**Efeito no preço de empreendimentos de energia eólica no ACR   
devido ao aumento de confiabilidade da garantia física**

**(NOTA TÉCNICA – VERSÃO PRELIMINAR)**

**Prof. Alexandre Street – street@ele.puc-rio.br**

**Laboratório de Métodos de Apoio à Decisão (labMAD)**

**Departamento de Engenharia Elétrica da PUC-Rio**

**Março de 2013**

**Resumo:** O objetivo desta nota técnica é quantificar o aumento de preço que os projetos de geração de energia eólica deverão apresentar em função de um aumento no nível de confiabilidade da sua garantia física. Outros efeitos secundários também serão abordados nesta nota.

1. **INTRODUÇÃO**

Segundo a portaria ANEEL 258 de julho de 2008, o cálculo da garantia física (GF) dos empreendimentos de energia eólica é realizado com base na média da produção mensal certificada (ver última fórmula do documento referenciado em [1]). A energia certificada é determinada pelo percentil 50% (mediana), ou simplesmente P50%, da produção histórica de cada mês do ano. Assim, o certificador entrega para o empreendedor um conjunto de 12 valores, em MWmédio, de energia certificada a P50%, e a ANEEL determina que a garantia física (também em MWmédio) seja igual a

|  |  |
| --- | --- |
|  | (1) |

Onde é o número de horas de cada mês.

O critério P50% indica que em 50% dos anos do histórico utilizado, a energia produzida em um determinado mês superou o valor . Quando aumentamos o critério de confiabilidade de 50% para um valor > 50, esperamos ver uma redução da GF. Os dois gráficos que são exibidos a seguir mostram, para um parque no Nordeste do Brasil (Icaraizinho), as estimativas e para diversos valores de confiabilidade .



Fig. 1 – Percentis para cada mês e critério de confiabilidade .



Fig. 2 – para cada critério de confiabilidade .

Na figura 2, podemos notar que a GF é reduzida em 13% ao elevarmos a confiabilidade de 50% para 75%. Essa redução passa para aproximadamente 24% ao adotarmos uma confiabilidade de 90%.

O aumento na confiabilidade da GF dos parques eólicos torna o MWmédio dessas usinas mais atrativo para os consumidores e para o sistema. Suponha duas usinas eólicas, ambas com a mesma GF e 100% contratadas por disponibilidade com um mesmo consumidor. Se a usina 1 tiver sua GF calculada a P50% e a usina 2 a P75%, o consumidor deverá enxergar um maior valor associado ao contrato com a usina 2. Isso porque o contrato 2 tende a exceder seu montante em 75% do tempo e o contrato 1 em apenas 50%. Assim, o consumidor deverá obter com o contrato 2 uma receita maior e mais frequente no curto prazo que a obtida com o contrato 1. Além do benefício financeiro para os consumidores, o sistema também se beneficia com o aumento na confiabilidade da GF das eólicas. Sob um maior nível de confiabilidade, o ONS (operador) contará com um maior e mais frequente *surplus* de energia para o atendimento à demanda. Entretanto, como tudo que possui mais valor deve custar mais caro, os preços de *breakeven* de empreendimentos eólicos deverão acompanhar o aumento da confiabilidade de forma a compensar a redução de GF. Assim, existe um claro *tradeoff* entre o aumento da qualidade da energia para o sistema e o aumento do preço que poderá ser oferecido nos leilões por esses empreendimentos. Na seção seguinte, apresentamos uma análise quantitativa simples para medir o potencial impacto no preço dos empreendimentos eólicos no âmbito do ACR.

Por fim, é importante ressaltar que neste documento estamos estudando apenas uma visão individualizada da confiabilidade, onde cada parque recebe um certificado de GF que assegura a sua própria produção. No caso de um critério de confiabilidade superior a P50%, por exemplo, P75%, a confiabilidade da GF total eólica de um subsistema como um todo tende a ser superior à confiabilidade individual. E a razão disso decorre de um fato estatístico. Como os eventos de *déficit* de produção com relação a GF passam a ser menos frequentes que os de *surplus*, e como as produções dos parques não são perfeitamente correlacionadas entre si, existe uma chance de certos eventos de *déficit* serem mais que compensados por eventos de *surplus*. Assim, torna-se importante estimar os ganhos sinérgicos de confiabilidade conjunta para que seja possível contrastá-los com o aumento de custo da energia e seus consequentes impactos. Contudo, esse estudo exige um detalhado conhecimento do padrão estatístico dos parques e está além do escopo deste documento.

1. **AUMENTO DO PREÇO NO ACR**

O aumento da confiabilidade da GF de parques eólicos afeta diretamente o fluxo de caixa dos empreendedores. Como visto anteriormente, a GF de um parque é reduzida à medida que a sua confiabilidade aumenta. Assim, para manter inalterada a renda proveniente do contrato, e assim preservar a viabilidade do empreendimento, essa redução deverá ser compensada por um aumento no preço do contrato. Nesse cenário, estamos desprezando qualquer aumento de eficiência tecnológica ou financeira que os empreendedores poderiam obter para compensar essa redução. Como hipótese, vamos atribuir toda a compensação da redução na GF dos parques aos preços dos contratos. Essa justificativa é razoável e realista sob a hipótese de que o ato da alteração do nível de confiabilidade não esteja vinculado a nenhuma inovação tecnológica ou medida de incentivo governamental.

Supondo o atual nível de confiabilidade, baseado no P50%, vamos assumir que um projeto de parque eólico, de 30 MW de potência e MWmédio, demande um contrato de disponibilidade com preço igual a R$/MWh para obter o retorno exigido pelo acionista. De maneira simplificada, desprezando os termos de liquidação de *surplus* e *déficit* no curto prazo, a receita fixa anual, , do contrato deverá ser igual a 9.56 MMR$/ano. Essa renda poder ser obtida pela expressão abaixo:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (2) |

Caso o nível de confiabilidade da GF seja alterado de 50% para %, podemos estimar o novo preço de *breakeven*, , para o contrato de forma a manter a renda anual do parque inalterada. Para isso, basta substituirmos o termo por na expressão (2) e isolarmos o valor de . A expressão a seguir apresenta a forma final do novo preço de *breakeven* do parque sob um critério de confiabilidade qualquer:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (3) |

A tabela a seguir mostra, para cada nível de confiabilidade , o valor da garantia física (em MWmédio e em % da potência), a redução percentual da garantia física, o preço de *breakeven* e o aumento de preço, em R$/MWh e em %, com relação ao preço decorrente do nível de confiabilidade atual (50%).

Tabela 1 – GF e preço de contrato para *breakeven* em função do nível de confiabilidade da GF.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | **Confiabilidade da GF** | **GF (MWméd)** | **GF (%Potência)** | **Redução de GF (%)** | **CEC (R$/MWh)** | **Receita Fixa Anual (MMR$)** | **ICB para *breakeven* (R$/MWh)** | **ΔICB (R$/MWh)** | **ΔICB (%)** |
| **Atual** | 50% | 10.91 | 36.4 | 0.0% | -3.88 | 9.93 | 100.00 | 0.00 | 0.0% |
|  | 55% | 10.69 | 35.6 | 2.0% | -4.05 | 9.93 | 102.00 | 2.00 | 1.8% |
|  | 60% | 10.36 | 34.5 | 5.1% | -4.22 | 9.93 | 105.23 | 5.23 | 4.7% |
|  | 65% | 10.10 | 33.7 | 7.4% | -4.44 | 9.93 | 107.78 | 7.78 | 6.9% |
|  | 70% | 9.85 | 32.8 | 9.7% | -4.61 | 9.93 | 110.41 | 10.41 | 9.3% |
| **ABEólica** | 75% | 9.49 | 31.6 | 13.0% | -4.82 | 9.93 | 114.56 | 14.56 | 13.0% |
|  | 80% | 9.13 | 30.4 | 16.3% | -4.83 | 9.93 | 119.30 | 19.30 | 17.2% |
|  | 85% | 8.67 | 28.9 | 20.6% | -5.03 | 9.93 | 125.76 | 25.76 | 23.0% |
| **EPE** | 90% | 8.27 | 27.6 | 24.2% | -5.11 | 9.93 | 132.00 | 32.00 | 28.6% |
|  | 95% | 7.66 | 25.5 | 29.8% | -5.41 | 9.93 | 142.61 | 42.61 | 38.0% |
|  | 99% | 7.40 | 24.7 | 32.2% | -5.49 | 9.93 | 147.77 | 47.77 | 42.7% |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Critério** | **Confiabilidade da Garantia Física** | **Garantia Física** | **Garantia Física** | **Redução de GF** | **Receita Annual** | **Preço para *breakeven*** | **ΔP** | **ΔP** |
|  |  | **(MWméd)** | **(%Potência)** | **(%)** | **(MMR$)** | **(R$/MWh)** | **(R$/MWh)** | **(%)** |
| **Atual** | **50%** | **10.91** | **36.4** | **0.0%** | **9.56** | **100.00** | **0.00** | **0.0%** |
|  | 55% | 10.69 | 35.6 | 2.0% | 9.56 | 102.08 | 2.08 | 1.9% |
|  | 60% | 10.36 | 34.5 | 5.1% | 9.56 | 105.36 | 5.36 | 4.8% |
|  | 65% | 10.10 | 33.7 | 7.4% | 9.56 | 108.03 | 8.03 | 7.2% |
|  | 70% | 9.85 | 32.8 | 9.7% | 9.56 | 110.73 | 10.73 | 9.6% |
|  | **75%** | **9.49** | **31.6** | **13.0%** | **9.56** | **114.92** | **14.92** | **13.3%** |
|  | 80% | 9.13 | 30.4 | 16.3% | 9.56 | 119.49 | 19.49 | 17.4% |
|  | 85% | 8.67 | 28.9 | 20.6% | 9.56 | 125.91 | 25.91 | 23.1% |
|  | **90%** | **8.27** | **27.6** | **24.2%** | **9.56** | **131.99** | **31.99** | **28.6%** |
|  | 95% | 7.66 | 25.5 | 29.8% | 9.56 | 142.50 | 42.50 | 37.9% |

Destacamos três linhas na tabela 1. A primeira se refere ao critério atualmente utilizado, P50%. A segunda e a terceira se referem a níveis mais elevados de confiança, 75% e 90%, respectivamente. Do ponto de vista do financiador dos projetos, pode-se argumentar que faz sentido exigir que os parques sejam viáveis mesmo sob um nível de confiança alto, como o 90%. Isso porque (i) os bancos financiadores são entidades avessas a risco; (ii) não têm como atividade fim a produção de energia e, portanto, não possuem uma estratégia de proteção financeira concebida para anular o risco de baixa performance dos parques; e (iii) recebem um pagamento fixo pelo financiamento, sem participar do *upside* em caso de boa performance. Assim, o financiador estará exposto ao risco de um eventual calote, em caso de baixa performance, mas não recebe nada além em caso de boa performance. Logo, torna-se justificável uma alta exigência. Contudo, do ponto de vista econômico-energético, o nível de confiança exigido tanto pelo sistema como pelas distribuidoras pode ser inferior ao exigido pelos financiadores (por exemplo, 75%), pois tanto o sistema como as distribuidoras têm mecanismos para diluir o risco de baixa performance. No caso do operador, esse pode armazenar o excedente de geração eólica nos reservatórios para utilizar em momentos de baixa afluência. No caso das distribuidoras, as compras de eventuais déficits no curto prazo podem ser compensadas pelas venda dos excedentes.

A mudança do nível de confiabilidade da GF dos parques eólicos traz benefícios para o sistema, mas também traz um custo. Além disso, **é importante ressaltar que a competitividade dessa fonte, frente às demais concorrentes nos leilões, pode ficar bastante prejudica à medida que a confiabilidade de sua GF seja acrescida a valores de alta aversão a risco, como é o caso do P90** – exigido por bancos e instituições financiadoras. Assim, antes de uma eventual alteração, deve-se estudar o efeito composto do aumento do preço da energia eólica frente ao benefício da confiabilidade sistêmica.

A energia eólica não é a melhor fonte para ser usada como promotora da garantia de segurança do sistema. Esse papel é desempenhado de maneira muito mais eficiente por fontes controláveis (despacháveis), como térmicas e hidrelétricas com reservatórios. Assim, o uso de valores intermediários de confiabilidade para a GF das eólicas, entre P50% e P90%, pode ser justificado à medida que esta fonte tenha um papel secundário na matriz energética e que sua variabilidade possa ser energeticamente assimilada pelo sistema e pelas distribuidoras.

Está além do escopo desta nota técnica sugerir um valor para a confiabilidade da GF dos novos parques. Esta se limita apenas a evidenciar e discutir os principais efeitos decorrentes desta medida.

1. **EFEITOS SECUNDÁRIOS**

Um primeiro efeito secundário, negativo, associado a um acréscimo no nível de confiabilidade da GF dos parques eólicos é o grau de incerteza a que o percentil está sujeito. O percentil pode ser visto como uma estatística de ordem [3] e o erro amostral aumenta com o aumento do nível de confiança . Percentis associados a elevados níveis de confiança, por exemplo, 90%, dependem de eventos de baixa probabilidade de ocorrência (menor que 10%) para serem definidos. Assim, o tamanho da amostra necessário para que esses percentis estejam bem estimados, com um baixo erro amostral associado, é muito maior que o tamanho da amostra necessário para estimar precisamente quantis próximos a 50%. Como os históricos que temos são relativamente curtos – no caso do conjunto de dados utilizado nesse estudo igual a 31 anos (obtidos com um processo de reconstrução do histórico para a usina Icaraizinho – ver [4]) –, percentis altos ficam expostos a uma quantidade muito baixas de dados. De maneira simplificada, como os percentis são definidos por mês, o percentil de 90% conta com 3 dados observados abaixo do seu valor. Já o de 50% conta com uma quantidade cinco vezes maior, 15 dados.

Assim, é importante atentar para o erro amostral que pode estar sendo cometido quando o nível de confiança é elevado a valores muito altos, como é o exemplo do P90. Neste caso, a competitividade estaria sendo fortemente comprometida em troca de um ganho incerto.

Ainda no contexto da incerteza amostral, o erro amostral induzido na GF, que é a média dos percentis mensais, requer o conhecimento da probabilidade conjunta dessas estatísticas. Essa derivação não é trivial uma vez que se sabe que existe dependência temporal da produção de um período com os anteriores [2]. Assim, para levantar o intervalo de confiança da GF, torna-se necessário um modelo que caracterize a dinâmica das probabilidades mensais. Em [2] um modelo de série temporal é proposto e pode ser usado para calcular o intervalo de confiança das GF’s sob uma confiabilidade qualquer através de simulação.

Um segundo fato relevante para ser considerado na análise de impactos de uma eventual mudança de nível de confiabilidade é a necessidade de ajustes nos contratos de disponibilidade e de energia de reserva para as eólicas. Algumas regras, como a revisão do montante de contrato com base na performance média do ultimo quadriênio seria inconsistente com um percentil superior a 50%. Além disso, eventuais sobras de liquidações no curto-prazo, dificilmente seriam consideradas por investidores para abaixar o preço encontrado na Tabela 1 (inclusive, considerar esse surplus vai contra o conceito de um contrato de disponibilidade). Assim, possivelmente o preço aumentaria como se o surplus não fosse ocorrer, mas esse não seria alocado ao consumidor.

**REFERÊNCIAS**

1. PORTARIA No. 258, DE 28 DE JULHO DE 2008. Disponível on-line em: http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2008258mme.pdf
2. B. Fanzeres, A. Street, D. Lima, A. Veiga, L. Freire, and B. Amaral, “Fostering Wind Power Penetration into the Brazilian Forward-Contract Market,” *IEEE Power Engineering Society General Meeting 2012*, San Diego, California, USA.
3. G. Casella and R. Berger, “Statistical inference.” ISBN 0-534-24312-6, Duxbury, CA, USA, 2002.
4. A. Street e integrantes do L-MAD, “RISK ASSESSMENT FOR WIND POWER STRATEGIC TRADING IN THE BRAZILIAN CONTRACT MARKET.” Wind Forum Brazil 2013, São Paulo, Brasil, Fev. 2013. Disponível em: www.ele.puc-rio.br/~street, link energia.