

## XI-086 - SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: VIABILIDADE ECONÔMICA e TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

### Ary Haro dos Anjos Junior <sup>(1)</sup>

Mestre em Administração pelo Baldwin-Wallace College (Ohio, Estados Unidos). Engenheiro Civil pela Universidade Federal do Paraná (UFPR). Ex Professor Adjunto na UFPR. Professor em cursos de pós-graduação na FGV. Gestor e técnico na Sanepar - Companhia de Saneamento do Paraná. Atuou em diversos países como instrutor e/ou consultor do Banco Mundial, da ONU, e da OMS.

### Giancarlo Lupatini

Mestre em Engenharia Ambiental pela Universidade Federal de Santa Catarina. Engenheiro Civil pela Pontifícia Universidade Católica do Paraná (PUCPR). Engenheiro da Assessoria de Pesquisa e Desenvolvimento da Companhia de Saneamento do Paraná (Sanepar).

**Endereço<sup>(1)</sup>:** Rua Eng. Antonio Batista Ribas, 151 - Tarumã - Curitiba - PR - CEP: 82800-130 - Brasil - Tel: (11) 9 9974-2383 - e-mail: [aryharo@hotmail.com.br](mailto:aryharo@hotmail.com.br)

### RESUMO

O presente trabalho propõe um método de cálculo simplificado que poderá ser empregado como ferramenta de decisão gerencial para evidenciar os limites da viabilidade econômica de um projeto de geração distribuída de energia elétrica. Para tanto, foram utilizadas as fórmulas clássicas da matemática financeira na construção de um modelo que gera cenários futuros a partir das possíveis associações entre duas variáveis fundamentais: o incremento tarifário esperado da energia elétrica, e o custo econômico de oportunidade do capital. Um exemplo de aplicação do modelo é apresentado, no qual os diversos cenários projetados partem de uma tarifa inicial de energia elétrica de 0,62 R\$/kWh, e de um custo máximo estimado em R\$ 0,78/kWh, para um projeto de geração de energia distribuída. A aplicação do modelo proposto demonstra que o máximo custo unitário de capacidade instalada, viável economicamente, para o caso do sistema tomado como exemplo, seria um valor em torno de R\$ 8.500,00 por kW instalado de potência ativa, incluídos CAPEX e OPEX, e expresso a valor presente. O modelo também demonstra que o sistema assumido como exemplo somente se tornaria viável na hipótese de as tarifas de energia elétrica sofrerem um incremento real mínimo de 2,8 % por ano, consecutivamente, todos os anos, ao longo de duas décadas e meia - condição futura talvez pouco provável no contexto brasileiro, mas, de qualquer forma, tornada clara e explícita graças à aplicação do modelo proposto. Assim, o modelo explica como o máximo custo aceitável para um sistema de geração distribuída pode ser afetado pelas expectativas quanto aos futuros incrementos nos valores tarifários da energia. Em síntese, o modelo proposto pode servir como uma ferramenta de decisão gerencial, capaz de tornar mais simples e mais imediata uma análise que, na falta dessa ferramenta, se tornaria bastante laboriosa e exigiria conhecimentos muito especializados de engenharia e de matemática financeira para ser bem executada.

**PALAVRAS-CHAVE:** Gestão de Energia, Geração Distribuída, Custos de Geração Distribuída, Fontes Alternativas de Energia, Viabilidade Econômica, Viabilidade Financeira.

### INTRODUÇÃO

Os decisores em geral - dirigentes, executivos, engenheiros - defrontam-se com as ofertas de um mercado crescente de soluções tecnológicas de geração distribuída, baseadas em fontes diversas, tais como a luz solar, o vento, ou o gás natural, para mencionar apenas os exemplos mais comuns - isso num contexto que sugere tendências de escassez e valorização da energia.

Diante da complexidade das diferentes tecnologias disponíveis no mercado, os argumentos de vendas dos fornecedores de soluções muitas vezes confundem o gestor na sua tarefa de tentar avaliar as alternativas disponíveis, e os seus resultados numa perspectiva de longo prazo.

Em tal contexto, a decisão de se implantar um sistema de geração distribuída em uma situação específica seria normalmente justificável quando o sistema cogitado fosse capaz de atender a diversos critérios de gestão: critérios de confiabilidade operacional, de segurança, de sustentabilidade ambiental, e econômicos.

Sem desconsiderar a relevância de qualquer dos critérios mencionados acima, o presente trabalho focará o atendimento aos critérios econômicos relativos à implantação e operação de sistemas de geração distribuída, sob a premissa de que a viabilidade econômica é, em si mesma, extremamente relevante, mas nem sempre evidente, ou suficientemente clara, do ponto de vista do decisor.

## MATERIAIS E MÉTODOS

O presente trabalho consistiu, basicamente, na construção de um método de cálculo, na forma de um modelo matemático, ao qual denominamos VIABENE, capaz de estimar os custos máximos que um sistema de geração distribuída poderia comportar, acima dos quais ele se tornaria economicamente inviável, levando-se em conta os possíveis cenários econômicos dentro dos quais o sistema iria operar.

As equações (1) e (2) sintetizam o modelo proposto. Nelas, os custos são expressos a valor presente, e atualizados conforme as soluções clássicas da matemática financeira.

A equação (1) foi obtida por métodos de regressão. Ela permite realizar simulações de cenários, cobrindo um período de 25 anos. Cada cenário corresponde, por definição, a uma diferente combinação entre duas variáveis fundamentais: (i) o incremento tarifário real da energia elétrica, acumulado num período de 25 anos, sob uma taxa geométrica anual suposta constante; e (ii) a taxa de desconto dos valores projetados - taxa, esta, assumida como equivalente ao custo econômico de oportunidade do capital <sup>1</sup>.

Dentro de cada cenário projetado, o custo da energia produzida por um sistema de geração distribuída deverá observar, naturalmente, um limite máximo, a partir do qual o sistema se tornaria economicamente inviável. Este valor limite, expresso em R\$ / kWh, é representado pela variável  $C_{limite}$  na equação (1).

$$C_{limite} = t_0 ( 1 + \Delta t ( 0,4144 - 1,7778 j ) ) \quad \text{equação (1)}$$

onde:

$C_{limite}$  = custo nivelado<sup>2</sup> da energia elétrica ativa gerada pelo sistema projetado (expresso em R\$ / kWh), acima do qual o sistema se tornaria inviável porque superaria o valor da tarifa nivelada<sup>3</sup>, sendo este custo limite constituído pelas parcelas de investimento e operação - CAPEX e OPEX, respectivamente;

$t_0$  = tarifa de energia elétrica disponibilizada pelo sistema público, no ano inicial da vida útil do sistema;

$\Delta t$  = incremento tarifário real, acima da inflação, acumulado num período de 25 anos, sob uma taxa geométrica anual suposta constante, expresso em percentagem (%);

$j$  = taxa de desconto, equivalente ao custo de oportunidade do capital (em % por ano);

obs.: os parâmetros **0,4144** e **1,778** são constantes adimensionais obtidas por regressão na construção do modelo.

Cabe notar que o modelo proposto considera que o custo da energia produzida por um sistema próprio de geração distribuída independe de quaisquer custos fixos, ou de demanda contratada, ou de disponibilidade, associados à ligação do usuário / autogerador à rede pública de distribuição, assumindo que esses custos fixos de ligação não são afetados no caso da implantação de um sistema próprio.

<sup>1</sup> *custo econômico de oportunidade do capital*: normalmente adotado entre 8 % e 12 % ao ano nos estudos de viabilidade econômica no âmbito da economia brasileira (EPE, 2013).

<sup>2</sup> *custo nivelado*: custo, em R\$ / kWh, expresso a valor presente e constante, e equivalente economicamente aos custos futuros projetados ao longo da vida útil do sistema.

<sup>3</sup> *tarifa nivelada*: tarifa, em R\$ / kWh, expressa a valor presente, e constante, e equivalente economicamente às tarifas futuras, projetadas ao longo da vida útil do sistema.

Também cabe notar que os excedentes de energia ativa, eventualmente produzidos por um sistema de geração distribuída, não são computados pelo modelo como fontes de receita para o consumidor / autogerador, em consideração às resoluções normativas ANEEL 482/2012 e 687/2015, as quais determinam que eventuais excedentes injetados na rede gerariam, no máximo, créditos em energia equivalente, válidos por 60 meses.

As retas B'AB e C'AC da figura 1 são exemplos de representações gráficas da equação (1).

Já a equação (2) indica, para cada cenário simulado, o máximo custo unitário de capacidade instalada de potência ativa, viável economicamente, para um sistema de geração distribuída, operando durante 25 anos, segundo um regime horário definido, e sob um rendimento dado.

A equação (2) foi obtida mediante o produto do custo limite ( $C_{\text{limite}}$ ) dado pela equação (1) pelas variáveis  $\eta$ ,  $r$  e  $VPu$ , apresentadas abaixo.

$$CCAP_{\text{máx. aceitável}} = \eta \cdot r \cdot (t_0 (1 + \Delta t (0,4144 - 1,7778 j))) \cdot VPu \text{ (energia gerada)} \quad (\text{equação 2})$$

onde:

$CCAP_{\text{máx. aceitável}}$  = custo unitário de capacidade instalada de potência ativa (expresso em R\$ / kW) acima do qual um sistema de geração distribuída se tornaria inviável economicamente - sendo este custo expresso a valor presente, e constituído pelas parcelas de investimento e operação - CAPEX e OPEX, respectivamente;

$\eta$  = coeficiente de rendimento de conversão energética do sistema, definido pela relação entre a energia elétrica gerada e a energia consumida pelo sistema de geração, expresso em percentagem (%);

$r$  = regime médio diário de operação do sistema, expresso em horas / dia;

**VPu (energia gerada)**: valor presente da quantidade de energia elétrica ativa gerada por um sistema ideal, de capacidade unitária, isto é, com capacidade de 1 kW, operando no regime de uma hora por dia, durante 25 anos - expressa em kWh;

$t_0$ ,  $\Delta t$ ,  $j$ , e os parâmetros numéricos: conforme indicados anteriormente na equação (1).

As retas mostradas na figura 2 são exemplos de representações gráficas da equação (2).

Este trabalho também contemplou a aplicação das equações (1) e (2) na análise de um projeto específico de geração de energia distribuída, aqui apresentado como exemplo ilustrativo das situações onde o modelo proposto poderá ser empregado como ferramenta de decisão gerencial. Assim, os números apresentados a seguir, nesta seção, e também mais adiante, na próxima, referem-se ao exemplo em questão.

Considerou-se, neste exemplo, um sistema de geração distribuída operando em regime de 4 horas por dia, e com um rendimento de 79 % - parâmetros operacionais típicos de um sistema de geração fotovoltaica. Ou, equivalentemente, os resultados econômicos do modelo seriam os mesmos se o exemplo considerado se referisse a um sistema térmico operando em condições típicas de 8 horas por dia, com rendimento de 40 %.

Admitiu-se que o valor inicial da tarifa de energia elétrica, disponibilizada pelo sistema público, seria igual a 0,62 R\$/kWh, e que o custo nivelado da energia gerada pelo sistema próprio se situaria entre R\$ 0,73/ kWh e R\$ 0,78 / kWh - incluídos CAPEX e OPEX.

Admitiu-se que os cenários possíveis, projetados num horizonte de 25 anos, contemplarão taxas de desconto situadas entre 8 % e 12 % ao ano, que são os valores extremos normalmente aceitos para o custo de oportunidade do capital em estudos de viabilidade econômica no âmbito da economia brasileira (EPE, 2013).

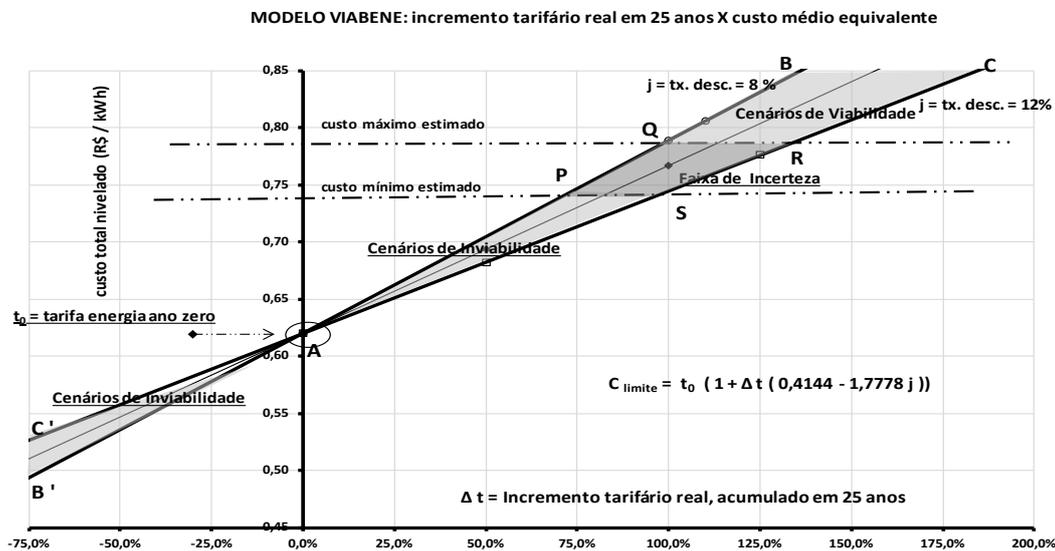
Admitiu-se, também, que os cenários possíveis contemplarão incrementos reais nas tarifas de energia elétrica, acumulados durante os próximos 25 anos (" $\Delta t$ "), variáveis desde -75 % (incremento negativo de setenta e cinco por cento), até +180 % (incremento positivo de cento e oitenta por cento). São simulações que variam,

portanto, desde um cenário extremamente otimista, em que o valor da tarifa da energia elétrica se reduziria em 3/4 nos próximos 25 anos, até um cenário extremamente pessimista, em que este valor chegaria a quase triplicar, em termos reais, no mesmo período.

Por fim, foram calculados os máximos custos unitários de capacidade instalada de potência ativa, viáveis economicamente, para o caso do sistema tomado como exemplo, dentro dos possíveis cenários futuros, conforme indicados pela equação (2), e mostrados na figura 2.

## RESULTADOS OBTIDOS

As figuras 1 e 2, conforme já explicado, são expressões gráficas das equações (1) e (2), respectivamente. Essas figuras oferecem transparência ao processo gerencial de tomada de decisões relativas à implantação de sistemas de geração distribuída, na medida em que tornam evidentes as interações entre os custos particulares de um projeto de geração distribuída, os custos econômicos gerais de oportunidade, e as tarifas de energia elétrica, num horizonte de longo prazo.



**Figura 1: incrementos tarifários e custos (em R\$ / kWh) de um sistema de geração distribuída**

Assim: todo e qualquer ponto situado dentro dos triângulos ABC ou AB'C' da figura 1 corresponde a um cenário econômico possível<sup>4</sup>, no qual o custo da energia produzida por um sistema de geração distribuída é associado ao incremento esperado no valor da tarifa de eletricidade, e a uma dada taxa econômica de desconto. Nem todos os cenários possíveis, porém, serão viáveis economicamente, conforme se expõe a seguir.

A condição de viabilidade ocorre, por definição, nos cenários onde as linhas inclinadas, correspondentes aos custos limites, ficam acima das linhas horizontais, correspondentes aos custos específicos do projeto em análise.

Considere-se o caso particular do sistema de geração distribuída, aqui tomado como exemplo: este sistema teria um custo total estimado - incluídos CAPEX e OPEX, entre R\$ 0,73 / kWh e R\$ 0,78 / kWh. Esses

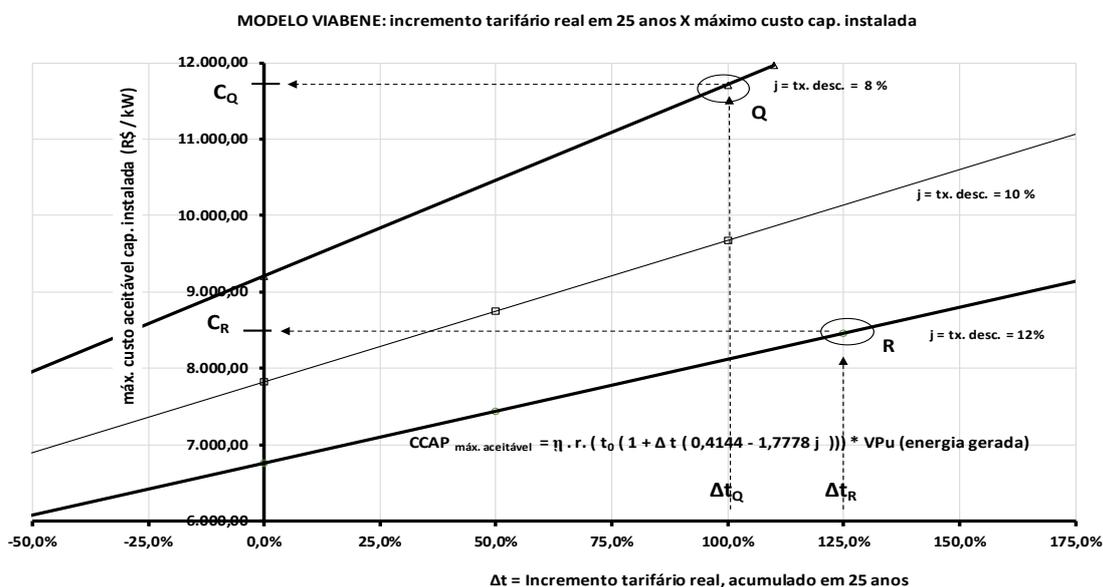
<sup>4</sup> *cenários econômicos possíveis*: cada ponto da figura 1 representa um cenário econômico possível, composto pela associação de três dimensões: (i) a abscissa do eixo horizontal indica os incrementos tarifários reais, futuros, acumulados em 25 anos, e expressos em percentagem; (ii) a ordenada do eixo vertical indica os "custos nivelados da energia", expressos em R\$/kW; (iii) cada linha reta inclinada, convergente na ordenada  $t_0$ , vincula um custo nivelado de energia a uma dada taxa de desconto dos valores futuros – e qualquer ponto sobre uma dessas retas corresponde a um custo limite, acima do qual o sistema se torna economicamente inviável.

valores (0,73 e 0,78) são representados por duas linhas horizontais na figura 1, as quais interceptam o triângulo ABC, e definem o polígono PQRS.

O polígono PQRS constitui uma área de incerteza. Qualquer ponto situado dentro dessa área representa um cenário incerto, inconclusivo, quanto à possível viabilidade econômica do projeto estudado. Ali há uma probabilidade, mas não uma certeza, de que, no longo prazo, o custo total do projeto analisado mantenha-se abaixo dos custos limites ( $C_{lim}$ ) definidos na equação (1), e representados pelas linhas inclinadas PQ e RS.

Por outro lado, qualquer ponto dentro dos triângulos APS ou AB'C' representa um cenário inviável, a ser evitado, porque nessas áreas o custo do projeto será sempre superior aos custos limites ( $C_{lim}$ ) definidos na equação (1), e representados pelas linhas inclinadas B'AP e C'AS.

Em compensação, qualquer ponto dentro da área QBCR corresponderá a um cenário viável economicamente, porque nessa área o custo total do projeto analisado será sempre inferior aos custos limites ( $C_{lim}$ ) definidos na equação (1), e representados pelas linhas inclinadas QB e RC.



**Figura 2: incrementos tarifários e máximo custo aceitável de capacidade instalada (em R\$ / kW) de um sistema de geração distribuída**

A figura 2, por sua vez, mostra os máximos custos de capacidade instalada, aceitáveis para o caso do sistema analisado, dentro dos respectivos cenários possíveis - devidamente expressos em R\$ por kW de potência ativa instalada.

## ANÁLISE DOS RESULTADOS

O ponto Q da figura 1 mostra que um projeto de geração distribuída de energia elétrica, com custo total máximo estimado em 0,78 R\$/kWh, se tornaria viável economicamente caso as tarifas de energia elétrica viessem a acumular um aumento real mínimo de 100 % nos próximos 25 anos. O custo de oportunidade do capital, neste cenário específico (cenário "R"), seria de 8 % ao ano.

A figura 2 complementa a informação mostrada na figura 1. O mesmo cenário Q, quando representado na figura 2 (nas coordenadas  $\Delta t_Q$  e  $C_Q$ ), indica um valor máximo aceitável de R\$ 11.700,00 por kW de potência ativa instalada para o projeto de geração distribuída, aqui tomado como exemplo, incluídos CAPEX e OPEX, e expresso a valor presente.

Enfatizando: este valor máximo, indicado acima, somente será viável e, portanto, aceitável, na hipótese de ocorrer um crescimento acumulado mínimo, de 100% no valor real das tarifas de energia elétrica no Brasil, ao longo dos próximos 25 anos, e sob um custo de oportunidade do capital de 8 % ao ano.

Por outro lado, o cenário mais conservador identificado pelo modelo corresponde ao ponto R, mostrado nas figuras 1 e 2. Neste cenário mais conservador (“R”), o custo máximo aceitável do mesmo projeto, tomado como exemplo, estaria limitado a R\$ 8.500,00 por kW de potência ativa instalada. Neste caso (isto é, no caso do cenário “R”), as tarifas de eletricidade acumulariam um aumento real de 125 % em 25 anos, e o custo de oportunidade do capital seria de 12% ao ano.

Em síntese: em todos os cenários considerados viáveis, isto é, naqueles situados dentro da área QBCR da figura 1, as tarifas de energia elétrica crescem mais de 100 % em termos reais, nos próximos 25 anos. Ou, em outras palavras, o projeto analisado aqui como exemplo somente se tornaria viável na hipótese de as tarifas de energia elétrica sofrerem um incremento real mínimo de 2,8 % por ano, consecutivamente, durante os próximos 25 anos.

Na verdade, cabe reconhecer que os valores das tarifas de energia elétrica no Brasil não têm seguido um padrão de evolução real bem definido, e estão sujeitas a oscilações de curto prazo devido às variações climáticas, e também a toda uma combinação de fatores técnicos, econômicos e políticos, cuja análise foge ao escopo do presente trabalho.

De qualquer forma, fica evidente que o máximo custo aceitável de um sistema de geração distribuída pode ser afetado pelas expectativas quanto aos futuros incrementos nos valores tarifários da energia elétrica, e o modelo proposto explicita o efeito dessas expectativas.

Finalmente, cabe lembrar que todos os custos considerados neste modelo englobam duas parcelas: uma parcela referente ao investimento (CAPEX), e uma parcela referente à operação do sistema (OPEX). A proporção de cada uma dessas parcelas na formação do custo total, por sua vez, pode variar bastante, dependendo da tecnologia de geração considerada. No caso de placas solares, por exemplo, a OPEX poderá ser da ordem de uns 10 % do custo total indicado pelo modelo. Já no caso de sistemas motogeradores a gás, a OPEX poderá representar até uns 80 % do valor do custo total.

## CONCLUSÕES

O presente trabalho propõe um método de cálculo simplificado, sintetizado nas equações (1) e (2), que poderá ser empregado como ferramenta de decisão gerencial para evidenciar os limites da viabilidade econômica de um projeto de geração distribuída de energia elétrica.

O método proposto torna evidentes as interações entre os custos particulares do projeto, os custos econômicos gerais, de oportunidade, e a evolução das tarifas do sistema público de energia elétrica, no longo prazo.

Esse método é generalizável, qualquer que seja a capacidade instalada do sistema de geração distribuída ao qual seja aplicado. Isto porque os seus resultados são obtidos na forma de custos unitários, não afetados pelo tamanho dos sistemas a que se referem.

Além disso, quaisquer possíveis efeitos devidos às economias de escala, os quais tendem a reduzir os custos dos sistemas de maior porte, serão devidamente refletidos no coeficiente de rendimento  $\eta$  da equação (2), assim como no próprio valor  $t_0$  da equação (1), correspondente à tarifa de energia elétrica disponibilizada pelo sistema público, no ano inicial da vida útil do sistema.

Em síntese, o modelo proposto pode servir como uma ferramenta de decisão gerencial, capaz de tornar mais simples e mais imediata uma análise que, na falta dessa ferramenta, se tornaria bastante laboriosa e exigiria conhecimentos muito especializados de engenharia e de matemática financeira para ser bem executada.

## **REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

1. ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa 482/2012. D.O. Abr.2012.
2. ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa 687/2015. D.O. Nov.2012.
3. CASTANHEIRA, N. P.; MACEDO, L. R. D. Matemática financeira aplicada. 2. ed. Curitiba, PR: Ibpx, 2008. 275 p.
4. EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Taxa de desconto aplicada na avaliação das alternativas de expansão. Nota Técnica DEA 27/13. Rio de Janeiro, 2013.