



**GRUPO – VII**

**GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS – GPL**

**AValiação Probabilística da Fonte Eólica da Região Nordeste  
e seu Impacto na Transmissão**

**Alonso José Torres de Lima Silva (\*)**  
**Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS**

**João Guilherme de Carvalho Costa**  
**Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI**

**RESUMO**

Este trabalho apresenta uma metodologia para a avaliação probabilística do desempenho de parques eólicos, que permite avaliar o nível de confiabilidade da fonte eólica em um sistema elétrico, e analisar o seu comportamento frente à inclusão de novos empreendimentos. A metodologia proposta, baseada em Simulação Monte Carlo não sequencial, é implementada em um programa computacional e aplicada à análise do sistema de geração eólica da Região Nordeste. Avalia-se ainda o impacto das subestações de conexão ao sistema de transmissão sobre os índices de confiabilidade da geração eólica, o que permite determinar a viabilidade econômica da expansão de suas capacidades de transformação.

**PALAVRAS-CHAVE**

Confiabilidade, energia eólica, simulação Monte Carlo.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

O processo de integração de fontes eólicas às redes elétricas de forma comercial começou na Europa e nos Estados Unidos, que hoje contam com um mercado maduro. Outros países, a exemplo do Brasil, adotaram uma política para estas fontes mais tardiamente. O caso brasileiro teve início em 1992 com a operação comercial do primeiro aerogerador instalado no país, no arquipélago de Fernando de Noronha. Entretanto, apenas após a crise energética de 2001 houve um incentivo para a contratação de empreendimentos de geração eólica, através do Programa Emergencial de Energia Eólica – PROEÓLICA, posteriormente substituído pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, que se apresentou como um vetor de extrema importância para o desenvolvimento da indústria eólica no país.

Atualmente, o Brasil vem apresentando uma posição mais consolidada e deve manter um ritmo forte de integração de novos parques eólicos devido aos recentes leilões de energia [1] do A-3 e do A-5, com prazos de entrada em operação, respectivamente, de 3 ou 5 anos após a assinatura do contrato. Novas “fronteiras eólicas” estão sendo exploradas no país, incluindo os estados do Piauí e Pernambuco no grupo dos maiores geradores, ao lado dos, já tradicionais, Rio Grande do Norte, Ceará, Bahia e Rio Grande do Sul.

A maior concentração da geração eólica no Nordeste tem provocado alterações no perfil elétrico da região, com tal fonte apresentado grande participação no atendimento à demanda. Os leilões já realizados apontam que em 2020, a potência eólica instalada do Nordeste será maior que a de qualquer outra fonte. Deste modo, torna-se necessário realizar avaliações que permitam determinar o quão confiável é a geração eólica. A análise de confiabilidade de um sistema de geração consiste na avaliação de sua adequação ao atendimento à demanda. Para tal, é necessário utilizar modelos [2] para o comportamento da geração e demanda, observando seu perfil diário e sazonal. Para calcular índices de desempenho [3], é necessário conhecer as séries de ventos em todos os parques eólicos, e levar em consideração as saídas forçadas [4] dos aerogeradores e transformadores de conexão.

A metodologia de avaliação de confiabilidade proposta neste trabalho utiliza simulação Monte Carlo não sequencial [5] para selecionar os estados operativos dos geradores e transformadores de conexão, as velocidades de ventos e a carga do sistema. O algoritmo, desenvolvido em MATLAB, é aplicado ao sistema eólico do Nordeste.

## 2.0 - ANÁLISES COMPARATIVAS BASEADAS NO HISTÓRICO DA OPERAÇÃO

Historicamente, a fonte hidráulica foi escolhida como base para o desenvolvimento da matriz elétrica brasileira, e até hoje é a modalidade que detém a maior participação no atendimento à demanda. Por esta razão, as análises apresentadas a seguir consideram a geração hidráulica como referência para comparação com a energia eólica. Os dados utilizados são oriundos do histórico da operação [6], armazenado no programa PI [7] utilizado pelo ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, tendo sido obtidos em tempo real. Dessa forma, são consideradas todas as ocorrências do SIN – Sistema Interligado Nacional, tais como contingências de linhas, restrições de transmissão e geração por quaisquer razões.

### 2.1 Geração Eólica x Geração Hidráulica

Com a inserção de novas fontes na matriz energética brasileira, a geração hidráulica tem tido sua participação reduzida gradativamente. Riscos associados a este tipo de geração devem ser considerados, tais como a seca enfrentada pela Região Nordeste nos últimos 6 anos, que tem implicado sucessivas reduções na vazão do Rio São Francisco (principal bacia da região) e, conseqüentemente, limitando a disponibilidade dessa geração. Da mesma forma, riscos associados à geração eólica devem ser considerados, entre eles, a intermitência e a imprevisibilidade do vento, que afetam diretamente a capacidade das usinas eólicas.

#### 2.1.1 Comparação em Base Anual

No Nordeste, a geração hidráulica ainda apresenta uma potência instalada superior à eólica. Entretanto, sua participação vem se reduzindo em função da seca e da inserção cada vez maior de geração eólica. A Figura 1 apresenta o comportamento destas duas gerações ao longo do ano de 2015. Observa-se uma aproximação da curva de geração eólica no patamar da geração hidráulica no segundo semestre. Este fato não reflete apenas a maior disponibilidade de ventos nesse período, mas também, a entrada de novos empreendimentos de geração eólica ao longo do ano. Em 2015, a energia eólica injetada no sistema foi 62,49% do total de energia hidráulica, enquanto em 2014 este patamar foi de 26,36%.

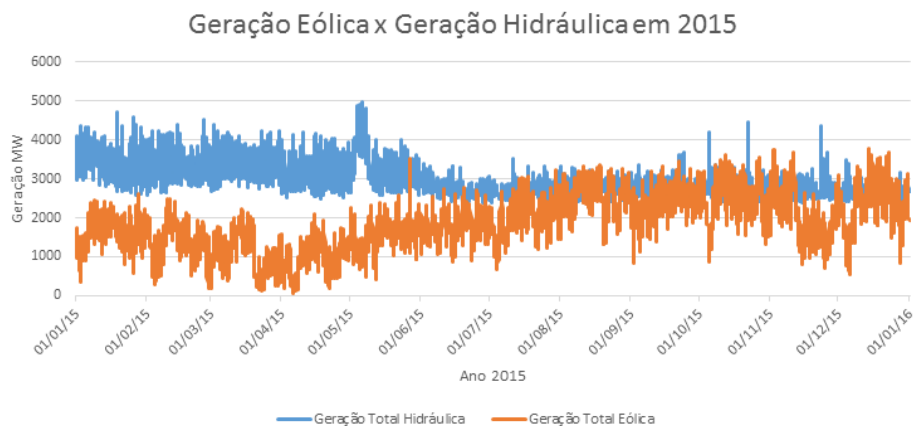


Figura 1 – Histórico das gerações eólica e hidráulica do Nordeste no ano de 2015.

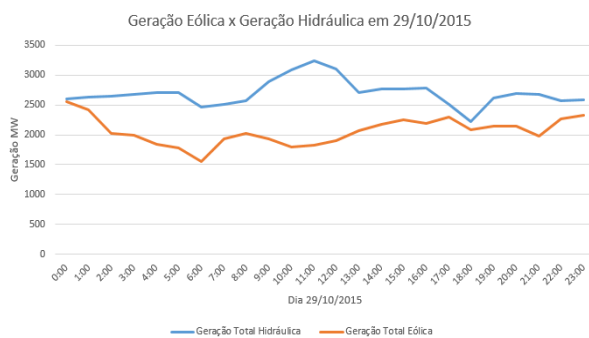


Figura 2 – Geração em 29/10/2015.

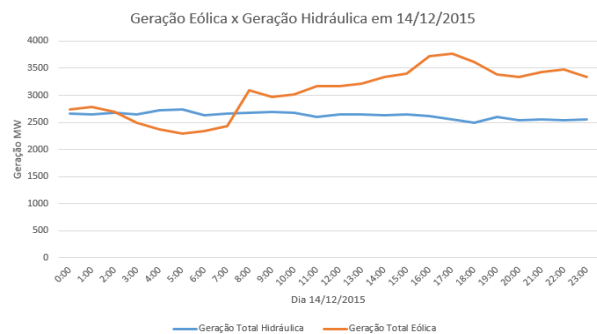


Figura 3 – Geração em 14/12/2015.

### 2.1.2 Comparação em Base Diária

Por ser intermitente e pouco previsível, a geração eólica apresenta variações diárias maiores que a hidráulica. As Figuras 2 e 3 apresentam os valores de potência gerada ao longo de dois dias em 2015. Observa-se que no dia 14/12/2015, a geração eólica foi superior à geração hidráulica a partir das 08h00, tendo superado 3500 MW de geração no período da tarde. Já no dia 29/10/2015, a geração hidráulica se apresentou superior ao longo de todo o dia. O formato das curvas também expressa um uso das fontes hidráulicas na modulação da carga, uma vez que as demais fontes de atendimento à demanda podem se apresentar menos flexíveis.

## 2.2 Geração Eólica x Demanda

### 2.2.1 Comparação em Base Anual

Esta comparação permite uma observação quanto à característica de “energia firme” da fonte eólica. No caso do Nordeste, apesar de todo o montante de energia eólica já inserida, percebe-se uma participação que se aproxima daquelas que ocorrem em países como Espanha e Alemanha. A Figura 4 mostra uma participação média da fonte eólica no atendimento a 18,93% da demanda da região Nordeste. No ano de 2014, a energia eólica respondeu por apenas 9,45% do atendimento à demanda, ou seja, a participação da eólica no atendimento à demanda dobrou de um ano para o outro.

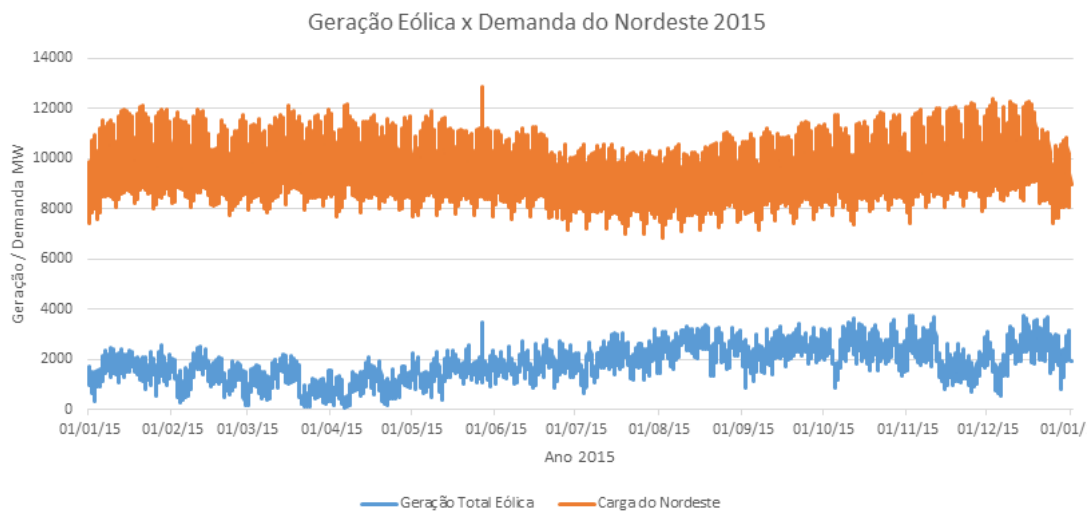


Figura 4 – Geração eólica e demanda do Nordeste em 2015.

### 2.2.2 Comparação em Base Diária

Quando se analisa estas grandezas em base diária, busca-se perceber se a fonte eólica apresenta características de ser ou não uma boa fonte de potência. Observa-se na Figura 5 que, quando houve um aumento da demanda da região, no dia 06/05/2015, a partir das 7:00 h, houve uma queda na geração eólica. Já no dia 14/10/2015, na Figura 6, no momento em que houve um crescimento na curva de demanda, a fonte eólica apresentou também um crescimento em sua geração, entretanto com gradiente menor, i.e., apesar de crescer, não houve um acompanhamento da variação desta geração compatível com a variação da demanda.

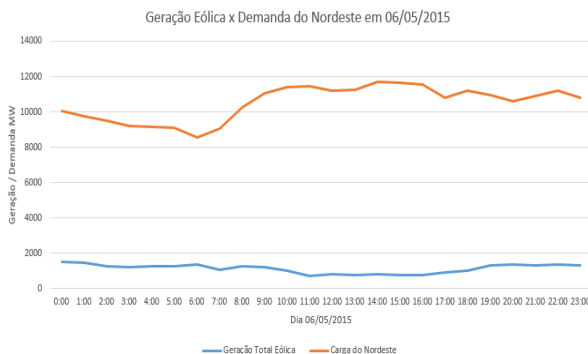


Figura 5 – Geração eólica e carga em 06/05/2015.

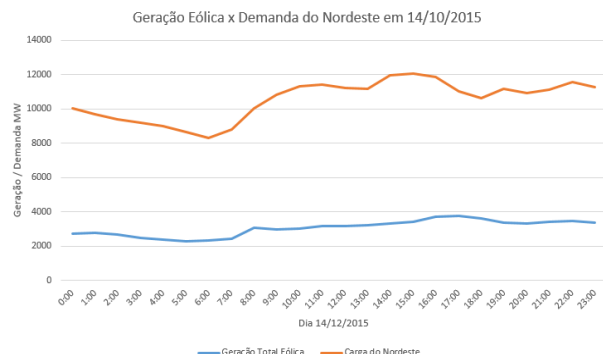


Figura 6 – Geração eólica e carga em 14/10/2015.

As características mostram que a geração eólica é uma ótima fonte de energia, mas não pode ser considerada uma boa fonte de potência, pois não é possível realizar seu despacho, no sentido de aumentar sua geração a qualquer momento de necessidade, uma vez que esta depende da disponibilidade do vento.

### 3.0 - METODOLOGIA PROPOSTA

A metodologia proposta neste trabalho aplica a simulação Monte Carlo não sequencial [5], [8] para fazer a seleção dos estados operativos dos geradores, definir as velocidades dos ventos e o valor da carga a serem analisados a cada condição amostrada para o sistema. Os objetivos principais são o cálculo de índices de desempenho previstos do parque eólico e a avaliação de sua contribuição para o suprimento da demanda.

#### 3.1 Índices de Desempenho

Os índices descritos a seguir [3] podem ser utilizados pela empresa geradora na avaliação do desempenho das suas usinas eólicas. São eles:

- *IWP (Installed Wind Power)*: Corresponde à potência total instalada na usina ou parque eólico, em MW ou GW, sendo calculada como a soma das potências nominais de todos os aerogeradores;
- *IWE (Installed Wind Energy)*: É a máxima energia que poderia ser gerada no parque eólico no período de um ano. Corresponde o produto do índice IWP por 8760 horas, sendo expresso em MWh ou GWh;
- *EAW (Expected Available Wind Energy)*: É o valor esperado da energia contida no vento (em MWh ou GWh), que seria fornecida ao sistema em um ano, se os aerogeradores fossem 100% confiáveis;
- *EGWE (Expected Generated Wind Energy)*: Corresponde ao valor esperado da energia produzida em um ano (em MWh ou GWh), levando em conta a variabilidade do vento e as saídas forçadas dos aerogeradores;
- *WGAF (Wind Generation Availability Factor)*: O fator de disponibilidade relaciona o valor esperado de energia produzida (EGWE) e a máxima energia que poderia ser produzida (IWE) no mesmo ano.

Além dos índices acima, pode-se comparar o EGWE à energia demandada, para se calcular o fator de participação da geração eólica (FPE) no atendimento à carga.

#### 3.2 Modelo dos Geradores

Os aerogeradores são representados por um modelo de dois estados, i.e., disponível (UP) e falha (DOWN), como mostra a Figura 7, onde as taxas de falha ( $\lambda$ ) e reparo ( $\mu$ ) são admitidas conhecidas. De acordo com a teoria de processos estocásticos [5], [8], a disponibilidade ( $P_G$ ) e a indisponibilidade ( $Q_G$ ) de um aerogerador podem ser calculadas por:

$$P_G = \frac{\mu}{\mu + \lambda} \quad \text{e} \quad Q_G = \frac{\lambda}{\mu + \lambda} \quad (1)$$

O cálculo das taxas exige o uso de dados históricos dos agentes proprietários dos parques eólicos, visando reproduzir os fatores que afetam a disponibilidade dos geradores, como manutenção, regime de operação, etc.

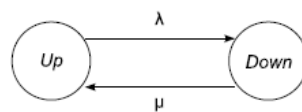


Figura 7 – Modelo de dois estados para um aerogerador.

#### 3.3 Modelo dos Transformadores de Conexão

Os transformadores de conexão também são incluídos na análise de confiabilidade, pois suas falhas e limitações de capacidade impactam diretamente o aproveitamento da energia produzida pelos parques eólicos. Esse tipo de equipamento é representado por um modelo de dois estados, similar ao adotado para o aerogerador.

#### 3.4 Modelo da Demanda e Séries de Ventos

Na simulação Monte Carlo não sequencial, a carga e o vento podem ser representados em um modelo de Markov não agregado [3] com 8760 estados, como ilustrado na Figura 8. Nesse modelo, os estados têm duração média de uma hora e caracterizam a carga do sistema e a velocidade do vento em cada parque eólico, a cada hora do ano considerado. O cálculo da potência gerada em cada estado é feito com base no número de aerogeradores disponíveis (que é aleatório, pois depende do estado sorteado para cada aerogerador em função de sua indisponibilidade) e da velocidade do vento.

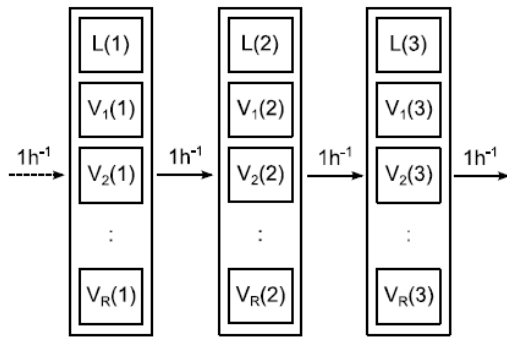


Figura 8 – Modelo para carga e ventos.

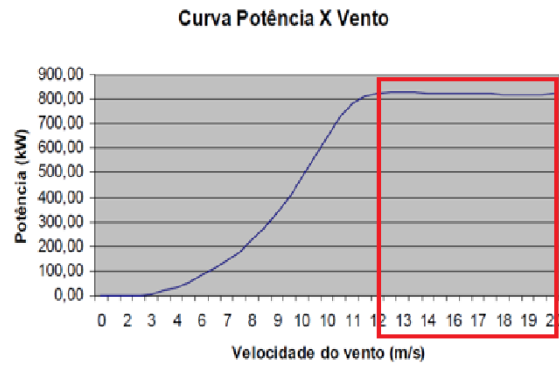


Figura 9 – Curva potência x vento.

A Figura 9 apresenta a curva potência x vento de um aerogerador típico, informada pelo fabricante. Observe que a geração ocorre a partir de uma determinada velocidade mínima de vento, conhecida como velocidade de *cut in*, e se anula quando ocorrem ventos superiores à chamada velocidade de *cut off*, quando o aerogerador é desligado para preservar sua integridade física frente a ventos muito fortes.

### 3.5 Estimativa de Séries de Ventos

Em face da impossibilidade do uso dos dados de velocidade de vento enviados ao ONS, já que algumas medições possuíam dados “congelados”, além de ter ocorrido a entrada em operação de outros parques ao longo do período de elaboração deste trabalho, foi necessário desenvolver uma metodologia para estimar as velocidades de vento em cada parque eólico. Com este propósito, foi preparado um programa em MATLAB, que, a partir dos valores de potência gerada em cada parque (disponíveis com boa qualidade no banco de dados do ONS) e da curva potência x vento de seus aerogeradores, produz a série de vento estimada para o mesmo no período correspondente. Trata-se de um processo “inverso” ao usual, i.e., parte-se da potência produzida em cada aerogerador e se determina a velocidade de vento que seria necessária para produzi-la.

Para validar o método proposto, o programa foi aplicado inicialmente a um parque eólico em que as medições de velocidade de vento e os correspondentes valores de potência gerada estavam disponíveis com boa qualidade. As Figuras 10 e 11 ilustram as velocidades medidas e as estimadas para dois dias do período considerado, que se estende de 01/01/2014 a 31/12/2015. Nota-se que as estimativas tendem a “acompanhar” as medições. As maiores diferenças são observadas das 13 às 17 horas de 10/10/2014, na Figura 10. Esse maior afastamento é explicado pela forma constante da curva potência x vento ao se atingir a potência nominal. A área destacada em vermelho na Figura 9 apresenta a região de velocidade em que a potência gerada não varia com a velocidade do vento, o que impossibilita determinar com exatidão a velocidade correspondente à potência nominal. Em situações como essa, o programa admite sempre a menor velocidade capaz de gerar a referida potência nominal. Por isso, os valores de velocidade estimados estão sempre limitados à velocidade nominal. Entretanto, tal limitação não influencia a utilização deste processo, pois o essencial é conhecer a potência que pode ser extraída do vento. Considerando-se todo o período de análise, a diferença média entre as velocidades estimadas e as velocidades medidas neste parque eólico é de aproximadamente 5%.

Outra vantagem do uso de velocidades estimadas está na possibilidade de aproveitamento das velocidades por parques eólicos novos, para os quais ainda não existe histórico de potência gerada. As velocidades estimadas para parques mais antigos poderiam ser aproveitadas por outros que venham a se instalar em regiões próximas.

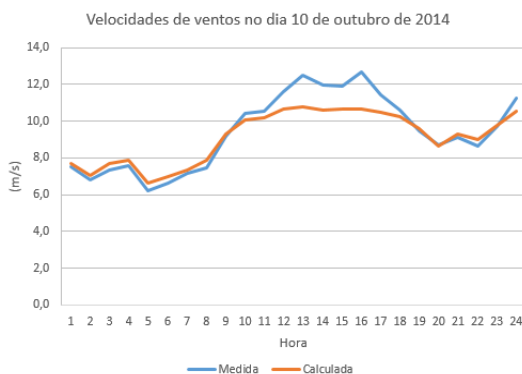


Figura 10 – Velocidades em 10/10/2014.

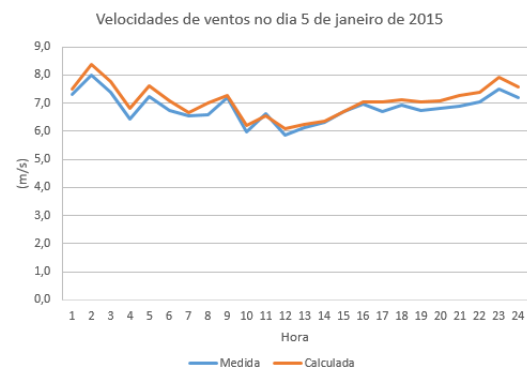


Figura 11 – Velocidades em 05/01/2015.

### 3.6 Algoritmo

O algoritmo proposto neste trabalho pode ser resumido nos seguintes passos:

- 1) Fazer o número de simulações  $N_s = 0$ ;
- 2) Fazer  $N_s = N_s + 1$ ;
- 3) Sortear os estados dos aerogeradores e transformadores de conexão de acordo com suas indisponibilidades;
- 4) Sortear uma hora entre 1 e 8760, definindo assim a carga do sistema associada a esta hora;
- 5) Sortear a série de ventos e definir a velocidade do vento em cada parque na hora sorteada no Passo 3;
- 6) Avaliar a potência gerada pelos parques eólicos na condição amostrada;
- 7) Avaliar a potência injetada na rede levando em conta os transformadores. Para isso: a) Se a potência gerada no parque for menor ou igual à potência de transformação disponível, a potência injetada será a própria potência gerada; b) Caso contrário, a potência injetada será igual à potência de transformação;
- 8) Atualizar as estimativas dos índices de desempenho;
- 9) Verificar a convergência da simulação: a) Se for atingida, deve-se parar o processo e calcular os índices de desempenho; b) Caso contrário, deve-se retornar ao Passo 2.

A convergência da simulação Monte Carlo é verificada pelo coeficiente de variação [8], que corresponde à relação entre o desvio-padrão da média amostral do índice monitorado e seu valor esperado, geralmente expresso em termos percentuais. No programa utilizado na realização deste trabalho, monitora-se o índice EGWE.

## 4.0 - RESULTADOS OBTIDOS

O parque de geração estudado corresponde à configuração do sistema Nordeste no fim de 2015, formado por 164 usinas, que totalizam 3014 aerogeradores, divididos em 16 classes de potência. São consideradas duas séries de vento anuais, estimadas em função dos valores de potência eólica produzida ao longo de 2014 e 2015.

### 4.1 Análise Inicial

Com a aplicação do programa resultaram: IWP = 5652,63 MW, IWE = 49.517,04 GWh/ano e EAWE = 24.475,69 GWh/ano. Para o cálculo da EGWE, WGAF e FPE, devem-se conhecer as indisponibilidades dos aerogeradores.

Tabela 1 – Efeito das Indisponibilidades dos Aerogeradores

Caso	Indisponibilidade	EGWE (GWh/ano)	WGAF	FPE
A	0,000	24.475,69	0,4943	29,10%
B	0,015	24.108,80	0,4869	28,66%
C	0,030	23.741,56	0,4795	28,23%
D	0,050	23.251,72	0,4696	27,64%
E	0,060	23.006,95	0,4646	27,35%

A Tabela 1 mostra a influência da indisponibilidade dos aerogeradores sobre os índices. Como esperado, a piora da confiabilidade dos geradores reduz o desempenho do sistema. No Caso C, por exemplo, o valor esperado de energia gerada é 23.741,56 MWh/ano, o que equivale 28,23% da energia consumida na Região Nordeste em 2015.

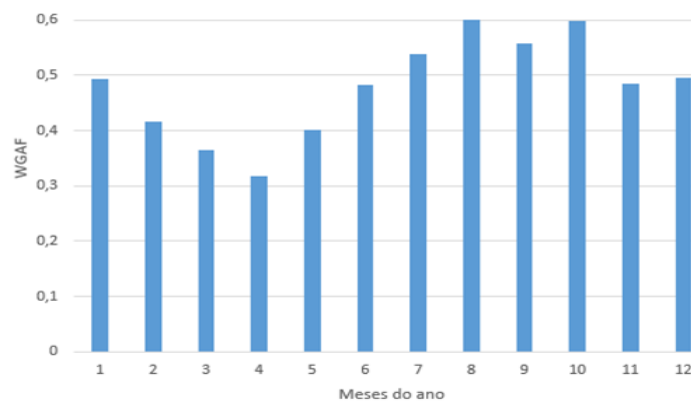


Figura 12 – Índice WGAF calculado mês a mês para o Caso C.

A Figura 12 ilustra, também para o Caso C, os valores de WGAF para cada mês, explicitando os períodos mais e menos favoráveis à geração eólica em decorrência do vento. O período de maior incidência de ventos no Nordeste como um todo é o segundo semestre, quando se atinge aproximadamente 60% (i.e., WGAF = 0,6) da energia máxima que poderia ser produzida pelos parques eólicos. Contudo, este perfil pode se modificar à medida que outros parques venham a se instalar em novas “fronteiras energéticas” da região, como o sertão do Piauí, Ceará e Pernambuco, que podem apresentar regimes de vento diferentes ao longo do ano.

#### 4.2 Efeito dos Transformadores de Conexão

A análise anterior considerou a variação das velocidades dos ventos e as saídas forçadas dos aerogeradores. Uma análise mais aprofundada exige a consideração, não apenas do comportamento do vento e dos geradores, mas também das características dos transformadores de conexão, responsáveis pelo escoamento da energia produzida para o sistema de transmissão. A configuração dos parques eólicos varia de acordo com a filosofia de operação e a concepção de cada empreendimento. Para analisar a capacidade de transformação em relação à geração, os 164 parques foram agrupados em “conjuntos eólicos” de acordo com suas conexões aos transformadores elevadores que viabilizam a injeção de sua potência no SIN. A modelagem resultou na criação de 60 conjuntos.

Representando o efeito dos transformadores, obtêm-se os resultados da Figura 13, que reproduz parte do relatório de saída do programa computacional. Os índices EGWE\_T, WAGF\_T e FPE\_T consideram, além da flutuação dos ventos e as falhas dos geradores, as falhas e limitações dos transformadores de conexão. A indisponibilidade dos aerogeradores foi admitida em 0,05 e a dos transformadores como 0,0082 (i.e., 3 dias por ano). Como esperado, as falhas e limitações dos transformadores provocam a piora dos índices, pois: (i) em alguns casos, a saída forçada de um transformador impossibilita ou reduz a injeção de potência de um conjunto eólico, e; (ii) em outros casos, mesmo que não haja falha de transformador, a potência total produzida pelo conjunto pode superar a capacidade de transformação, de modo que algumas unidades geradoras tenham que ser desligadas para evitar a sobrecarga do transformador, podendo resultar em um “desperdício de energia eólica”.

Índices Mensais							
Mês	EGWE GWh	EGWE_T GWh	WAGF	WAGF_T	FPE	FPE_T	
1	1996.09	1966.31	0.4837	0.4765	0.2730	0.2689	
2	1684.57	1667.81	0.4082	0.4042	0.2362	0.2339	
3	1476.70	1465.83	0.3579	0.3552	0.2087	0.2072	
4	1283.58	1276.05	0.3111	0.3092	0.1777	0.1767	
5	1619.17	1610.92	0.3924	0.3904	0.2360	0.2348	
6	1951.55	1932.96	0.4729	0.4684	0.2898	0.2870	
7	2174.92	2143.49	0.5271	0.5195	0.3236	0.3189	
8	2426.30	2383.55	0.5880	0.5776	0.3636	0.3572	
9	2255.72	2214.62	0.5467	0.5367	0.3266	0.3207	
10	2420.73	2377.71	0.5866	0.5762	0.3344	0.3284	
11	1960.76	1932.03	0.4752	0.4682	0.2748	0.2708	
12	2001.61	1970.87	0.4851	0.4776	0.2819	0.2776	

Figura 13 – Índices mensais considerando o efeito dos transformadores.

Ao longo da simulação é possível monitorar a ocorrência de desperdícios de energia eólica. Para isso, a cada condição amostrada para o sistema, i.e., velocidades dos ventos, estados dos aerogeradores, estados dos transformadores e demanda, pode-se verificar se em algum conjunto eólico houve limitação da potência injetada na rede por insuficiência na capacidade de transformação. Assim, é possível determinar dois novos índices: (i) risco de desperdício, i.e., a probabilidade da potência eólica injetada ser menor que a disponível para geração, e; (ii) valor esperado da potência eólica desperdiçada, que representa o valor médio da potência que deixou de ser injetada na rede devido à limitação imposta pela capacidade de transformação.

Estatísticas dos Conjuntos Eólicos							
Conj	G Inst MW	Cap Transf MVA	Valores Médios de Potência				Risco Desperd
			Gerada MW	Injetada MW	Desperdiçada MW		
1	50.40	60.00	21.93	21.75	0.18	0.008125	
2	84.15	160.00	45.77	45.77	0.00	0.000525	
3	38.40	66.00	25.27	25.25	0.02	0.005638	
4	117.60	200.00	64.22	64.21	0.02	0.002625	
5	167.64	200.00	91.19	90.97	0.22	0.008887	
6	160.00	200.00	103.64	103.27	0.37	0.010550	

Figura 14 – Dados e resultados de alguns conjuntos eólicos.

A Figura 14 reproduz parte do relatório de saída do programa, onde se observam os dados e os resultados dos 6 primeiros conjuntos do sistema. No Conjunto 1, por exemplo, há 50,40 MW de geração instalada e uma capacidade de transformação de 60 MVA. Neste conjunto, a simulação indica um risco de desperdício de 0,008125, que reflete (dentro da margem de erro estatístico) a indisponibilidade do seu único transformador de conexão. Contudo, no sistema eólico do Nordeste existem conjuntos com mais de um transformador, e ainda, aqueles em que a geração total instalada é superior à capacidade de transformação. Em um conjunto (não mostrado na Tabela 14), tem-se uma geração instalada de 163,80 MW e uma capacidade de transformação de 87,50 MVA. Nesse conjunto, o risco de desperdício é de 0,533432 e a potência média desperdiçada atinge 21,83 MW.

#### 4.3 Melhora dos Índices

De todos os parques eólicos analisados, alguns casos foram identificados como críticos por apresentarem valores elevados de risco e potência desperdiçada. Para o caso comentado acima, foi feita uma nova simulação, considerando a ampliação da capacidade de transformação dos atuais 87,50 MVA para 175 MVA, com a instalação de um novo transformador de conexão. A Tabela 2 apresenta os resultados obtidos.

Tabela 2 – Efeito das Indisponibilidades dos Aero geradores

G. Instalada (MW)	Transformadores	Valor médio de potência (MW)			Risco de desperdício
		Gerada	Injetada	Desperdiçada	
163,80	1 x 87,50 MVA	87,72	65,90	21,83	0,533478
	2 x 87,50 MVA	87,87	87,54	0,33	0,008388

Observa-se agora que o risco de desperdício neste conjunto é praticamente nulo e com isso, os valores médios de potência gerada e injetada são quase os mesmos. Utilizando o valor médio da energia em R\$ 150,00 por MWh e um valor médio de instalação da transformação em R\$ 53.370,00 por MVA [9], o que para um transformador de 87,5 MVA resulta em um investimento de R\$ 4.669.875,00, estima-se que o valor da energia desperdiçada seja suficiente para pagar os investimentos da instalação do novo transformador em apenas 2 meses.

#### 5.0 - CONCLUSÃO

A energia eólica já marca a sua presença na matriz elétrica do Nordeste. Apesar do conhecimento das principais características, vantagens e desvantagens dessa geração, muitos estudos e desenvolvimentos ainda precisam ser realizados para possibilitar um maior entendimento sobre essa fonte.

Este trabalho mostrou que a imprevisibilidade do vento é menos impactante no longo prazo, permitindo considerar este tipo de geração como uma importante fonte de energia. Abordou-se ainda a necessidade de dar atenção, não apenas à inserção de novos parques eólicos, mas também à ampliação da capacidade de transformação, uma vez que esta exerce impacto direto no desempenho do sistema.

Os programas desenvolvidos para estimativa de séries de vento e análise de desempenho forneceram resultados consistentes com os valores obtidos na operação em tempo real do SIN, e podem ser adaptados às alterações na sua configuração, com a expansão do parque gerador e a ampliação da capacidade ou a reconexão do sistema de transformação. Essas ferramentas são úteis nos estudos para a avaliação do desempenho do sistema de geração eólica e sua transformação em cenários futuros.

#### 6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Agência Nacional de Energia Elétrica, "Resumo dos Resultados dos Leilões de Geração no ACR de 2005 a 2016", em <http://www.aneel.gov.br/resultados-de-leiloes>.
- [2] A.M. Leite da Silva, L.A.F. Manso, J.C.O. Mello, R. Billinton "Pseudo-Chronological Simulation for Composite Reliability Analysis with Time Varying Loads", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 1, pp. 73-80, February 2000.
- [3] R. Allan, R. Billinton, "Probabilistic Assessment of Power Systems", Proceedings of the IEEE, Vol. 88, No. 2, February 2000.
- [4] R. Billinton, R.N. Allan, "Reliability Evaluation of Power Systems", Plenum Press, New York, 1996.
- [5] R. Billinton, R.N. Allan, "Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques", Second Edition, Plenum Press, New York 1992.
- [6] ONS, "Histórico da Operação", em [http://www.ons.org.br/historico/geracao\\_energia.aspx](http://www.ons.org.br/historico/geracao_energia.aspx).
- [7] OSISOFT, "PI System", em <http://www.osisoft.com/pi-system/>.
- [8] R.Y. Rubinstein, D.P. Kroese, "Simulation and the Monte Carlo Methods" (2<sup>nd</sup> Edition.). NY: John Wiley and Sons, 2008.
- [9] Eletrobrás, "Referências de Custos TLs e SEs de AT e EAT", Agosto 2007.



## 7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



**Alonso José Torres de Lima Silva** – Graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) em 2008 e cursou Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (CESE) em 2013 na Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI). Ingressou no ONS em 2009, onde atua no Centro de Operação do Regional Nordeste (COSR-NE). Atualmente é aluno regular do curso de Mestrado em Engenharia Elétrica da UNIFEI.



**João Guilherme de Carvalho Costa** – Possui graduação, mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), em 1998, 2000 e 2003, respectivamente. Iniciou na carreira docente em 2004 e atualmente é professor associado na UNIFEI. É membro do Grupo de Engenharia de Sistemas (GESis) e do Colegiado do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Campus de Itajubá.