dados Temáticos para realização do estudo.  
\*\* Fonte de Informações para obtenção dos Dados Temáticos apresentados.

Figura 5 – Conjunto de Dados Temáticos utilizados neste trabalho.

- Curvas de nível ou também conhecidas como hipsografia (equidistantes de 20 em 20m);
- Características do Revelo;
- Malha Hidrográfica (curso d'água secundário);
- Área de abrangência da zona urbana (atualizada, quando possível). As cartas topográficas foram elaboradas na década de 70 e, portanto, a zona urbana reflete a realidade deste período.

**d) APA - Áreas de Proteção Ambiental**

São caracterizadas neste trabalho como APA's (Área de Proteção Ambiental) as delimitações de áreas com restrições ambientais sob jurisdição federal e estadual, tais como: áreas de conservação, reservas (biológica, ecológica, ambiental, florestal, extrativista), áreas especiais (florestal, militar, histórico, monumental), parques (nacional e estadual), estação ecológica e terras indígenas. Essas informações foram obtidas através do GisMaps/IBGE [viii], com referência ao ano de 2005.

**e) Recursos Hídricos**

O traçado geográfico de cursos d'água principal (rios) permanentes, massa d'água, além de delimitações de bacias e sub-bacias hidrográficas. Essas informações foram obtidas através do IBGE [ix], com referência ao ano de 2001. Desconsideram-se neste estudo os eventuais comprometimentos com outras finalidades sem ser energia elétrica (ex: uso múltiplo).

**f) Rendimento Específico**

Rendimento específico médio de longo termo (*q*) - apenas São Paulo [x], Minas Gerais e Rio Grande do Sul [xi]. Essa informação apresenta valores típicos na faixa de 5 a 50 l / s.km<sup>2</sup>. A obtenção desta informação pode ser consultada nas Secretarias Estaduais de Gerenciamento de Recursos Hídricos.

**g) Recursos Eólicos**

Velocidade média anual de ventos disponível no território brasileiro (*V<sub>v</sub>*, em: m/s), com a respectiva altura de medição da velocidade (*Z<sub>r</sub>*, em: m). Essa

informação é representada em poligonais de 10 x 10km, com distribuição de valores na faixa de 1,9 a 8,9m/s, para *Z<sub>r</sub>* a 50m do solo. Essa informação foi obtida através do Swera<sup>3</sup>, com referência ao levantamento realizado pelo CRESESB/CEPEL [xii] em 2001.

**h) Rugosidade**

O modelo de rugosidade do terreno (*Z<sub>o</sub>*, em: m). Essa informação é representada em poligonais de 10x10km, com distribuição de valores na faixa de 0,001 a 2m. Essa informação foi obtida através do CRESESB [xii], com referência ao ano de 2002. A rugosidade é um modelo que representa quantitativamente o perfil do terreno, a cobertura vegetal (plantação, deserto, pantanal, etc) e interferências (obstáculos).

**i) Fator de Weibull**

Fator de distribuição de Weibull (*k*, adimensional). Essa informação é representada em poligonais de 10x10km, com distribuição de valores na faixa de 1,4 a 3,2. Essa informação foi obtida através do Swera, com referência ao levantamento realizado pelo CRESESB/CEPEL [xii] em 2001.

**j) Produção Anual de Biomassa (cana-de-açúcar)**

Essa informação foi obtida do programa Produção Agrícola anual de Municípios (PAM/2004), do IBGE.

**k) Rede de Distribuição de Energia Elétrica**

O traçado geográfico da rede de distribuição de energia elétrica (malha elétrica), com a respectiva tensão de operação.

**l) Empreendimentos Existentes**

A localização de aproveitamentos eólicos e hidráulicos em operação ou construção. Essa informação foi obtida através da ANEEL, por meio do SIGEL (Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico) [xiii]. Além desta fonte de informação, utilizou-se o inventário de PCH existentes no Estado de São Paulo, elaborado pela CSPE [xiv] em 2004.

**C – Descrição dos Módulos**

A primeira atividade é a seleção do recurso energético a ser explorado para geração de energia: eólico ou hidráulico. Os dois primeiros Módulos são específicos para cada um dos recursos, havendo um Módulo 1 e um Módulo 2 aplicados à potencial eólico e outros dois para o potencial hidráulico de PCH. Os demais Módulos são comuns a ambos os potenciais.

**a) Módulo 1**

O objetivo deste Módulo é identificar e selecionar as áreas geográficas para o estudo de pré-viabilidade de aproveitamento dos potenciais recursos energéticos para geração de energia elétrica. Os processos deste Módulo iniciam-se com a identificação e seleção de áreas (geograficamente restritas) que dispõem de potenciais recursos energéticos para exploração de potenciais aproveitamentos de produção de energia elétrica, oriunda da fonte selecionada para estudo (hídrica, eólica ou biomassa). Essa seleção é realizada por meio da definição de filtros, isto é, valores mínimos de determinados

<sup>3</sup> O Swera (Solar and Wind Energy Resource Assessment) é um projeto iniciado em 2001 com o propósito de fornecer informações de recursos solar e eólico, com referências geográficas. Disponível em: <http://swera.unep.net>.

parâmetros a partir do qual é viável estudo de prospecção. No caso de PCH, o parâmetro escolhido foi a vazão específica de longo termo ( $q$ ), inicialmente definida em 15  $\ell/s.km^2$ . No caso de EOL, foi escolhido a velocidade média do vento ( $Vv$ ), inicialmente definida em 6 m/s. No caso de Biomassa, foi escolhido a quantidade de cana-de-açúcar produzida anualmente nos municípios brasileiros, inicialmente definida em 145.000 ton.cana/ano.

#### b) Módulo 2

O objetivo deste Módulo é caracterizar projetos de geração de energia elétrica nas regiões identificadas no módulo anterior e avaliá-los em função de seu desempenho energético. Os processos deste Módulo são:

+ para PCH

- selecionar os cursos d'água de interesse para o estudo, dentro da área geograficamente restrita (filtro de  $q$ );
- identificar as cotas (curva de nível) existentes no trecho do curso d'água selecionado, com auxílio de cartas topográficas;
- estimar o perfil longitudinal do curso d'água principal;
- estimar as áreas de drenagem para cada cota (20 em 20m);
- verificar a existência de interferência ambiental (APA), urbana e usinas hidrelétricas existentes, e propor possíveis divisões de quedas d'água ao longo do curso d'água;
- estimar o potencial energético do aproveitamento ( $E_e$ ) e a potência instalada ( $PI$ );

+ para EOL

- selecionar a área de interesse (poligonais) para o estudo;
- verificar a existência de interferência ambiental (APA) e urbana, e usinas eólicas existentes;
- consultar a curva de potência ( $P_c$ ) de referência da turbina eólica, sendo adotada em 1,5MW com 80m de altura.
- corrigir, por aproximação, a velocidade do vento ( $Vv$ ) para altura da torre da turbina.
- estimar a função probabilidade de ocorrência ou curva de distribuição de Weibull ( $p(Vv)$ );
- estimar o potencial energético do aproveitamento eólico ( $E_e$ );
- estimar o fator de capacidade ( $FC$ ) e a potência instalada ( $PI$ ), em função da quantidade de turbinas projetadas.

+ para  $PCT_B$

- selecionar a área de interesse (fronteira dos municípios) para o estudo;
- verificar a existência de interferência ambiental (APA) e urbana, e usinas térmicas a biomassa existentes;
- selecionar o município alvo da projeção do projeto térmico e os municípios vizinhos que possam contribuir na disponibilidade de biomassa de cana-de-açúcar.
- extrair o valor de potencial energético ( $E_e$ ) e potência instalada ( $PI$ ) do município de aplicação do estudo.

#### c) Módulo 3

O objetivo deste Módulo é estimar o investimento para implantação de linha e de instalação de conexão para interligação do projeto proposto à rede de distribuição de energia da concessionária local ou da localidade mais próxima, e os respectivos encargos de conexão. Para tanto, adotou-se como solução de interligação a configuração de circuito elétrico aéreo radial trifásico sob postes. O processo consiste na definição de uma rede que possa

estabelecer a interligação, com os devidos custos incorridos.

#### d) Módulo 4

O objetivo deste Módulo é estimar o fluxo financeiro de investimentos e de custos referentes aos módulos 2 e 3 anteriores, bem como obter os índices de mérito econômico-financeiros. Utilizou-se o fluxo de caixa do ponto de vista do investidor, em moeda constante, taxas de juros reais, base contábil anual, horizonte de projeção em 32 anos (2 de construção e 30 de operação), alavancado em condições compatíveis com as praticadas pelo BNDES e composição de capital na modalidade *project finance*. Os índices de mérito adotados são: VPL – valor presente líquido; TIR – taxa interna de retorno do capital; PBS – *payback* simples; e CMPE – custo médio de produção de energia elétrica.

#### e) Módulo 5

O objetivo deste Módulo é comparar e classificar os projetos propostos por meio de avaliações de índices de mérito econômico-financeiros e analisar a sensibilidade desses índices em função dos principais parâmetros impactantes no projeto. A comparação e a classificação de projetos GD são executadas através da adaptação da metodologia conhecida como AHP (Análise Hierárquica de Processos) [xv]. Considerando que os dados de entrada utilizados em todos os Módulos são estimativos e aproximados, finalizando o processo é realizada uma análise de sensibilidade, que consiste em observar o comportamento dos indicadores de avaliação (VPL, TIR, PBS e CMPE) em função da variação de parâmetros de entrada, como por exemplo:

- Taxa de câmbio (R\$/US\$);
- $\$C_{inst}$  - Custo de implantação do projeto GD (R\$/kWinst);
- $\$T_e$  - Tarifa de venda de energia (R\$/MWh);
- Extensão de rede elétrica (km);
- Taxa de cobertura (*ratio cover*) do financiamento (%);
- Taxa de oportunidade do Eventual Investidor (%);

Essa análise oferece elementos para avaliar o desempenho de cada alternativa em diferentes cenários, caracterizando a robustez de cada solução.

## IV - FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS

Foram desenvolvidos dois ambientes computacionais para abrigar a metodologia proposta neste trabalho, sendo: Prospecta-GD - software visualizador do banco de dados GIS e representação geográfica do projeto prospectado (foi desenvolvido em plataforma Web); Project-GD - software de análise de pré-viabilidade de projetos de geração distribuída (foi desenvolvido em plataforma VBA - Visual Basic Application).

Algumas telas representativas dos software desenvolvidos são mostrados nas figuras 6, 7, 8 e 9, a seguir.



Figura 6 – Tela inicial do Prospect-GD (plataforma Web).



Figura 7 – Tela inicial do Project-GD (plataforma VBA).

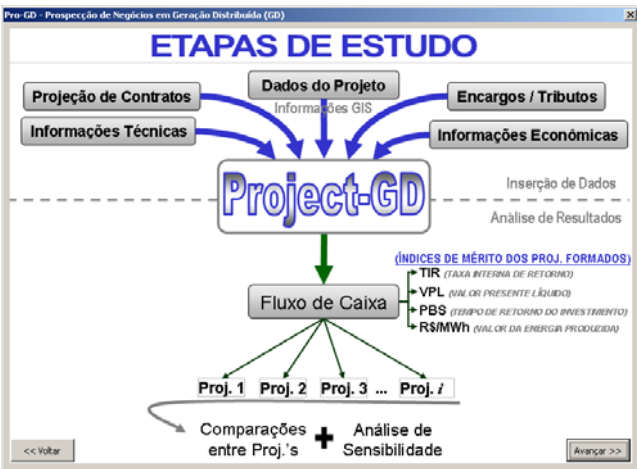


Figura 8 – Etapas de estudo do Project-GD (em VBA).

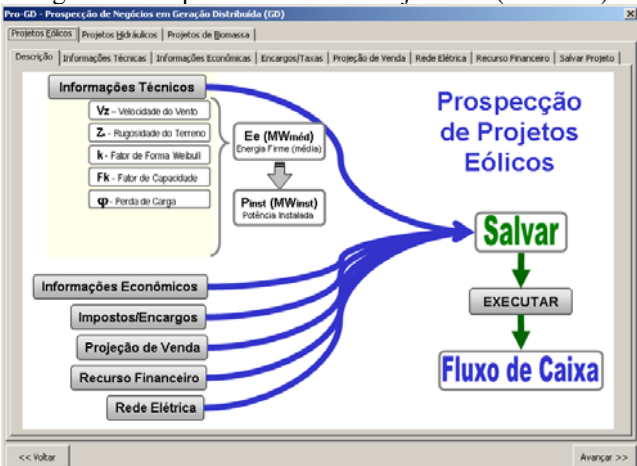


Figura 9 – Ilustração dos processos de estudos eólicos.

O Estudo de Caso refere-se a um exercício de aplicação da metodologia apresentada, com auxílio das ferramentas computacionais desenvolvidas.

**A – Premissas Iniciais**

As premissas para seleção da área alvo para aplicação dos estudos hidráulicos são regiões que dispõe de cartas topográficas (escala 1:50.000) e estudo de regionalização hidrológica - rendimento específico ( $q$ ). Já para os estudos eólicos não há restrições porque as informações obtidas de velocidade de vento ( $V_v$ ), de fator de Weibull ( $k$ ) e de rugosidade do terreno ( $Z_0$ ) abrangem todo o território brasileiro, evidentemente com intensidades diferentes para cada região.

Para tanto, selecionou-se como alvos de pesquisa o estado de Minas Gerais para os estudos hidráulicos e a região nordeste para os estudos eólicos. As premissas iniciais (entrada de dados) para realização do exercício de aplicação da metodologia estão apresentadas abaixo:

**a) Investimento**

Investimento inicial: US\$1500/kWinst (PCH) e US\$2250/kWinst (EOL);  
 Cronograma de desembolso: 50% no 1º ano e 50% no 2º ano;

Componentes do total de investimento (participação):

	Equipamento	Obra Civil	Serviços
<b>PCH</b>	35%	45%	20%
<b>EOL</b>	70%	10%	20%
<b>Rede</b>	70%	10%	20%

Valor residual do investimento no final do horizonte: 15%

Vida útil econômica: 50 anos (PCH e EOL)

**b) Impostos, Tributos e Encargos fiscais e setoriais**

- PIS/PASEP 1,65% / 0,65% (lucro real / presumido)
- COFINS 7,6% / 3,0% (lucro real / presumido)
- IRPJ 15,0% (base) + 10% (excedente) (eal e pres.)
- Base IRPJ LT\$ / presumi-se 8% da receita bruta (real / pres.)
- CSLL 9,0% (lucro real e presumido)
- Base CSLL LT\$ / 12% da receita bruta (lucro real / presum.)
- TFSEE 0,5%\*PI(kW)\*R\$289,22/kW

**c) Despesas Operacionais**

- Seguro do imobilizado: 1%a.a. do investimento (PCH e EOL)
- O&M: 30R\$/kWinst.ano (PCH) e 145US\$/kWinst.ano (EOL)

**d) Imobilizado**

- Prazo de construção: 2 anos (PCH e EOL)
- Depreciação financeira – equipamento / civil: 10 / 20 anos

**e) Conexão:**

- TUSDg (R\$/kW.mês): Verificar o valor praticado pela concessionária local.
- CCD: R\$100.000,00 (adota uma única parcela – no 2º ano)

**g) Financiamento:**

Índice de cobertura do financiamento: 85% debt / 15% equity  
 Taxa de juros real: 1,91%a.a. (extraído o efeito inflacionário)  
 Carência de pagamento de juros e da amortização: até o início da operação comercial  
 Prazo de amortização: 16 anos (sistema constante - SAC)

**h) Receita (tarifa de comercialização de energia):**

ACL<sub>INC</sub>: R\$142,00/MWh para PCH  
 ACR: R\$120,00/MWh para PCH  
 PROINFA: R\$128,00/MWh para PCH e R\$228,00 para EOL

Recentemente, no início de 2007, o governo criou, por meio do Decreto nº 6.025, de 22 de Janeiro de 2007 [xvi], o Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) que foi formulado com a participação de diversos ministérios no intuito de incentivar a participação da iniciativa privada em investimentos de infra-estrutura, principalmente. Dentre vários planos e medidas instituídas pelo PAC, destaca-se os direcionados para o setor elétrico que, em linhas gerais, contemplam alguns estímulos e ações de desoneração tributária e melhorias nas condições de financiamento do BNDES.

Neste sentido, as principais ações do BNDES foram reduzir o *spread* básico de 3% para 1,0%a.a. para projetos de investimento em geração de energias renováveis, ampliar o prazo de amortização do principal de 12 para 16 anos e expandir a participação da cobertura do financiamento de 70 para 85%. Como decorrência destas medidas, o desempenho de fluxo de caixa de projetos de investimento é melhorado e, conseqüentemente, atratividade de fontes renováveis de energia é ampliada.

As ações do PAC passam a vigorar a partir de março de 2007, sendo que os detalhes do regime tributário apresentando-se, no presente momento, em desenvolvimento. Considerando estas principais diretrizes do PAC já estabelecidas (do BNDES), os reflexos sobre os estudos deste trabalho são, portanto, assumir a taxa real de referência para o financiamento igual a 1,91%a.a. (equivalente a um *spread* de 1%a.a.), com participação em 85% do investimento e 16 anos para amortização do principal (*debt*).

**B – Desenvolvimento do Estudo de Caso**

**Módulo 1 e 2 – Recursos Eólicos**

Adotando-se o critério de avaliação (*Vvref*) da velocidade média do vento (*Vv*) igual a 7m/s para realização do ‘filtro’, obtêm-se as Áreas Prioritárias representadas pela Figura 10-a a seguir. Observa-se que as Áreas Prioritárias (conjunto de poligonais) estão concentradas na faixa litorânea do Rio Grande do Norte e do Ceará, e no interior da Bahia. Dentre estes estados, selecionou-se como limite de interesse para o estudo o Rio Grande do Norte, onde se pode conferir (Figura 10-b) o perímetro do estado, a distribuição geográfica dos limites e sedes dos municípios, das APA’s e das usinas eólicas existentes (ou em construção), além das poligonais que dispõem de ventos mais intensos. Dentre estas poligonais, adotou-se como área de interesse as que estão na faixa litorânea dos municípios Touros e São Miguel de Touros.

Dadas estas informações, propõe-se a prospectar projetos eólicos em um local que atenda os seguintes critérios: que esteja localizado nas proximidades da faixa litorânea e de centro urbana (zona urbana), e que disponha de elevada velocidade do vento (*Vv*). Deste modo, a localização dos projetos propostos estão apresentados na Figura 10-c, com 2 e 3 unidades de turbina, respectivamente para projeto denominado **E1** e **E2**. As principais informações obtidas no local selecionado são: velocidade do vento (*Vv*, a 50m do solo), fator de Weibull (*k*) e rugosidade do terreno (*Zo*), conforme a Figura 10-d. Com essas informações e curva de potência da turbina (*Pc*) adotada como referência (GE 1,5MW), pode-se obter a velocidade da *Pc* corrigida (*Vzr'*) para altura da torre (*Z=80m*), a probabilidade de ocorrência de Weibull (*p(Vzr')*), a potência instalada (*PI*), o fator de capacidade (*FC*) e a estimativa de energia firme (*Ee*) que pode ser extraída do aproveitamento eólico, conforme a tabela de resultados apresentada na Figura 10-h.

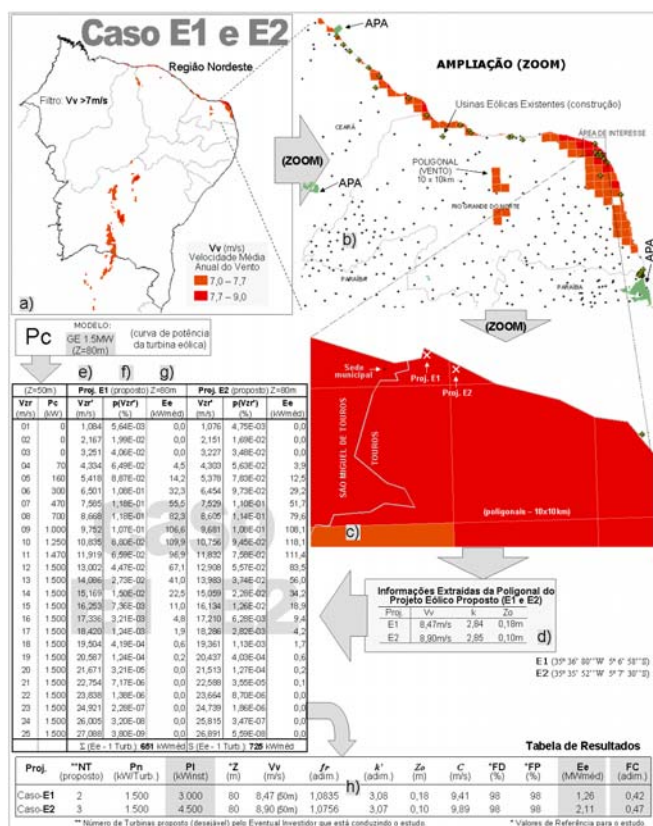


Figura 10 – Resultado dos Módulos 1 e 2 (Recursos Eólicos).

Desta forma, tem-se como resultado dos processos destes módulos os projetos **E1** e **E2** propostos, com *Ee* e *PI* correspondentes a 1,25 e 2,10MW<sub>med</sub>, e 3,0 e 4,5MW<sub>inst</sub>, respectivamente.

**Módulo 1 e 2 – Recursos Hídricos**

Adotando-se o critério de avaliação (*qref*) do rendimento específico (*q*) do estado de Minas Gerais igual a 20l/s.km<sup>2</sup> para realização do ‘filtro’, obtêm-se as Áreas Prioritárias representadas pela Figura 11-a a seguir. Observa-se que as Áreas Prioritárias (geograficamente restritas) estão concentradas no centro-sul do estado. Dentre estas, selecionou-se uma determinada área para aprofundar os estudos, que está identificada pela Figura 11-a e ampliada pela Figura 11-b, onde se pode conferir a distribuição geográfica dos limites e sedes municipais, das APA’s, das

usinas hidrelétricas existentes (PCH Salto do Paraopeba) e do traçado de cursos d'água principal de rios permanentes, além dos rendimentos específicos disponíveis (20 e 30 l/s.km<sup>2</sup>). Os principais rios existentes neste local são: Rio Paraopeba, Rio Prata, Rio Maranhão, Rio Ventura Luís e Rio Pequeri. Dentre estes, selecionou-se o Rio Paraopeba para aplicação dos estudos de identificação de potencial energético, cujo trecho de interesse escolhido está identificado pela Figura 11-c, o qual abrange o município de Cristiano Ottoni, Casa Grande, Queluzito, Conselheiro Lafaiete, São Brás do Suaçuí e Congonhas. Com o auxílio das cartas topográficas de escala 1:50.000, pode-se identificar os cursos d'água secundários do Rio Paraopeba e as curvas de nível (hipsografia) com as respectivas cotas (NA), conforme a Figura 11-d. Com essas informações, pode-se elaborar o perfil longitudinal do curso d'água principal do rio para cada cota (20 em 20m) e a área de drenagem (AD) correspondente, conforme a tabela e o gráfico apresentados pela Figura 11-e/f/g. Dadas estas informações e o perfil esboçado no gráfico, propõe-se uma alternativa de divisão de quedas composta por 3 aproveitamentos, consequentemente projetos hidrelétricos - PCH, nos locais indicados como H0, H1 e H2. As principais informações obtidas das divisões propostas são: a altura bruta (H<sub>b</sub>), a área de drenagem (AD) e rendimento específico (q). Com essas informações, pode-se obter a estimativa de energia firme (E<sub>e</sub>) que pode ser extraída do aproveitamento hidráulico e potência instalada de referência (PI), conforme a tabela resultados apresentada pela Figura 11-h. O caso H0 é descartado porque não atingiu 1MW de potência instalada, conforme enquadramento necessário para PCH.

As cartas topográficas em escala 1:50.000 demandadas para desenvolvimento do estudo no Rio Paraopeba foram 5 unidades, as quais foram solicitadas no IBGE do Rio de Janeiro (RJ), conforme a Tabela 2.

Tabela 2 – Cartas topográficas demandadas para estudo.

Nome da Carta (1:50.000)	Fonte	Custo (R\$)
Conselheiro Lafaiete	IBGE (RJ)	8,50
Itabirito	IBGE (RJ)	50,00
Ouro Preto	IBGE (RJ)	50,00
Ouro Branco	IBGE (RJ)	8,50
Carandaí	IBGE (RJ)	50,00

Dentre estas, as cartas Conselheiro Lafaiete e Carandaí são as que efetivamente abrangem a extensão territorial desde a nascente do Rio Paraopeba até o local projetado do caso H1 e H2.

### Módulo 3 – Estimativa de Custo da Rede e Conexão

Com a localização dos projetos eólicos e hidráulicos já definidos, pode-se prospectar a rede de conexão elétrica até centro de consumo mais próximo geograficamente (sede municipal), conforme a premissa adotada neste trabalho. Para isso, identificou-se a distância linear do projeto até o centro urbano, conforme as figuras relacionadas na Tabela 3 abaixo.

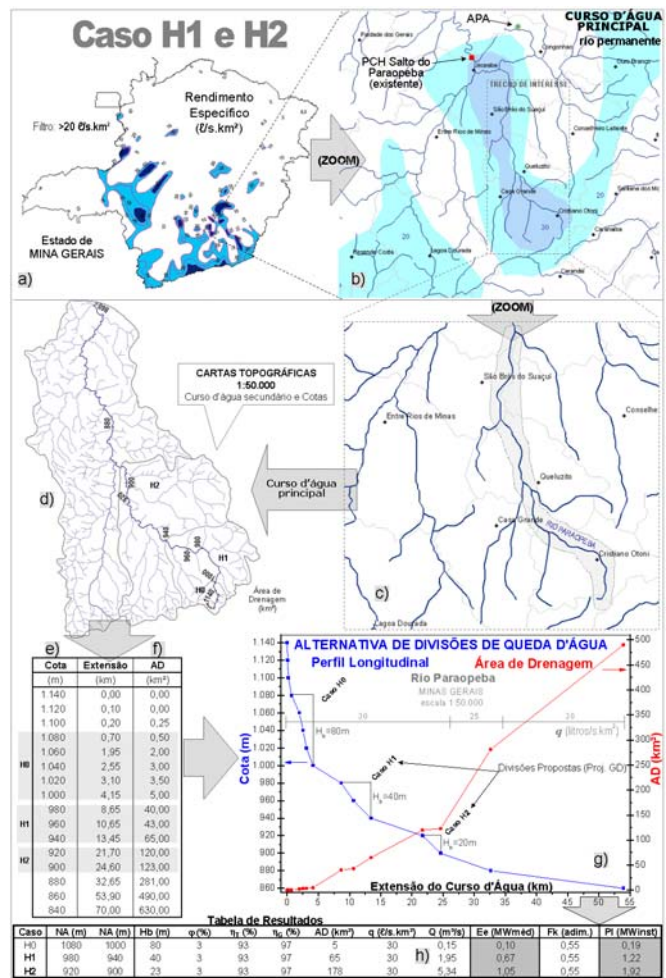


Figura 11 – Resultado dos Módulos 1 e 2 (Recursos Hídricos).

Tabela 3 – Extensão de rede e ponto de conexão (município).

	Ponto de conexão (município)	Extensão	Custo (R\$)
Caso E1	São Miguel de Touros (RN)	d = 2,5km	512.200,00
Caso E2	São Miguel de Touros (RN)	d = 4,0km	585.600,00
Caso H1	Cristiano Ottoni (MG)	d = 4,5km	543.000,00
Caso H2	Queluzito (MG)	d = 1,3km	472.100,00

### Módulo 4 – Fluxo de Caixa

Com todas as entradas de dados já definidas, obtém-se, através do fluxo de caixa, os indicadores de avaliação dos casos (projetos) formados, considerando a projeção de comercialização na 3ª opção de comercialização de energia (PROINFA), em regime tributação em lucro presumido (Tabela 5). O resultado nas demais opções (ACR e ACL<sub>INC</sub>) será atendido na análise de sensibilidade, com variação do parâmetro 'tarifa de venda de energia'.



Tabela 4 – Resultados do Módulo 4 – Indicadores de Avaliação.

Caso	TIR (%)	PBS (anos)	CMPE (R\$/MWh)	VPL (kR\$)	INVEST. (kR\$)	Descrição MWinst.
E1	22,9	5,9	119,97	2.063,24	15.027,70	3,00MW
E2	29,4	5,0	117,00	4.848,24	22.354,35	4,50MW
H1	25,8	5,6	58,45	850,52	4.469,06	1,22MW
H2	28,4	5,2	58,44	1.488,88	6.654,13	1,92MW

Nota: PROINFA (PCH=R\$128,00/MWh e EOL=R\$228,00/MWh). Regime tributário: Lucro Real.

Tabela 5 – Resultados do Módulo 4 – Indicadores de avaliação.

Caso	TIR (%)	PBS (anos)	CMPE (R\$/MWh)	VPL (kR\$)	INVEST. (kR\$)	Descrição MWinst.
E1	28,2	5,4	78,76	3.764,51	15.027,70	3,00MW
E2	36,5	4,4	73,66	8.177,61	22.354,35	4,50MW
H1	34,6	4,7	30,85	1.589,51	4.469,06	1,22MW
H2	39,1	4,3	30,03	2.753,16	6.654,13	1,92MW

Nota: PROINFA (PCH=R\$128,00/MWh e EOL=R\$228,00/MWh). Regime trib.: Lucro Presumido.

#### Módulo 4 – Classificar Projetos e Analisar Sensibilidade

A análise de sensibilidade será elaborada sobre os 4 casos com melhor classificação (H2; E2; H1), conforme as figuras 12, 13 e 14. Além dos estudos de caso apresentados neste trabalho, foram desenvolvidos estudos adicionais de recursos hídricos (H3), eólicos e biomassa.

### VI - CONCLUSÕES

De modo geral, os principais incentivos hoje existentes às GD's referem-se muito mais ao fomento do uso de fontes alternativas de geração de energia elétrica, como PCH, biomassa e eólica. Não há um incentivo explícito para a geração distribuída como alternativa à geração centralizada, apesar dos benefícios conhecidos. É necessária uma melhor conceituação legal do tema, a normatização do acesso e do gerenciamento do despacho e principalmente, a quebra de paradigmas culturais.

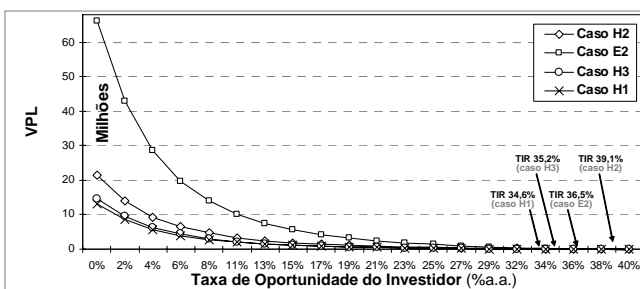


Figura 12 – Análise de Sensibilidade (VPL x Tx. Oportunidade).

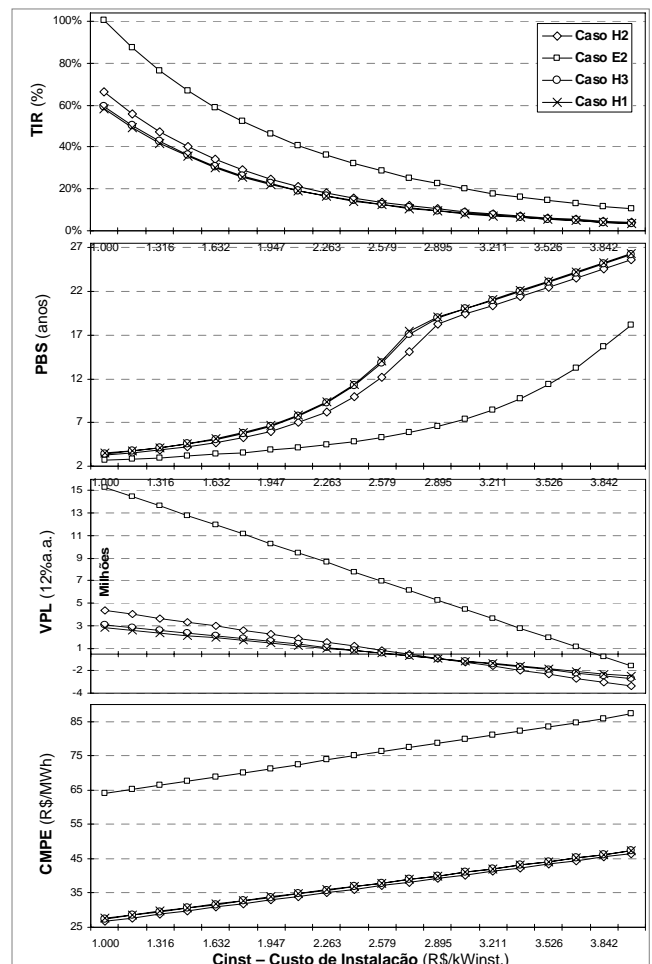


Figura 13 - Análise de Sensibilidade (custo de instalação).

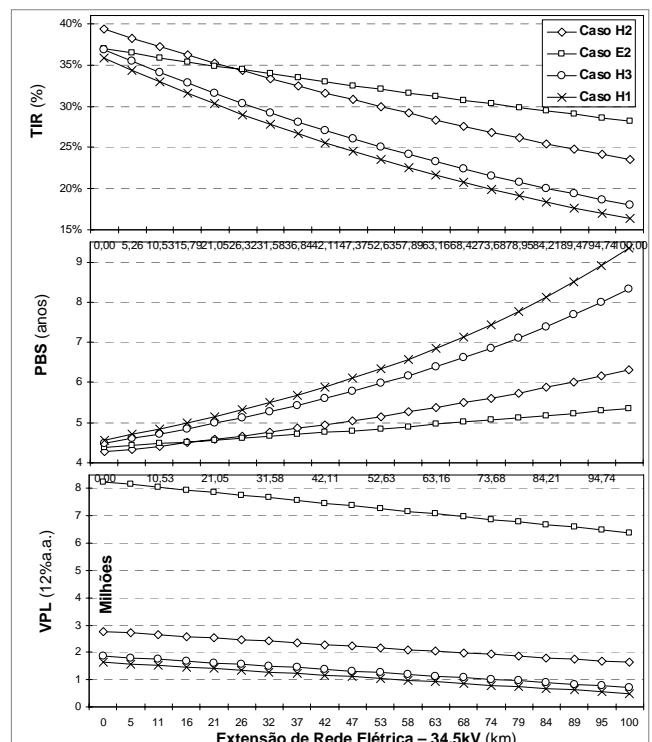


Figura 14 - Análise de Sensibilidade (extensão de rede elétrica).

## VII - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [i] *INTERNATIONAL COUNCIL ON LARGE ELECTRIC SYSTEMS* (CIRED). Working Group WG n°. 4, “Dispersed Generation”, Issued at the CIRED Conference in Nice, June 1999.
- [ii] INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (INEE). Boletim “Lei 10.484/04 Geração Distribuída: Proposta de regulamentação”. Fórum de Cogeração, Rio de Janeiro (RJ), Abril de 2004.
- [iii] ACKERMANN, T. “Electricity Market Regulations and their Impact on Distributed Generation”. International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (IEEE), London, April 2000.
- [iv] PEPERMANS, G., et al. “Distributed Generation: Definition, Benefits and Issues”. Energy Transport & Environment (ETE) Working Paper Series n°. 2003-8, Belgium, August 2003.
- [v] BRASIL. Decreto n°. 5.163, de 30 de julho de 2004. “Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências”.
- [vi] FILHO, J. L., Iochpe, C. “Introdução a Sistemas de Informações Geográficas com Ênfase em Banco de Dados”. XV Jornada de Atualização em Informática, Recife (PE), 1996.
- [vii] INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). “Malha Municipal do Brasil”. CD-ROM com informações no formato georeferenciados (GIS), Rio de Janeiro (RJ), 2001. Disponível em: <[www.ibge.org.br](http://www.ibge.org.br)>. Acesso em Janeiro de 2007.
- [viii] INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). “Informações Georreferenciadas do Brasil”. GisMaps Sistemas Ltda, Campinas (SP), 2005. Disponível em: <[www.gismaps.com.br](http://www.gismaps.com.br)>. Acesso em Janeiro de 2007.
- [ix] INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). “Geociência: Recursos Naturais e Estudos Ambientais”. Rio de Janeiro (RJ), 2001. Disponível em: <[www.ibge.org.br](http://www.ibge.org.br)>. Acesso em Janeiro de 2007.
- [x] DEPARTAMENTO DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA (DNAEE). “Regionalização Hidrológica no Estado de São Paulo”. Revista Águas e Energia Elétrica, v. 5, n. 14, p. 04-10. São Paulo (SP), Jul/Dezembro 1988.
- [xi] COMPANHIA ESTADUAL DE ENERGIA ELÉTRICA (CEEE). “Regionalização de Vazões do Rio grande do Sul”. IPH/UFRGS/CEEE vol.2. Porto Alegre (RS), 1991.
- [xii] CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO (CRESESB). “Atlas do Potencial Eólico Brasileiro”. Rio de Janeiro (RJ), 2002. Disponível em: <[www.cresesb.cepel.br](http://www.cresesb.cepel.br)>. Acesso: Fevereiro de 2007.
- [xiii] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). “Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico – SIGEL”. Brasília (DF). Disponível em: <[www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)>. Acesso: Janeiro de 2007.
- [xiv] COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA (CSPE). “Pequenas Centrais Hidrelétricas no Estado de São Paulo - 2º edição”. São Paulo (SP), 2004.
- [xv] SALOMON, V. A. P., “Auxílio à Decisão para a Adoção de Novas Políticas de Compras”. Relatório Técnico DPD/FEG/UNESP 04/2000, Guaratinguetá (SP), 2000.
- [xvi] BRASIL. Decreto n° 6.025, de 22 de Janeiro de 2007. “Institui o Programa de Aceleração do Crescimento - PAC, o seu Comitê Gestor, e dá outras providências”. Brasília (DF), 2007. Disponível em: <[www.planalto.gov.br](http://www.planalto.gov.br)>