

Série
RECURSOS ENERGÉTICOS

NOTA TÉCNICA DEA 15/13

Acompanhamento de Medições Anemométricas - AMA:
**Caracterização do Recurso Eólico e
Resultados Preliminares de sua
Aplicação no Sistema Elétrico**

Rio de Janeiro
Agosto de 2013

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “double sided”)



GOVERNO FEDERAL
Ministério de Minas e Energia

Ministro

Edison Lobão

Secretário Executivo

Márcio Pereira Zimmermann

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Altino Ventura Filho



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente

Maurício Tiomno Tolmasquim

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Amílcar Guerreiro

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

José Carlos de Miranda Farias

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível

Elson Ronaldo Nunes

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

Coordenação Geral

Maurício Tiomno Tolmasquim

Amílcar Guerreiro

Coordenação Executiva

Juarez C. Lopes

Equipe Técnica

Flávio Rosa

Gustavo Haydt

Sérgio Henrique Cunha

Claudia Bento (Tecnologia da Informação)

Igor Tupinambá (Estagiário)

URL: <http://www.epe.gov.br>

Sede

SCN – Quadra 1 – Bloco C – nº 85 – Salas 1712/1714

Edifício Brasília Trade Center

70711-902- Brasília – DF

Escritório Central

Av. Rio Branco, nº 1 – 11º andar

Edifício RB1

20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

Rio de Janeiro

Agosto de 2013

Série
RECURSOS ENERGÉTICOS

NOTA TÉCNICA DEA 15/13

Acompanhamento de Medições

Anemométricas - AMA:

**Caracterização do Recurso
Eólico e Resultados
Preliminares de sua Aplicação
no Sistema Elétrico**

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “double sided”)

Acompanhamento de Medições Anemométricas - AMA:
**Caracterização do Recurso Eólico e Resultados Preliminares de sua
Aplicação no Sistema Elétrico**

Conteúdo

LISTA DE SIGLAS	3
LISTA DE TABELAS	3
LISTA DE FIGURAS	3
LISTA DE GRÁFICOS	4
APRESENTAÇÃO	5
1. INTRODUÇÃO	6
2. CRITÉRIOS E BASES DE CÁLCULO	7
3. LITORAL NORDESTE	9
3.1 CARACTERÍSTICAS GERAIS	9
3.2 CICLO DIÁRIO	10
3.3 PERFIL VERTICAL	10
3.4 INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA	12
3.5 DIREÇÃO	12
4. BAHIA	14
4.1 CARACTERÍSTICAS GERAIS	14
4.2 CICLO DIÁRIO	15
4.3 PERFIL VERTICAL	15
4.4 INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA	17
4.5 DIREÇÃO	17

5. RIO GRANDE DO SUL	19
5.1 CARACTERÍSTICAS GERAIS	19
5.2 CICLO DIÁRIO	20
5.3 PERFIL VERTICAL	21
5.4 TURBULÊNCIA	21
5.5 DIREÇÃO	21
6. ÍNDICES DE POTÊNCIA E DE GERAÇÃO	23
6.1 ÍNDICE DE POTÊNCIA	23
6.2 ÍNDICE DE GERAÇÃO	25
7. FATORES DE CAPACIDADE	28
8. ÍNDICES DE CONFIABILIDADE E <i>CAPACITY CREDIT</i>	32
8.1 ÍNDICES DE CONFIABILIDADE E POTÊNCIA GARANTIDA	32
8.2 CÁLCULO DO INDICADOR <i>CAPACITY CREDIT</i>	35
9. PRODUÇÃO ESTIMADA DOS PARQUES EM INSTALAÇÃO	37
10. CONCLUSÕES	41

LISTA DE SIGLAS

AMA	Acompanhamento de Medições Anemométricas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
EENS	<i>Expected Energy not Supplied</i>
EPNS	<i>Expected Power not Supplied</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IWET	<i>Ingenieur-Werkstatt Energietechnik</i>
LEN A-3	Leilão de energia nova com antecipação de 3 anos
LER	Leilão de energia de reserva
LFA	Leilão de fontes alternativas
LOLD	<i>Loss of Load Duration</i>
LOLF	<i>Loss of Load Frequency</i>
LOLP	<i>Loss of Load Probability</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
MTBF	<i>Mean Time Between Failures</i>
PG	Potência garantida
SIN	Sistema Interligado Nacional
UTE	Usina termoeleétrica

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Registros históricos do litoral Nordeste
Tabela 2 - Registros históricos no estado da Bahia
Tabela 3 - Registros históricos no estado do Rio Grande do Sul
Tabela 4 - Fatores de capacidade médios mensais
Tabela 5 - Índices de confiabilidade dos parques eólicos do Nordeste
Tabela 6 - <i>Capacity credit</i>

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Distribuição espacial dos parques eólicos no litoral Nordeste
Figura 2 - Distribuição espacial dos parques eólicos na Bahia
Figura 3 - Distribuição espacial dos parques eólicos no Rio Grande do Sul
Figura 4 - Modelo de risco

LISTA DE GRÁFICOS

- Gráfico 1 - Litoral Nordeste: velocidade média horária típica (m/s)
- Gráfico 2 - Litoral Nordeste: perfil característico de *wind shear*
- Gráfico 3 - Litoral Nordeste: intensidade de turbulência típica
- Gráfico 4 - Litoral Nordeste: direção predominante dos ventos
- Gráfico 5 - Bahia: velocidade média horária típica (m/s)
- Gráfico 6 - Bahia: perfil característico de *wind shear*
- Gráfico 7 - Bahia: intensidade de turbulência típica
- Gráfico 8 - Bahia: direção predominante dos ventos
- Gráfico 9 - Rio Grande do Sul: velocidade média horária típica (m/s)
- Gráfico 10 - Rio Grande do Sul: perfil característico de *wind shear*
- Gráfico 11 - Rio Grande do Sul: intensidade de turbulência típica
- Gráfico 12 - Rio Grande do Sul: direção predominante dos ventos
- Gráfico 13 - Litoral Nordeste: índice de potência (média histórica: 412,3 W/m²)
- Gráfico 14 - Bahia: índice de potência (média histórica: 485,4 W/m²)
- Gráfico 15 - Rio Grande do Sul: índice de potência (média histórica: 371,1 W/m²)
- Gráfico 16 - Litoral Nordeste: índice de geração (média histórica: 994,8 kWmed/maq)
- Gráfico 17 - Bahia: índice de geração (média histórica: 815,4 kWmed/maq)
- Gráfico 18 - Rio Grande do Sul: índice de geração (média histórica: 719,0 kWmed/maq)
- Gráfico 19 - Litoral Nordeste: fatores de capacidade médios diários
- Gráfico 20 - Bahia: fatores de capacidade médios diários
- Gráfico 21 - Rio Grande do Sul: fatores de capacidade médios diários
- Gráfico 22 - Litoral Nordeste: curva de permanência de potência
- Gráfico 23 - Bahia: curva de permanência de potência
- Gráfico 24 - Rio Grande do Sul: curva de permanência de potência
- Gráfico 25 - Carga ajustada da região Nordeste, discretizada em 5 patamares
- Gráfico 26 - Geração simulada dos parques eólicos do Nordeste, discretizada em 15 patamares
- Gráfico 27 - Evolução dos fatores de capacidade médios mensais
- Gráfico 28 - Litoral Nordeste: produção estimada e energia contratada (MWmed)
- Gráfico 29 - Bahia: produção estimada e energia contratada (MWmed)
- Gráfico 30 - Rio Grande do Sul: produção estimada e energia contratada (MWmed)

APRESENTAÇÃO

Esta Nota Técnica é o primeiro documento divulgado pela EPE com informações contidas na base de dados denominada «Acompanhamento de Medições Anemométricas - AMA», que reúne informações primárias sobre os parques eólicos vencedores de leilões da expansão da oferta de energia elétrica para o SIN.

Após a contextualização da aquisição desses dados, são apresentados, na seção 2, os critérios e as bases de cálculo considerados para caracterizar o recurso energético nas três áreas do país onde se concentram os parques eólicos vencedores dos leilões realizados em 2009, 2010 e 2011 (litoral Nordeste, Bahia e Rio Grande do Sul). Os parques localizados nessas áreas constituem a fonte primária dos dados utilizados nesta Nota Técnica. As três seções seguintes são dedicadas a apresentar as características gerais do vento nessas três áreas.

Na seção 6 apresentam-se dois índices com os quais se pretende construir séries históricas capazes de caracterizar o comportamento de longo prazo da fonte energética (recurso) e, por meio de simulações, da geração eólica (uso do recurso). Foram aqui denominados, respectivamente, de “índice de potência” e “índice de geração”. Ambos foram determinados com base nas medições realizadas em um conjunto fixo de estações selecionadas.

Na seção 7 mostram-se médias mensais resultantes da estimação por simulação dos ciclos diários de geração e da permanência de geração no período compreendido entre julho de 2012 a março de 2013. Na seção seguinte, veem-se como podem ser aproveitadas estas séries de estimativas de geração eólica para a obtenção de índices de confiabilidade regionais dos parques eólicos atendendo a uma demanda com as características da respectiva demanda regional. A seção apresenta também valores mensais do indicador “*crédito de capacidade*”¹, calculados para o conjunto de parques da região Nordeste.

Finalmente, na seção 9, também por meio de simulação, apresentam-se os fatores de capacidade dos parques eólicos tomados em conjunto em cada área e a comparação da produção estimada com os montantes de energia negociados pelos parques eólicos nos leilões.

A partir desta Nota Técnica, e com base na base de dados AMA, a EPE pretende divulgar um boletim periódico em que serão apresentadas e atualizadas informações relevantes sobre o vento como recurso energético.

A EPE agradece o apoio prestado pela *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit* - GIZ, no âmbito do acordo de cooperação técnica Brasil-Alemanha, que tem proporcionado a capacitação e o aprimoramento da equipe técnica da empresa dedicada aos estudos da energia eólica e à base de dados AMA.

¹ Crédito de Capacidade pode ser definido como a potência nominal de uma fonte convencional (térmica, em geral) que pode ser substituída pelos parques eólicos, mantendo-se os índices de confiabilidade definidos.

1. INTRODUÇÃO

A base de dados AMA foi concebida a partir da identificação da carência de informações sobre as características energéticas da fonte eólica, necessárias para o planejamento da expansão do sistema elétrico nacional. Com a anuência do MME, o edital do LER realizado em 2009 incluiu cláusula de obrigatoriedade de realização de medições anemométricas e climatológicas no local dos parques vencedores do leilão durante todo o período de vigência do contrato. Estes dados são enviados periodicamente à EPE com o objetivo de reunir informações com a frequência, a quantidade e a qualidade necessárias para fundamentar estudos elétricos e energéticos.

Mantida a cláusula nos editais dos leilões posteriores, a EPE recebe, hoje, quinzenalmente, medições realizadas em estações anemométricas instaladas em 185 parques eólicos vencedores dos LER 2009, 2010 e 2011, LFA 2010 e LEN A-3 2011.

Diferentemente das campanhas de medição de curta duração, tipicamente de um a três anos, realizadas para a identificação do potencial energético em local destinado à construção de parque eólico, busca-se, com a base de dados AMA, a construção de um histórico de longo prazo que permita a identificação de diversidades regionais e de correlações com os regimes hídricos.

O sistema AMA recebe, quinzenalmente, arquivos padronizados contendo as medições realizadas em igual período de tempo em cada estação anemométrica. As estações são compostas por pelo menos dois anemômetros, dois indicadores da direção do vento (*wind vane*), um barômetro, um termômetro e um higrômetro.

Conforme procedimento internacional², as medições são realizadas a cada segundo e integralizadas em intervalos de 10 minutos. De cada anemômetro obtêm-se as velocidades máxima e mínima verificadas no intervalo de integralização, a velocidade média e o desvio-padrão das medidas do intervalo. De cada *wind vane* obtém-se a direção média e o desvio-padrão das medidas no intervalo de integralização. Os instrumentos climáticos fornecem médias de 10 minutos. Todas as medições são sincronizadas em UTM-3 horas, evitando-se, portanto, assincronias por diferenças de fuso ou horário de verão.

Os registros das medições são inspecionados automática e visualmente em programas computacionais, desenvolvidos pela própria EPE, para a detecção de inconsistências, falhas e defeitos em equipamentos. As análises baseadas nas medições são, igualmente, realizadas em programas computacionais desenvolvidos pela EPE.

Para assegurar a qualidade e a confiabilidade das medições, as estações de medição obedecem aos padrões e procedimentos estabelecidos pela IEC e a EPE mantém permanente troca de informações técnicas com responsáveis pelos parques eólicos, além de contar com a colaboração da ANEEL e da CCEE.

² IEA: 11. Wind speed measurement and use of cup anemometry; 1. Edition; Glasgow; 1999.
MEASNET: Evaluation of site-specific Wind conditions; Version 1, Nov 2009;

2. CRITÉRIOS E BASES DE CÁLCULO

É sabido que o Brasil possui um vasto potencial eólico espalhado por todo o seu território. Há, porém, algumas regiões em que as condições são mais favoráveis. Não por acaso, o desenvolvimento deste potencial, intensificado a partir dos leilões promovidos em 2009 e 2010, inicia-se concentrado nas três principais regiões em termos de potencial eólico, que são o litoral do Nordeste, a Bahia e o Rio Grande do Sul. Neste trabalho, para obter os resultados apresentados como característicos dessas três áreas (seções 3 a 5), assim como para compor os índices de potência e geração e índices de confiabilidade (seções 6 e 7), foram utilizadas apenas as medições das estações anemométricas registradas no sistema AMA com pelo menos nove meses em operação contínua até o final de março de 2013.

Atendem a tais requisitos 84 estações cadastradas no AMA. Destas, foram desconsideradas 21 estações, a saber:

- dez situadas no litoral Nordeste por encontrarem-se em processo de substituição - por corrosão em torre ou readequação à altura do hub das novas turbinas em instalação nos parques eólicos;
- nove no Ceará, por apresentarem índice de indisponibilidade excessivo ou inconformidades graves nas medições;
- uma localizada em Sergipe, por apresentar ventos com características diferenciadas em relação aos agrupamentos regionais considerados;
- uma no estado do Rio Grande do Sul, por apresentar índice de indisponibilidade excessivo e incompatível com a qualidade exigida para medições de vento.

As 63 estações restantes foram agrupadas, por afinidade regional, nas três áreas geográficas acima referidas. Entre essas áreas podem ser identificados comportamentos distintos dos regimes de vento. Por suposto, com a ampliação da base de dados e a incorporação de novos parques, uma análise de correlação entre medições de vento poderá indicar a conveniência de se redefinir os agrupamentos considerados.

Os valores apresentados nesta Nota Técnica são médias aritméticas (ou valores mais frequentes) das medições em estações de uma mesma área geográfica. Contudo, admite-se que, devido à concentração de estações em determinados locais, o uso de médias pode introduzir certo viés nos resultados.

Exceto para o cálculo do expoente de *wind shear*³, foram consideradas apenas as medições registradas pelo anemômetro de topo das estações (à altura igual à do *hub* dos aerogeradores

³ Parâmetro que caracteriza o perfil vertical do vento, isto é, a variação da velocidade do vento com a altura de observação.

dos parques eólicos) e pelo *wind vane*⁴ de maior altura da estação, além das medições de temperatura, umidade e pressão.

Nenhum ajuste foi feito por conta das eventuais diferenças de altura dos anemômetros entre as estações. Registre-se que, exceto entre estações do litoral Nordeste, há relativa homogeneidade da altura dos *hubs* dos aerogeradores. Na Bahia, em geral estão posicionados a 80m de altura, variando entre 78 e 100m e no Rio Grande do Sul entre 81 e 120m. No litoral Nordeste as alturas variam entre 78 e 121m.

Para as informações relativas à direção, dividiu-se a rosa dos ventos em 24 setores de 15° centrados em $n \times 15^\circ$ ($n = 0, 1 \dots 23$). A direção 0° coincide com o norte geográfico ou verdadeiro.

Nas simulações em que se estimou a geração elétrica, foram utilizados os registros de pressão atmosférica, temperatura, umidade e velocidade média do vento em intervalos de 10 minutos e a curva de potência teórica das turbinas instaladas em cada um dos parques eólicos.

Tratando-se de uma modelagem simplificada em que o parque eólico é representado por um único aerogerador instalado no local de medição, arbitrou-se um fator de redução da produção de energia elétrica constante e igual a 10% para todos os parques eólicos, atribuído às perdas elétricas, indisponibilidades forçadas e programadas, efeito “esteira” e dispersão da geração em relação ao local de medição dos ventos. Necessário frisar que não há qualquer rigor técnico na escolha desse fator de redução. É admissível, inclusive, que até fatores negativos podem melhor aproximar os resultados da simulação da produção real em alguns locais específicos.

⁴ *Wind vane*, ou “biruta”, é o equipamento mecânico que indica a direção do vento.

3. LITORAL NORDESTE

O AMA recebe atualmente medições realizadas em 107 estações instaladas no Piauí, Ceará, e Rio Grande do Norte, 49 das quais em operação contínua há mais de 12 meses. Deste total, 9 apresentam índice de indisponibilidade excessivo ou inconformidades e outras 10 foram substituídas, de modo que, considerando os critérios estabelecidos na seção precedente, foram utilizadas neste trabalho as informações de 30 estações de medição.

A Figura 1 mostra a distribuição geográfica das estações existentes nessa região, na qual se destaca a concentração delas nas vizinhanças de João Câmara e Parazinho, onde estão localizadas 19 estações.

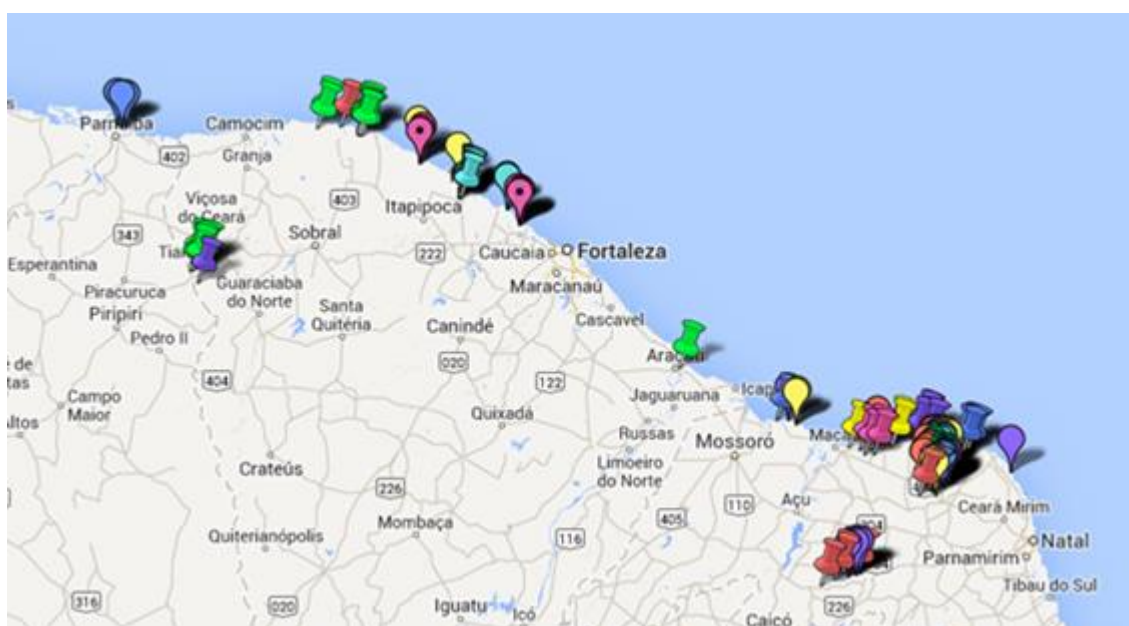


Figura 1 - Distribuição espacial dos parques eólicos no litoral Nordeste

Quase todas as estações distam poucas centenas de metros do mar. A mais distante, próxima a São João da Fronteira, na divisa dos estados do Ceará e Piauí dista cerca de 120 km. A distância em linha reta entre a estação de medição mais a Leste e a estação de medição mais a Oeste no litoral Nordeste é da ordem de 770 km.

3.1 Características gerais

A Tabela 1 resume informações de interesse calculadas como valores médios, mais frequentes ou máximos observados no período histórico de registro das estações consideradas, iniciado em 01/02/2011. Destaca-se a permanência do vento em velocidades superiores à de *cut in*⁵ da maioria dos aerogeradores: 98% do tempo o vento sopra a velocidade superior a 3,5m/s. Os períodos de calmaria são raros em todos os locais de medição e inexistem se considerado simultaneamente o conjunto de estações. Também os valores máximos relativamente pequenos atingidos pelo vento são característicos: no período contido no AMA, em nenhuma

⁵ Velocidade de partida dos aerogeradores.

estação a velocidade máxima instantânea foi superior a 3 vezes a velocidade média de 10 minutos.

Tabela 1 - Registros históricos do litoral Nordeste

Parâmetros de Weibull¹	
Fator de forma	$3,0 < k < 5,2$
Fator de escala, m/s	$8,6 < c < 10,2$
Velocidades máximas	
Média de 10 minutos, m/s	19,8
Máxima de 1 segundo, m/s	24,9
Permanência acima de 3,5m/s (10 min.)	98%
Direção predominante do vento	
à Oeste	$90^\circ \pm 7,5^\circ$
à Leste	$135^\circ \pm 7,5^\circ$
Expoente médio de <i>wind shear</i>²	$\alpha < 0,30$
Intensidade de turbulência	0,12

¹ Parâmetros estimados por Máxima Verossimilhança - MLE

² Calculado com velocidades superiores a 4m/s.

3.2 Ciclo diário

Pela proximidade com o mar, o ciclo diário é influenciado pela brisa marinha e os ventos sopram com maior velocidade do início da manhã ao fim da tarde. As maiores velocidades são, em geral, registradas entre 12 e 15 horas. À medida que se distancia da beira-mar, a influência da brisa marinha se atenua e o vento passa a soprar com velocidade praticamente constante ao longo das 24 horas. Esse ciclo diário é pouco afetado pela sazonalidade, que se manifesta mais intensamente pela variação da velocidade ao longo do ano. A título ilustrativo, o Gráfico 1 mostra o comportamento típico do vento observado no ano de 2012 em locais próximos ao mar.

3.3 Perfil vertical

O perfil vertical do vento, que pode ser caracterizado pelo expoente de *wind shear* α , obtido da equação da “lei de potência” $V_h = V_r (h/h_r)^\alpha$, mostra a relação entre a velocidade do vento e a altura de medição. É um parâmetro importante para a escolha da altura do *hub* dos aerogeradores e indicador dos esforços aerodinâmicos exercidos pelo vento ao longo das pás. No litoral Nordeste o expoente de *wind shear* tem comportamento inverso ao da velocidade do vento, menor entre o nascer e o por do sol, quando assume valores em geral inferiores a 0,15. Antes do nascer do sol há um aumento, por vezes acentuado, até um valor máximo que em alguns locais chega a superar 0,60 (ver Gráfico 2).

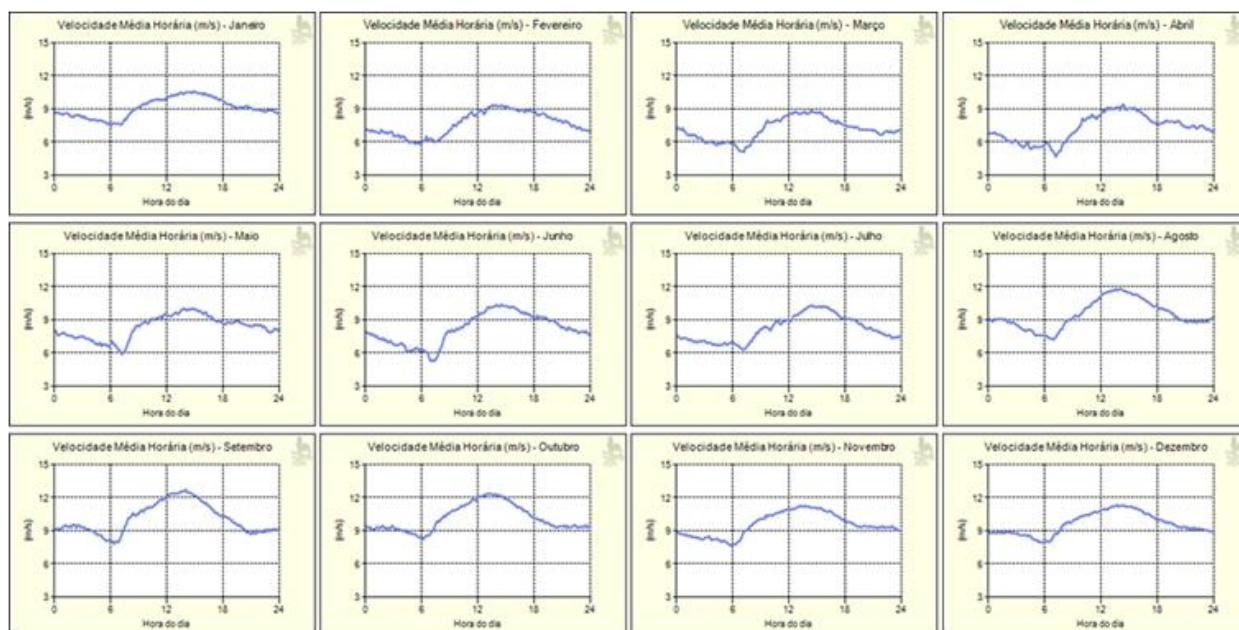


Gráfico 1 - Litoral Nordeste: velocidade média horária típica (m/s)

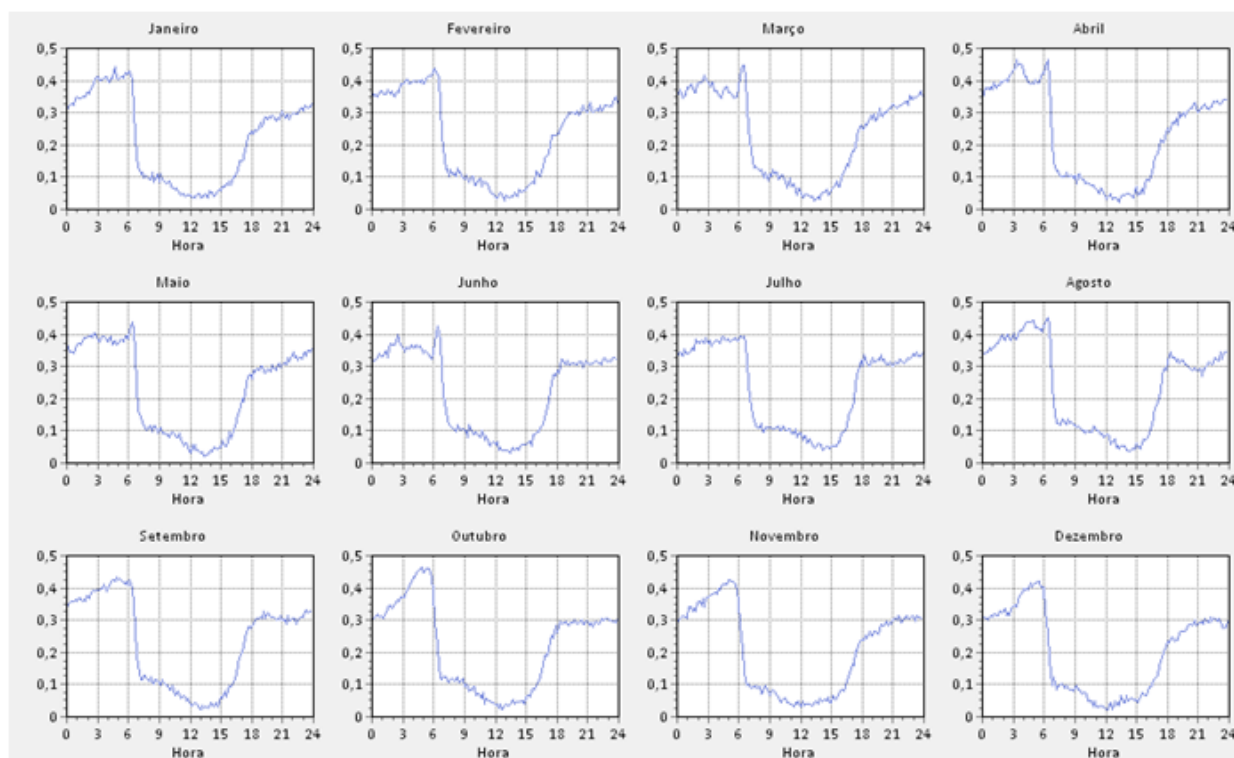


Gráfico 2 - Litoral Nordeste: perfil característico de wind shear

3.4 Intensidade de turbulência

A intensidade de turbulência, calculada pela relação entre o desvio padrão e a velocidade média do vento em intervalos de 10 minutos, é mostrada no Gráfico 3. A turbulência é máxima, inferior a 20%, geralmente próximo ao meio-dia. Em média é da ordem de 11,8% e, para ventos de 15m/s, tipicamente acima de 10,0%.

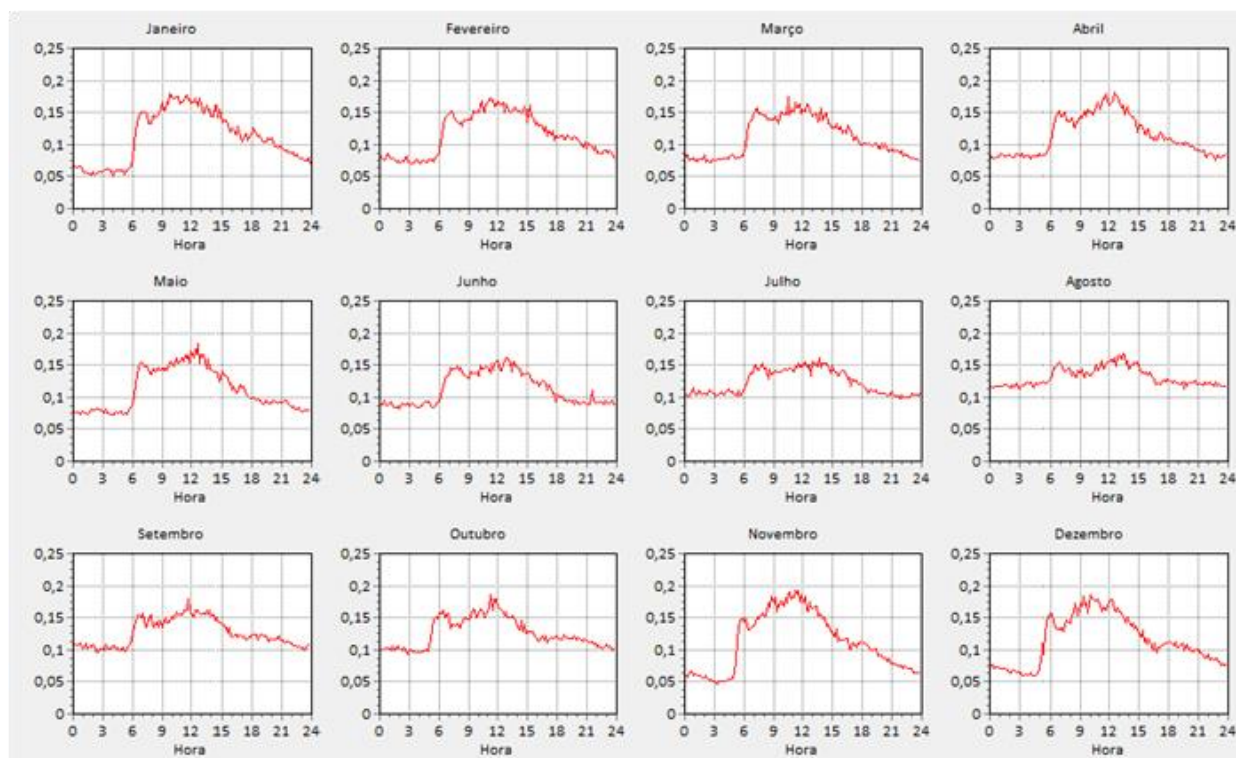


Gráfico 3 - Litoral Nordeste: intensidade de turbulência típica

3.5 Direção

O Gráfico 4 mostra a distribuição de frequência da direção dos ventos e a velocidade com que sopram em função da direção. Nos parques mais a Oeste, os ventos sopram com maior frequência nos setores 75° e 90° e, neste último, sopram aqueles de maior velocidade. Mais a Leste predominam ventos nos setores 120° e 135° , registrando-se, próximos a este último setor, os ventos de maior velocidade. Raros e de menor velocidade são os ventos fora da faixa entre 60° e 165° .

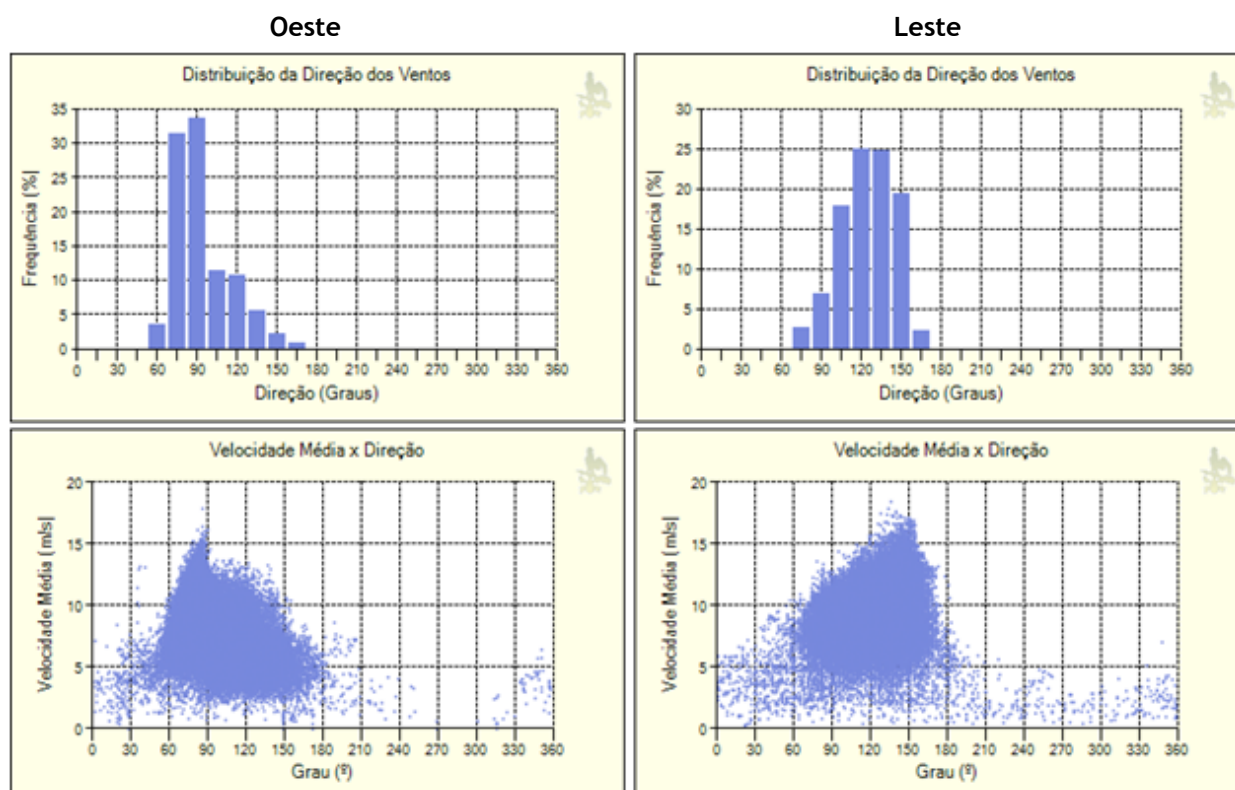


Gráfico 4 - Litoral Nordeste: direção predominante dos ventos

4. BAHIA

O AMA abriga, atualmente, as medições realizadas em 49 estações instaladas no estado da Bahia, das quais 24 em operação há 12 meses ou mais. Como mostra a Figura 2, a maioria das estações se concentra no centro-sul do estado. A distância entre as estações dos extremos norte e sul é de cerca de 600 km em linha reta. Cabe destacar a altitude dos locais de medição, próxima a 1.000m, exceto ao norte, onde alcança 600m.

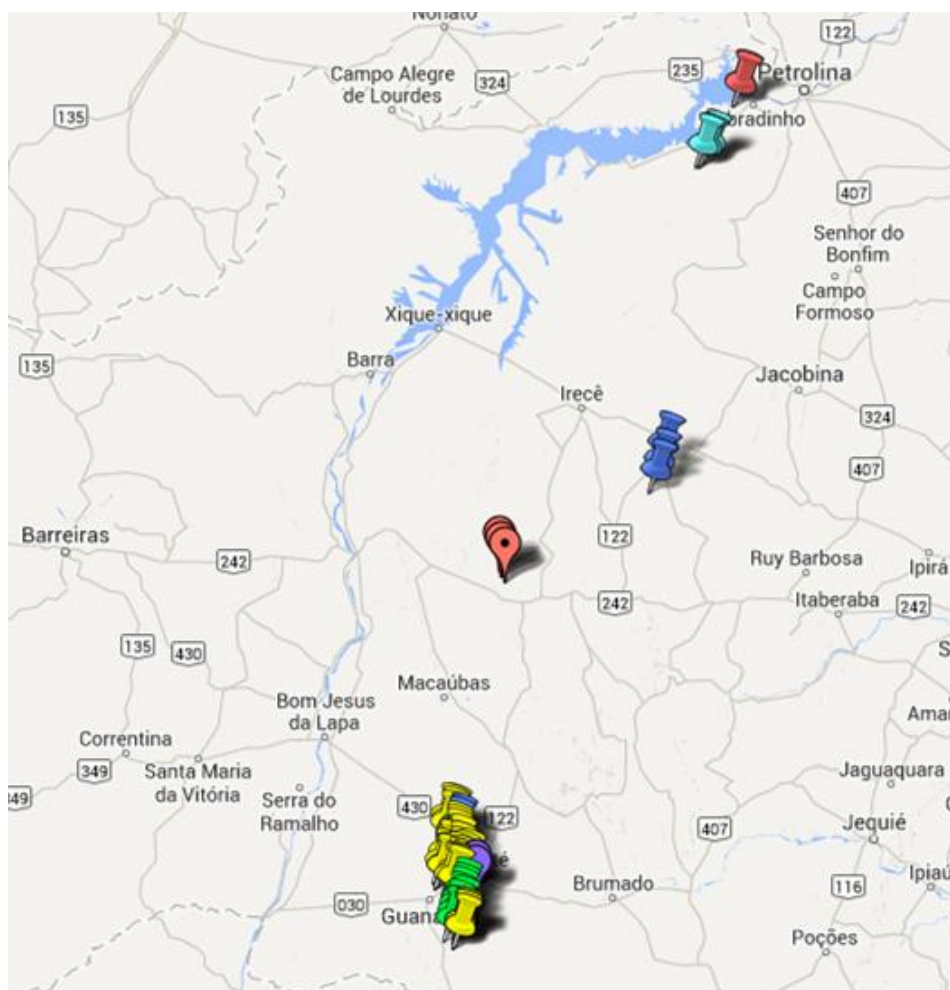


Figura 2 - Distribuição espacial dos parques eólicos na Bahia

4.1 Características gerais

A Tabela 2 resume informações de interesse, calculadas como valores médios, mais frequentes ou máximos, observadas no período histórico de registro das estações consideradas. Pode-se perceber que, em relação ao litoral Nordeste, é menor a permanência em velocidades superiores a 3,5m/s e também menor o *wind shear* e maiores velocidades máximas.

Tabela 2 - Registros históricos no estado da Bahia

Parâmetros de Weibull¹	
Fator de forma	$2,4 < k < 3,7$
Fator de escala, m/s	$8,9 < c < 11,0$
Velocidades máximas	
Média de 10 minutos, m/s	25,3
Máxima de 1 segundo, m/s	30,8
Permanência acima de 3,5m/s (10 min.)	92%
Direção predominante do vento	
ao Sul	$105^\circ \pm 7,5^\circ$
ao Norte	$75^\circ \pm 7,5^\circ$
Expoente médio de <i>wind shear</i>²	$\alpha < 0,20$
Intensidade de turbulência	0,12

¹ Parâmetros estimados por Máxima Verossimilhança - MLE

² Calculado com velocidades superiores a 4m/s.

No período considerado foi observada a ocorrência de velocidade sustentada superior a 25m/s (velocidade de *cut off*⁶ da maioria dos aerogeradores) e máxima instantânea de 30,8m/s, indicando que, na região, a possibilidade de ocorrência de desligamentos simultâneos de aerogeradores próximos não deve ser descartada.

4.2 Ciclo diário

O ciclo diário do vento nos parques eólicos instalados na Bahia é típico do interior, com ventos que sopram com menor intensidade a partir do início da manhã e com maior intensidade após o por do sol. Em geral, as velocidades mínimas ocorrem entre 12h e 15h, comportamento pouco afetado pela sazonalidade, que se percebe mais intensamente na velocidade média do vento, como mostra o Gráfico 5.

4.3 Perfil vertical

Entre as regiões, a Bahia é a que apresenta o menor expoente de *wind shear*, que tem comportamento similar ao da velocidade do vento, menor entre o nascer e o por do sol, quando as velocidades também são baixas. Valores máximos de *wind shear* ocorrem por volta das 21h, declinando rapidamente e se estabilizando abaixo de 0,30 do final da noite ao raiar do dia (ver Gráfico 6).

⁶ Velocidade máxima de operação dos aerogeradores, também chamada de *cut out*. Em ventos com velocidades acima deste valor, os aerogeradores são desligados por motivos de segurança.

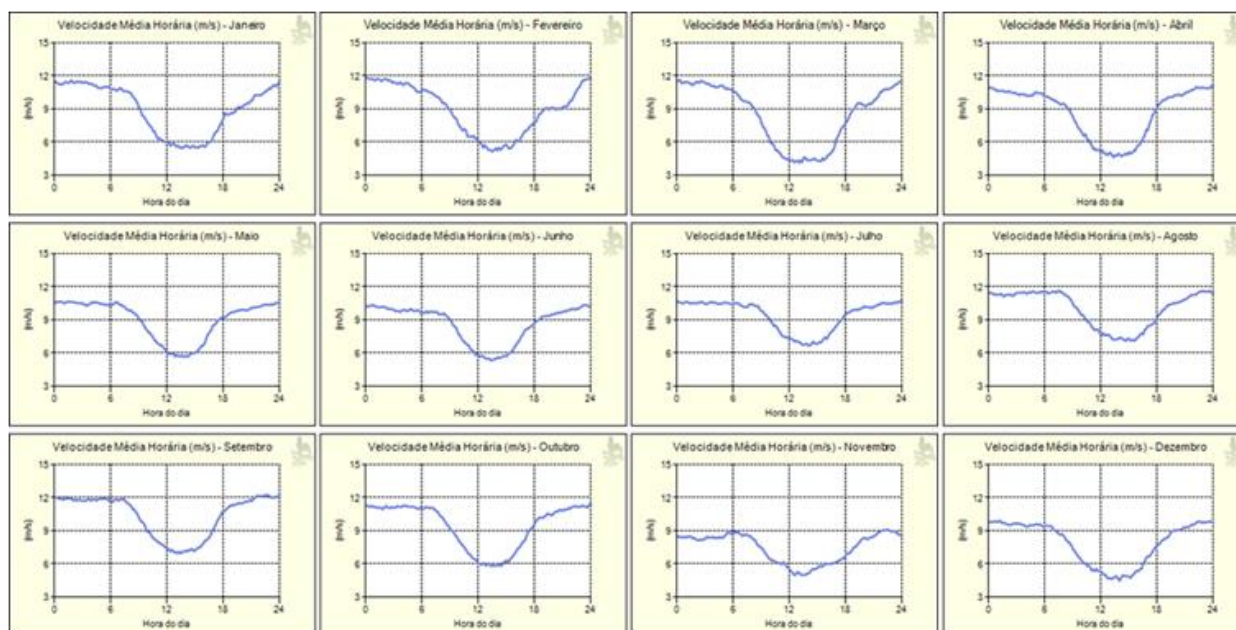


Gráfico 5 - Bahia: velocidade média horária típica (m/s)

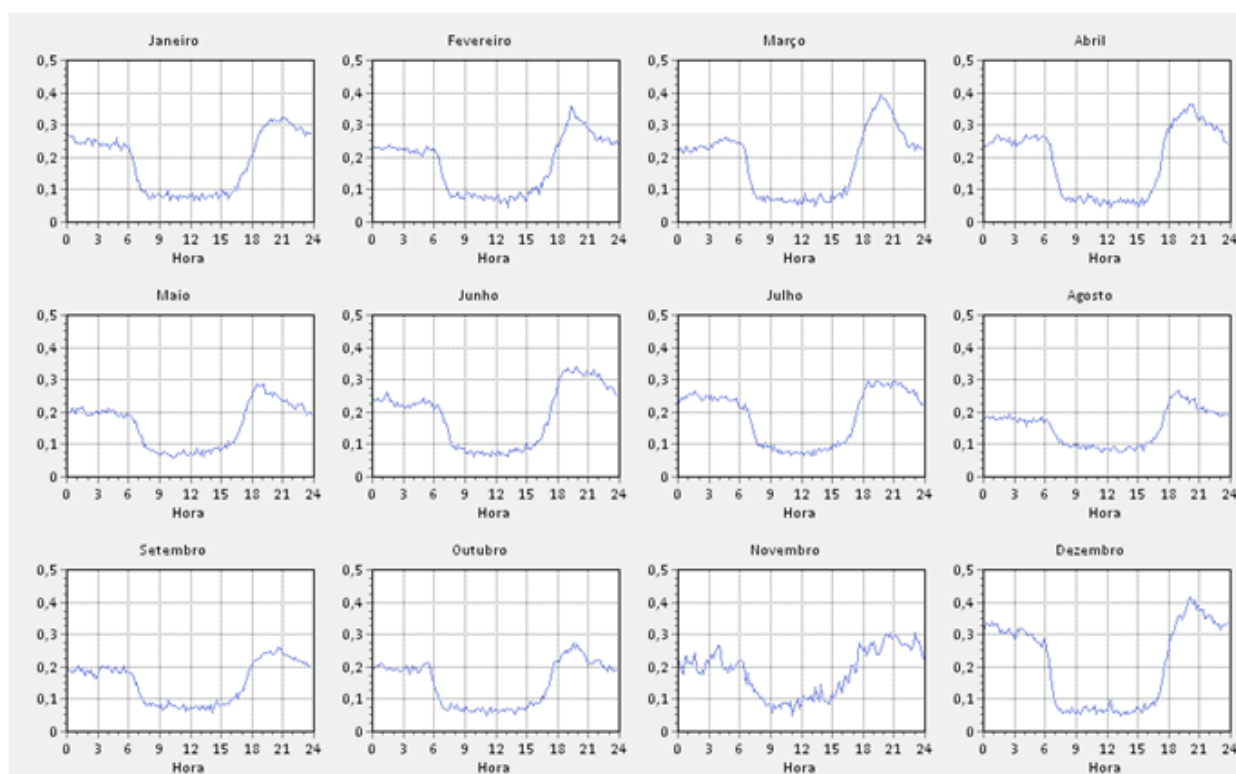


Gráfico 6 - Bahia: perfil característico de *wind shear*

4.4 Intensidade de turbulência

Na Bahia, a turbulência máxima ocorre, em geral, próximo das 14h, quando a velocidade do vento é mínima. Assume valores de até 25%, porém, em média, é da ordem de 12,5%. Para ventos de 15m/s, é tipicamente inferior a 10,0%.

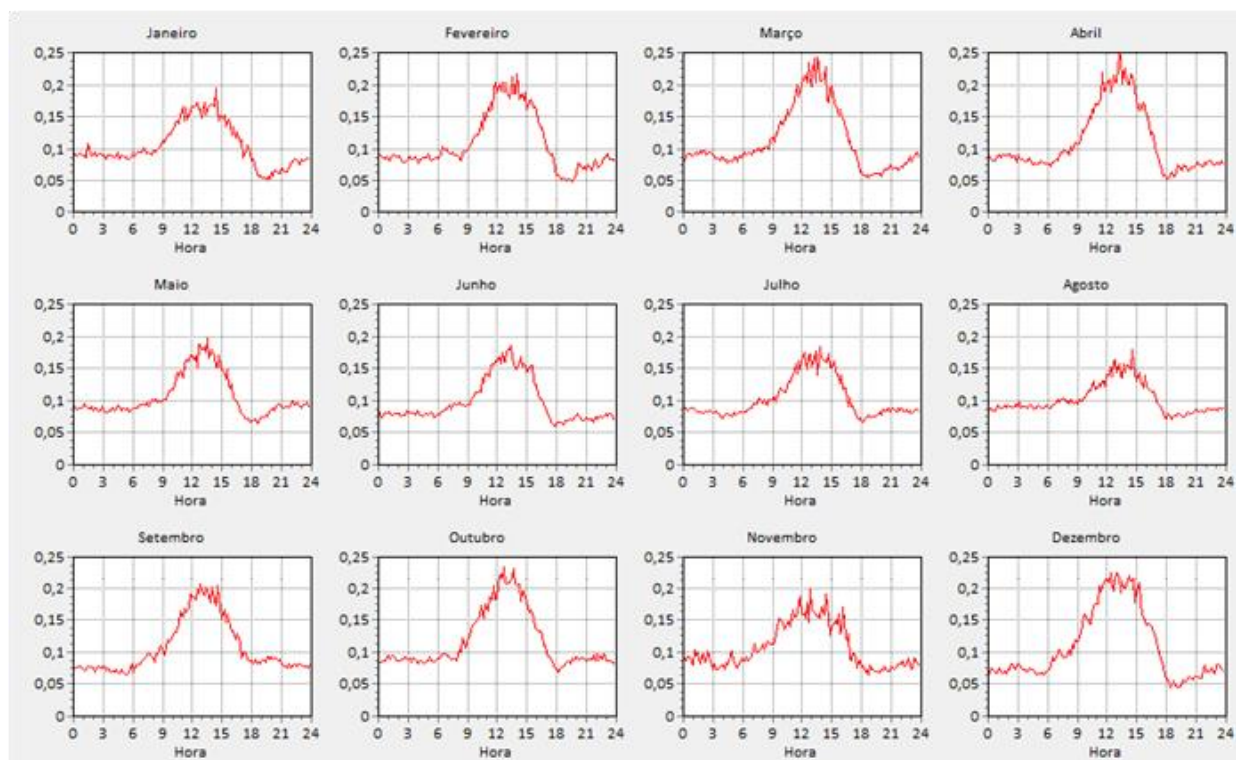


Gráfico 7 - Bahia: intensidade de turbulência típica

4.5 Direção

Talvez a mais marcante entre as características do vento no estado da Bahia seja a imutabilidade de orientação. O vento sopra praticamente na mesma direção por quase todo o tempo. De fato, a faixa de variação da direção do vento é muito estreita. Mais ao Sul, por mais de 70% do tempo, os ventos sopram entre $82,5^\circ$ e $112,5^\circ$, com maior frequência no setor 105° . Mais ao Norte, por cerca de 90% do tempo, sopram entre $52,5^\circ$ e $97,5^\circ$, com maior frequência no setor 75° . Tanto ao Norte quanto ao Sul os ventos de maior velocidade coincidem com a direção de maior frequência.

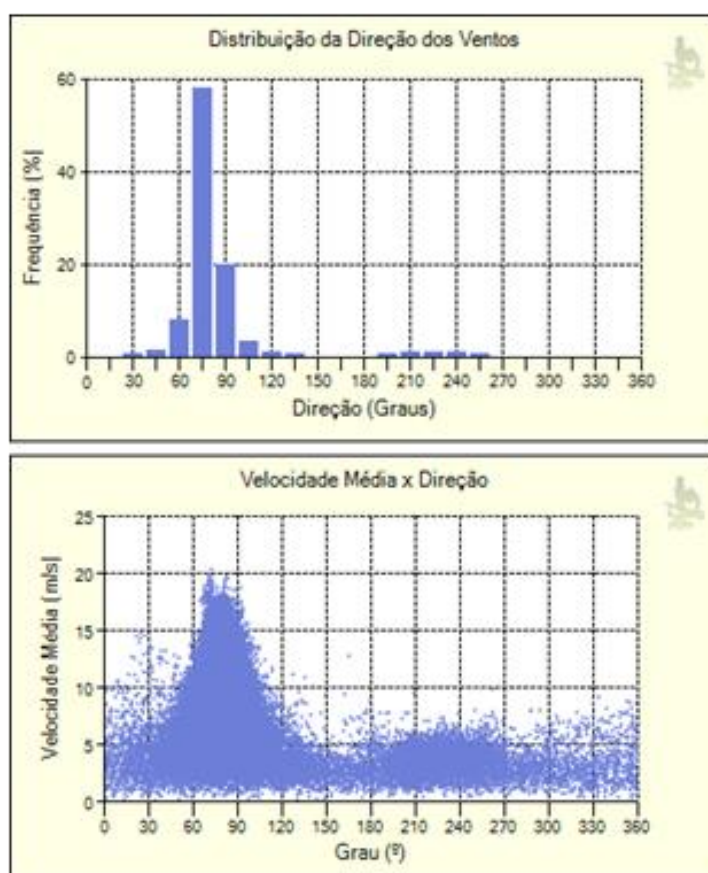


Gráfico 8 - Bahia: direção predominante dos ventos

5. RIO GRANDE DO SUL

O AMA abriga, atualmente, as medições realizadas em 28 estações instaladas no Rio Grande do Sul, 10 das quais com um ano ou mais de operação. Destas, uma foi desconsiderada por apresentar índice de indisponibilidade excessivo. Como mostra a Figura 3, as estações de medição registradas no AMA se concentram a Leste e a Oeste do estado, compondo dois grupamentos que distam entre si cerca de 530km. Mais recentemente, um novo grupo de estações ao sul do estado foi agregado ao AMA.

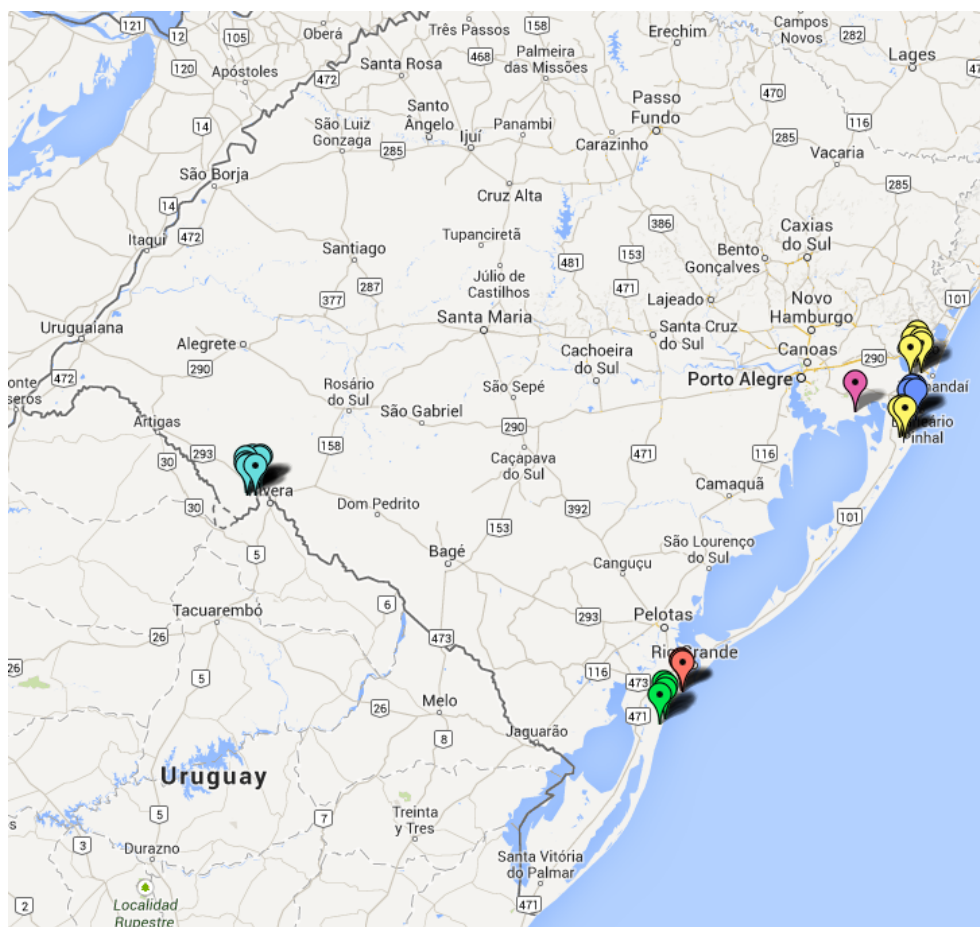


Figura 3 - Distribuição espacial dos parques eólicos no Rio Grande do Sul

5.1 Características gerais

A Tabela 3 resume algumas informações de interesse que caracterizam o vento no Rio Grande do Sul. Trata-se de valores médios, mais frequentes ou máximos observados no período histórico de registro das estações consideradas, iniciado em 01/12/2011.

Do quadro destacam-se as velocidades extremas alcançadas pelo vento, que ocorrem entre novembro e janeiro e superam a velocidade de *cut off* dos aerogeradores, e o percentual do tempo em que não há ventos com velocidade suficiente para a partida das máquinas. Entre as três regiões, esta é a que apresenta o menor tempo de permanência em velocidades acima da velocidade de *cut in*.

Tabela 3 - Registros históricos no estado do Rio Grande do Sul

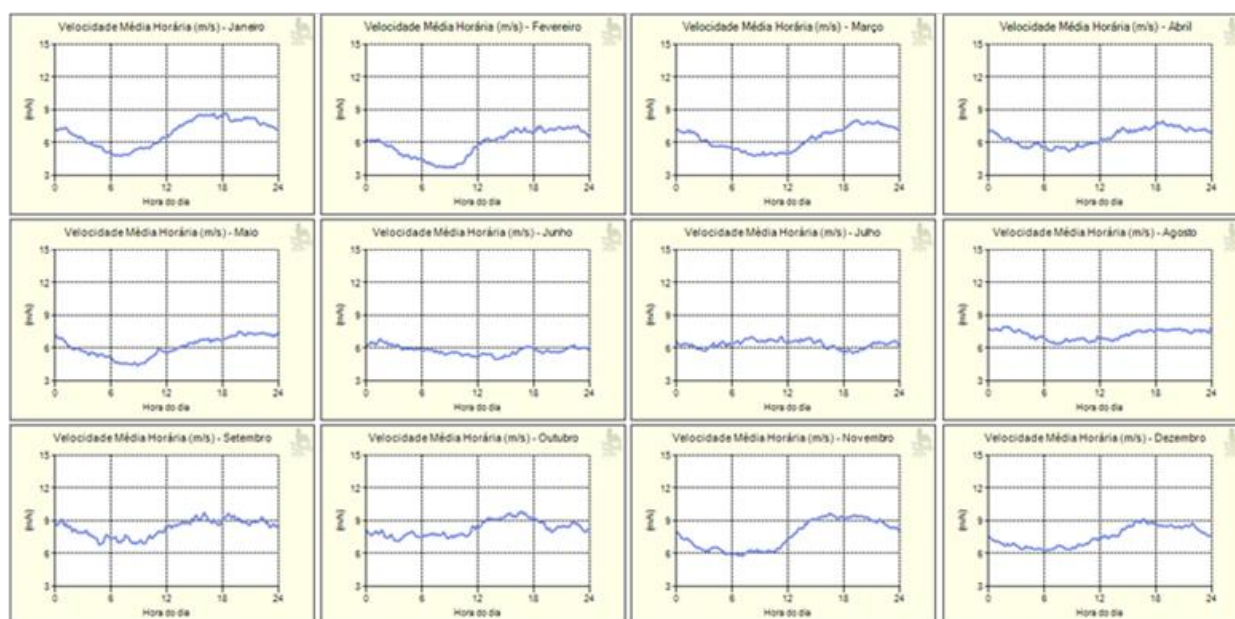
Parâmetros de Weibull¹	
Fator de forma	$1,7 < k < 2,6$
Fator de escala, m/s	$7,4 < c < 8,0$
Velocidades máximas	
Média de 10 minutos, m/s	31,0
Máxima de 1 segundo, m/s	39,0
Permanência acima de 3,5m/s (10 min.)	80%
Direção predominante do vento	
à Oeste	$75^\circ \pm 7,5^\circ$
à Leste	$60^\circ \pm 7,5^\circ$
Expoente médio de <i>wind shear</i>²	$\alpha < 0,24$
Intensidade de turbulência	0,13

¹ Parâmetros estimados por Máxima Verossimilhança - MLE

² Calculado com velocidades superiores a 4m/s.

5.2 Ciclo diário

No Rio Grande do Sul os ventos tendem a soprar com menor intensidade nas 12 horas iniciais do dia, aumentando de intensidade a partir do início da tarde. Entre junho e outubro, sopram com velocidade relativamente constante ao longo do dia, como mostra o Gráfico 9. Mais para o interior do estado, a velocidade do vento começa a se reduzir por volta das 3h da manhã (madrugada) e volta a aumentar a partir das 18h.


Gráfico 9 - Rio Grande do Sul: velocidade média horária típica (m/s)

5.3 Perfil vertical

O expoente de wind shear é elevado - entre 0,30 e 0,45 - e relativamente pouco variável entre as horas iniciais da noite até por volta das 9h, reduzindo-se rapidamente até novo período de relativa estabilidade em valores próximos a 0,1, que se prolonga até o início da noite. No último trimestre do ano, há tendência de redução do *wind shear* a partir das 6h da manhã.

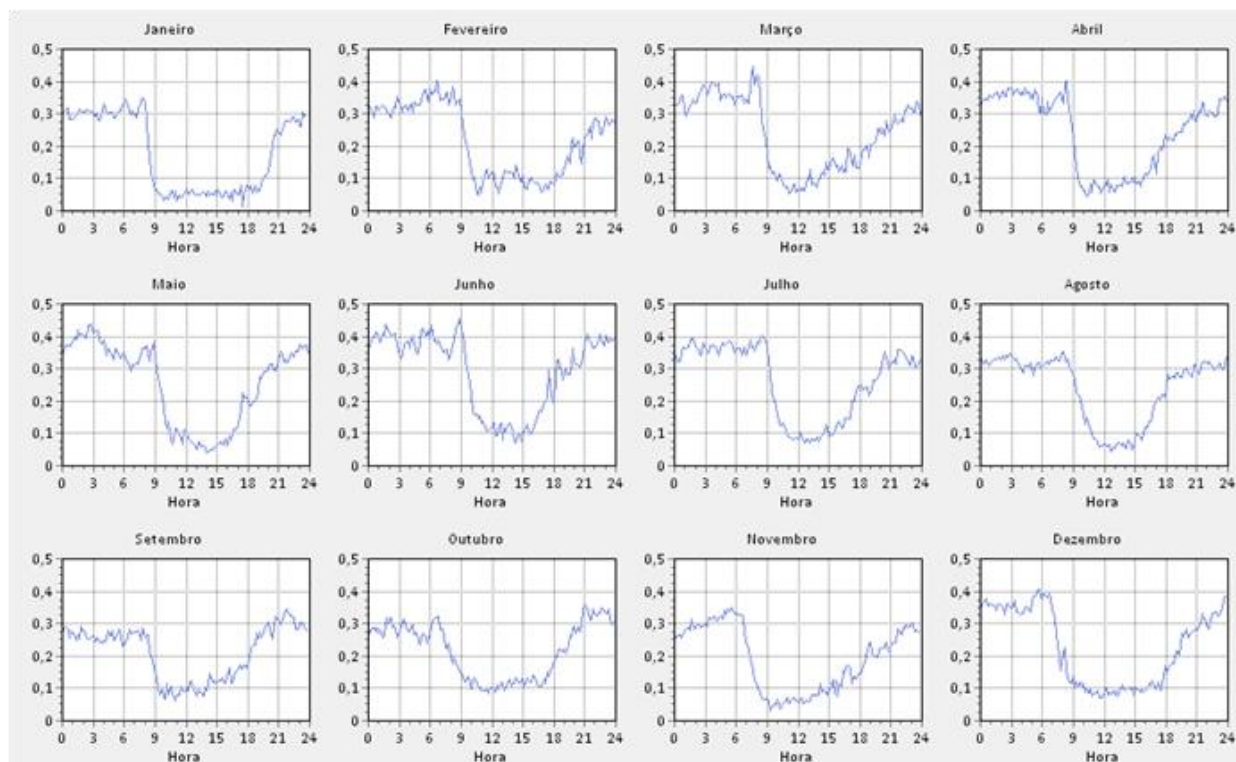


Gráfico 10 - Rio Grande do Sul: perfil característico de *wind shear*

5.4 Turbulência

Ao longo do dia, a turbulência alcança pico máximo, próximo a 15%, em geral por volta das 12hs. A turbulência média diária é da ordem de 13%. Para ventos de 15m/s, situa-se entre 7% e 9,5%, sendo menor no interior do estado e maior no litoral.

5.5 Direção

Diferentemente das outras duas regiões consideradas neste trabalho, os ventos no Rio Grande do Sul giram por todos os quadrantes da rosa dos ventos. A Leste do estado, o setor 60° é predominante, porém concentra pouco mais de 20% das ocorrências. Os ventos de maior velocidade se concentram nos setores 60° e 285°. A Oeste, os ventos têm distribuição mais uniforme e o setor dominante (75°) não concentra mais de 10% das ocorrências.

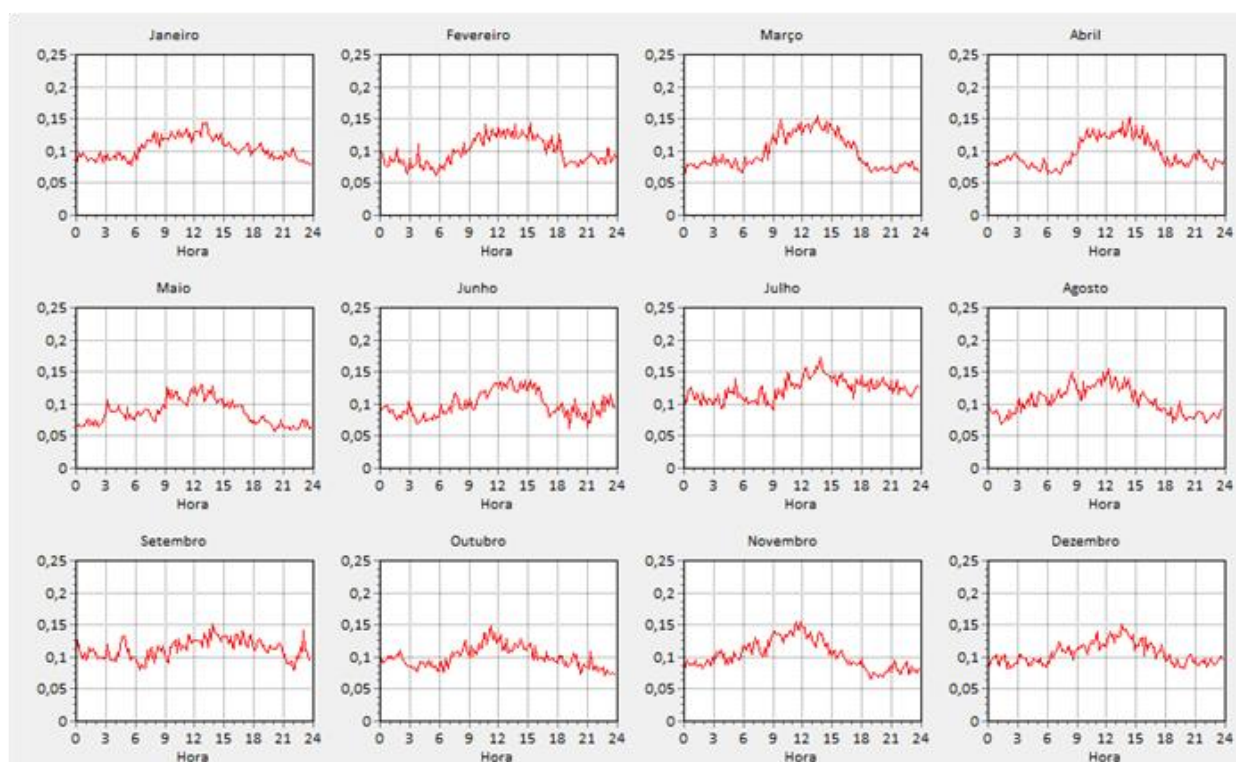


Gráfico 11 - Rio Grande do Sul: intensidade de turbulência típica

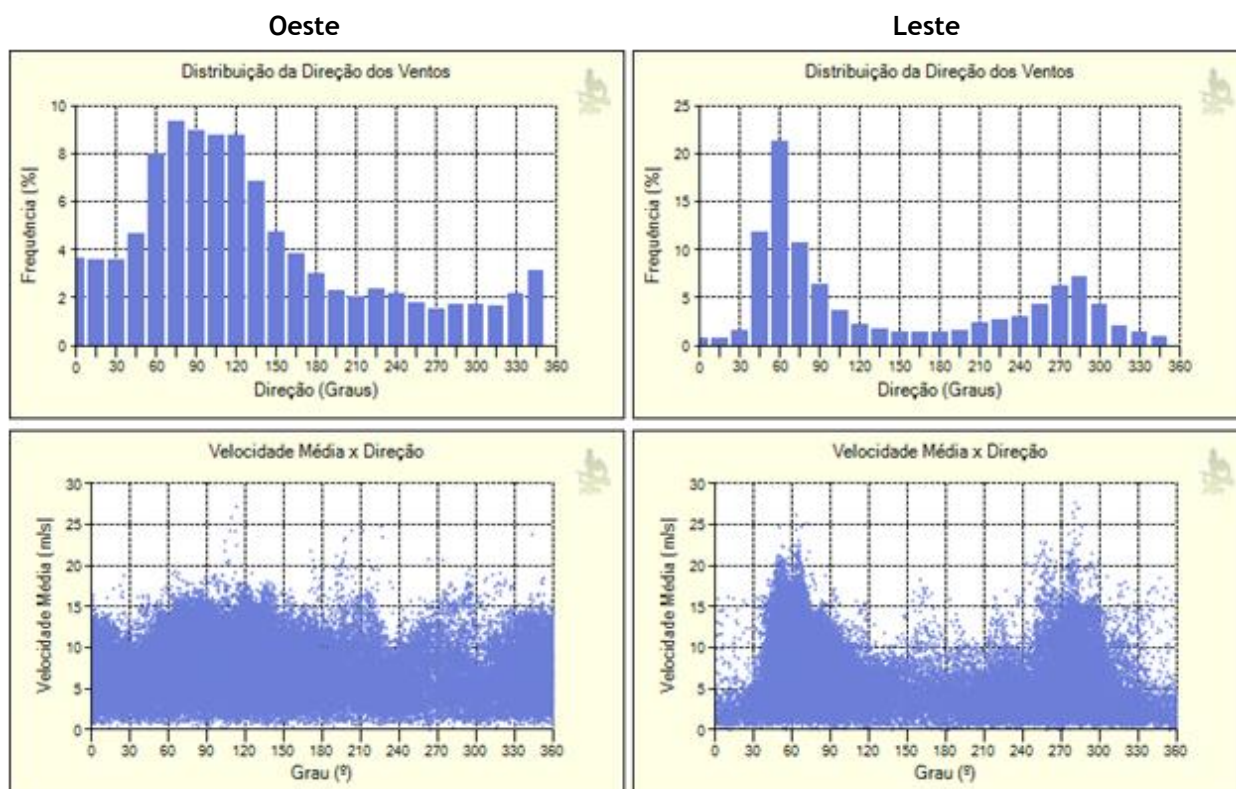


Gráfico 12 - Rio Grande do Sul: direção predominante dos ventos

6. ÍNDICES DE POTÊNCIA E DE GERAÇÃO

Índices associados à atividade eólica são utilizados para correlacionar a disponibilidade momentânea do recurso energético ou da geração eólica à disponibilidade média de longo prazo.

Alguns índices, como o *Danish Wind Energy Index*⁷, na Dinamarca, e o *IWET Wind Index*⁸, na Alemanha, são calculados com base na efetiva geração de parques ou turbinas eólicas pré-selecionadas. Outros, como o britânico *UK Wind Speed Index*⁹, são baseados na velocidade do vento e outros, como o *ISSET Wind Index*¹⁰, são baseados na densidade de potência do vento, obtida diretamente de medições anemométricas e climáticas. Os métodos apresentam vantagens e desvantagens que devem ser levadas em conta quando da definição do uso pretendido para o índice escolhido.

6.1 Índice de potência

A densidade de potência do vento, expressa em W/m^2 , é dada pela expressão:

$$Wdp = 0,5 \times \rho \times V^3$$

Associada a uma altura de referência da medição da velocidade V do vento e da densidade do ar ρ , é, por vezes, utilizada para se avaliar ou comparar locais de interesse para instalação de parques eólicos.

Neste trabalho, essa expressão foi utilizada para a construção de um índice temporal para a comparação da disponibilidade energética dos ventos ao longo do tempo.

Com base nas medições de temperatura, umidade, pressão e velocidade do vento, calculou-se a densidade de potência em intervalos de 10 minutos em cada uma das 63 estações anemométricas aqui consideradas. Agrupadas nas três regiões selecionadas, calculou-se, por média aritmética simples e independentemente das diferentes alturas das medições, a densidade média de potência de cada região, em cada mês de julho de 2012 a março de 2013.

À densidade média dos 9 meses, aqui chamada “média histórica”, atribuiu-se o valor 100, de modo que a densidade média de cada mês passou a representar um percentual dessa média histórica. Dessa forma, pode-se caracterizar um determinado mês como mais ou menos favorável para a geração eólica em relação a outros meses ou em relação à própria média histórica.

Mantidas no futuro as mesmas estações e os mesmos critérios de cálculo, esse índice pode ser tomado como indicador de longo prazo da energia (potência) disponível no vento e utilizado

⁷ Nielsen, P.: Danish Wind Index Calculation; http://www.vindstat.dk/PDF_sider/Windindex_DK_new_short.pdf; 2007.

⁸ GmbH: Regional monthly Wind Index of the operator data base (BDB-Index also denoted as IWETIndex or Häuser-Keiler-Index).

⁹ GL GarradHassan: UK Wind Index.

¹⁰ Kassel: Assessment of the Annual Available Wind Energy; ISET-Wind-Index; Fraunhofer IWES; 2011.

em análises de correlações temporais com outros fenômenos naturais, inclusive com as afluências hídricas.

Para as regiões em análise foram obtidos os valores apresentados nos Gráficos 13 a 15.



Gráfico 13 - Litoral Nordeste: índice de potência (média histórica: 412,3 W/m²)



Gráfico 14 - Bahia: índice de potência (média histórica: 485,4 W/m²)



2012						2013		
Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Jan	Fev	Mar
81,8%	122,0%	153,2%	138,6%	107,3%	89,6%	74,0%	60,4%	73,2%

Gráfico 15 - Rio Grande do Sul: índice de potência (média histórica: 371,1 W/m²)

6.2 Índice de geração

Uma forma alternativa de se descrever o comportamento temporal da produção eólica é através do cômputo da geração esperada de turbinas eólicas ou de um conjunto de parques eólicos. Em relação ao índice de potência, apresenta o inconveniente de incorporar as não linearidades das curvas de potência dos aerogeradores utilizados como referência em sua composição. Por outro lado, tem o mérito de não incorporar quantidade de energia impossível de ser aproveitada pelas leis da física e/ou com a tecnologia disponível.

Com base nas medições registradas no AMA, no tipo e número de unidades geradoras e admitindo-se um fator de redução da produção de 10%, estimou-se a geração média dos 898 aerogeradores dos 63 parques eólicos representados por suas estações anemométricas. Agrupadas nas três regiões em análise, calculou-se, por média aritmética simples, a geração média por turbina em cada região nos meses de julho a dezembro de 2012. À geração média dos nove meses (“média histórica”) atribuiu-se o valor 100, de modo que a geração de cada mês passou a representar um percentual da média histórica. Cabe acrescentar que ambos os índices de geração e potência seguem metodologia proposta pelo DEWI¹¹

Enfatize-se que o uso de média aritmética simples pode introduzir viés nos resultados como consequência da concentração de medições em áreas específicas das regiões em análise.

¹¹ DEWI GmbH: Development of a Wind Index Concept for Brazil; Report number DEWI-GER-WP13-02799.01-02; 2013

Para as três regiões foram obtidos os valores apresentados nos Gráficos 16 a 18.



2012						2013		
Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Jan	Fev	Mar
103,5%	127,5%	116,5%	120,1%	89,5%	93,1%	82,1%	92,5%	75,2%

Gráfico 16 - Litoral Nordeste: índice de geração (média histórica: 994,8 kWmed/maq)



2012						2013		
Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Jan	Fev	Mar
121,8%	142,1%	131,7%	124,7%	45,6%	77,8%	64,8%	112,9%	78,8%

Gráfico 17 - Bahia: índice de geração (média histórica: 815,4 kWmed/maq)



2012						2013		
Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Jan	Fev	Mar
94,7%	120,1%	124,3%	119,3%	105,8%	93,5%	87,3%	71,6%	83,4%

Gráfico 18 - Rio Grande do Sul: índice de geração (média histórica: 719,0 kWmed/maq)

7. FATORES DE CAPACIDADE

O fator de capacidade é um indicador de larga utilização no setor elétrico. Corresponde à relação entre a energia média gerada durante um certo período de tempo, geralmente expressa em MWmed ou kWmed, e a potência instalada do equipamento gerador, geralmente expressa em MW ou kW.

No presente trabalho, conforme já salientado, os fatores de capacidade dos parques eólicos aqui considerados em cada uma das três regiões selecionadas foram obtidos a partir da simulação da operação destes parques. Admitiu-se nesta simulação uma curva teórica de potência das turbinas e um certo nível de perdas. É portanto uma aproximação do fator de capacidade real que será verificado quando cada um deles entrar em operação.

Os fatores de capacidade médios mensais assim estimados para o período de dados disponíveis (julho de 2012 a março de 2013) são mostrados na Tabela 4.

Tabela 4 - Fatores de capacidade médios mensais

Área	Potência (MW)	2012						2013		
		Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Jan	Fev	Mar
Litoral Nordeste	862	53%	66%	60%	62%	46%	47%	42%	47%	38%
Bahia	602	58%	68%	63%	59%	22%	37%	31%	54%	38%
Rio Grande do Sul	207	33%	42%	43%	42%	37%	33%	31%	25%	29%
Média (*)	-	51%	62%	58%	58%	36%	42%	37%	47%	37%

(*) Média ponderada pela potência

No período, os fatores de capacidade médio foram de 52%, 48% e 35% nos parques do Litoral Nordeste, Bahia e Rio Grande do Sul, respectivamente.

Foram também calculados fatores de capacidade relativos ao ciclo diário de geração e à permanência de geração, ambos expressos em relação ao fator de capacidade médio mensal. Esses resultados são apresentados nos Gráficos 19 à 21 (fatores de capacidade médios diários) e 22 à 24 (curva de permanência da potência).

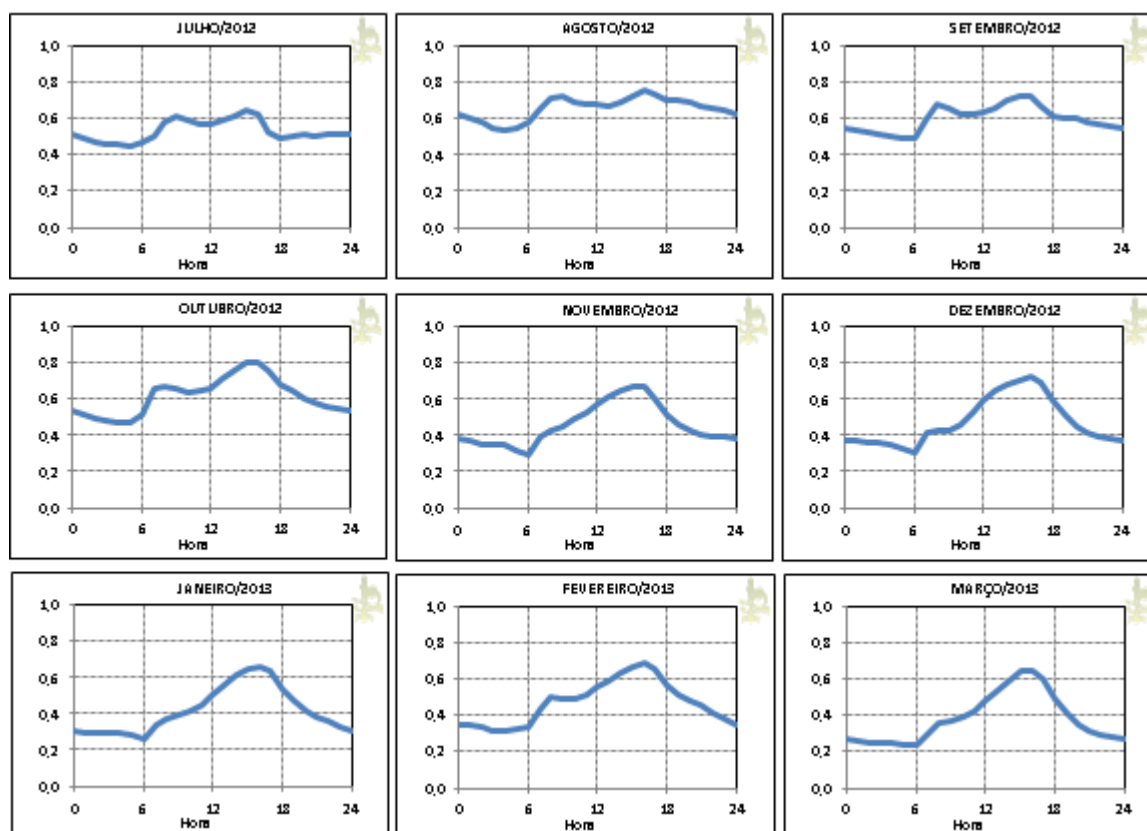


Gráfico 19 - Litoral Nordeste: fatores de capacidade médios diários

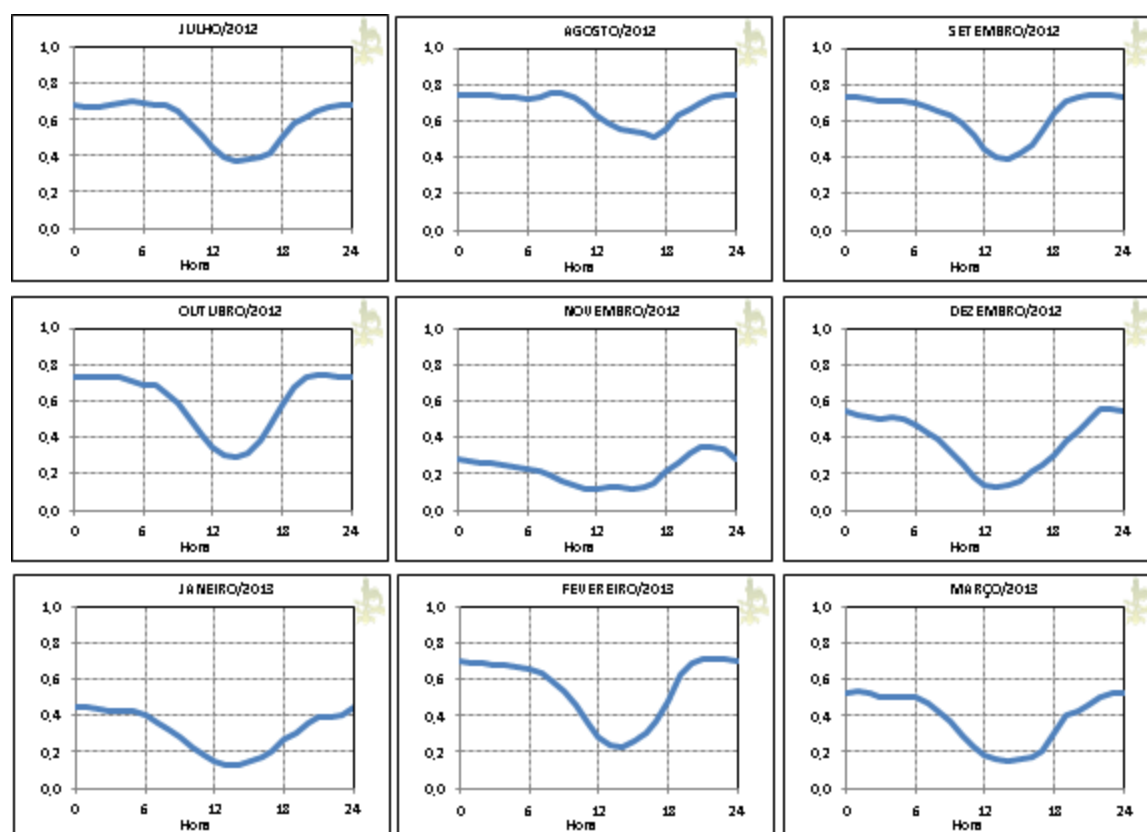


Gráfico 20 - Bahia: fatores de capacidade médios diários

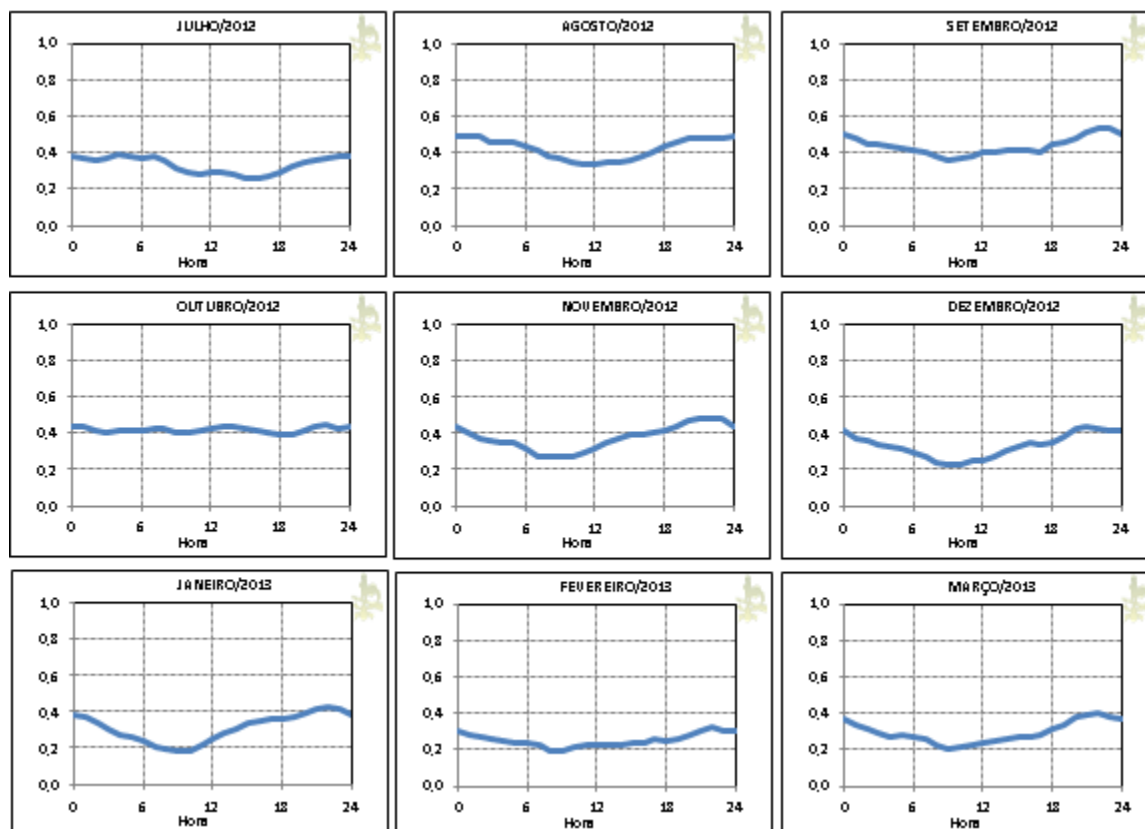


Gráfico 21 - Rio Grande do Sul: fatores de capacidade médios diários

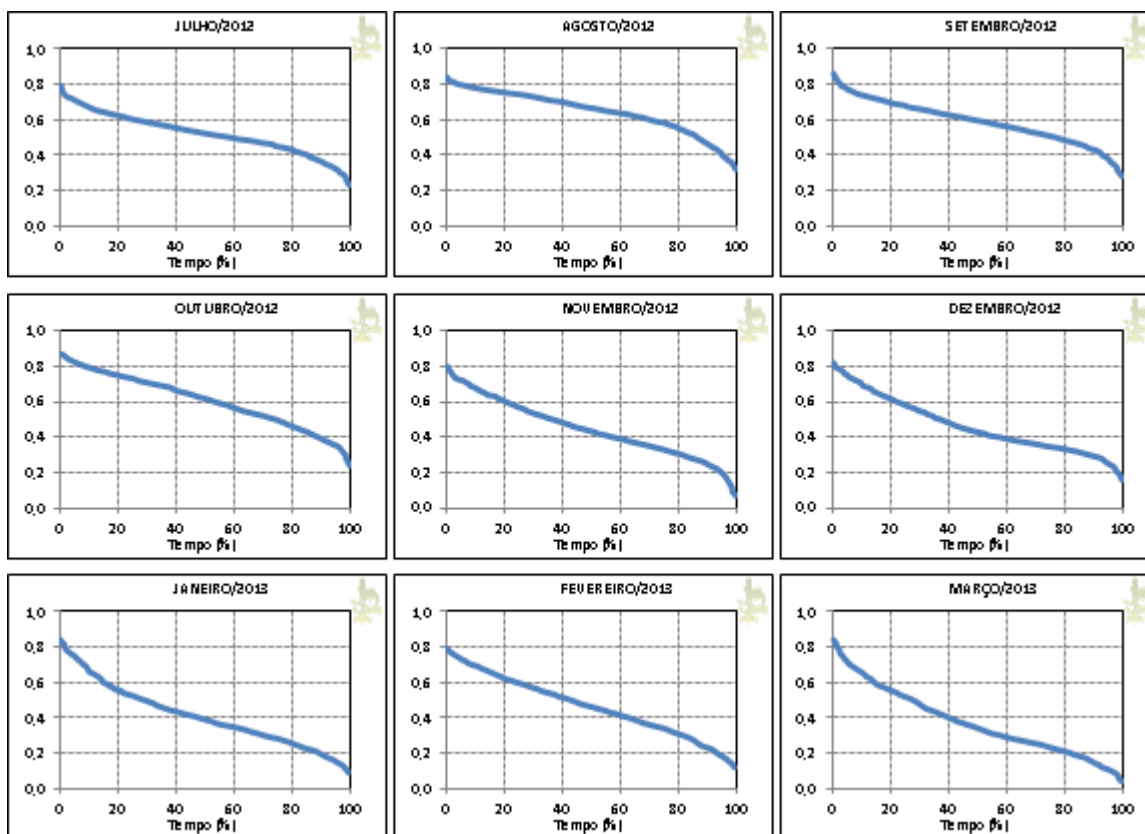


Gráfico 22 - Litoral Nordeste: curva de permanência de potência

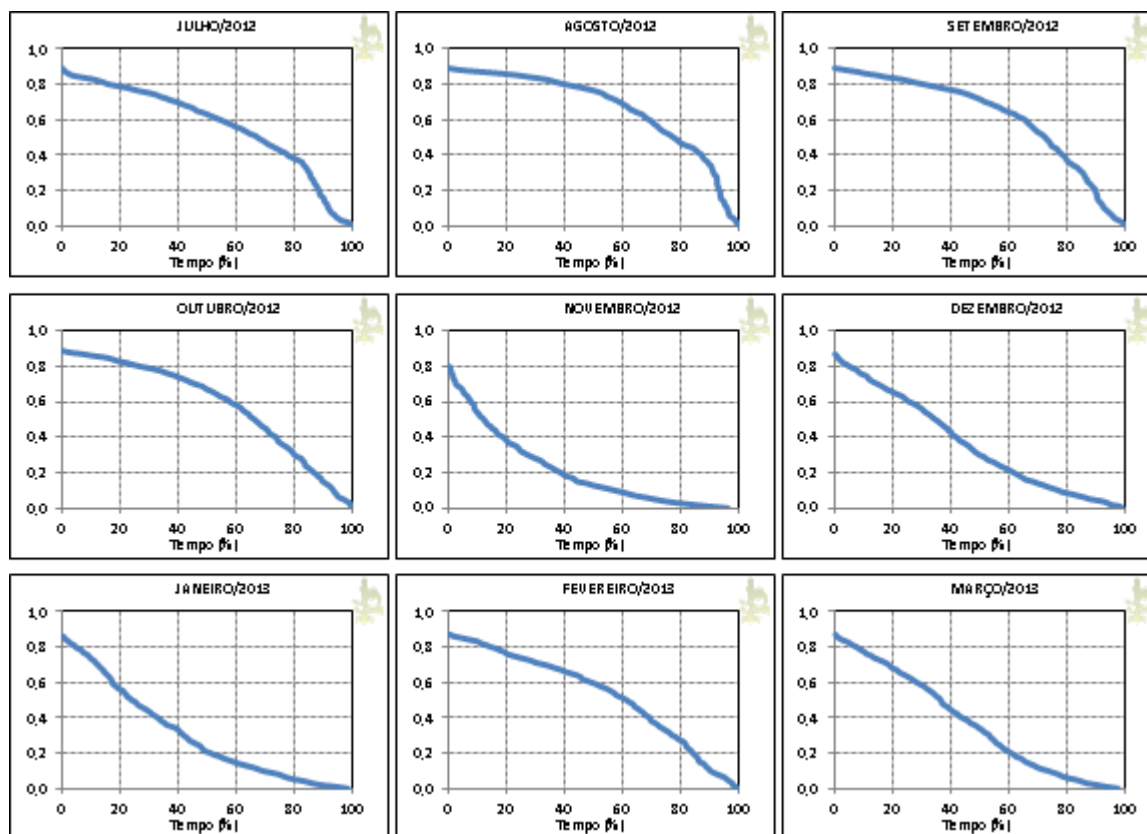


Gráfico 23 - Bahia: curva de permanência de potência

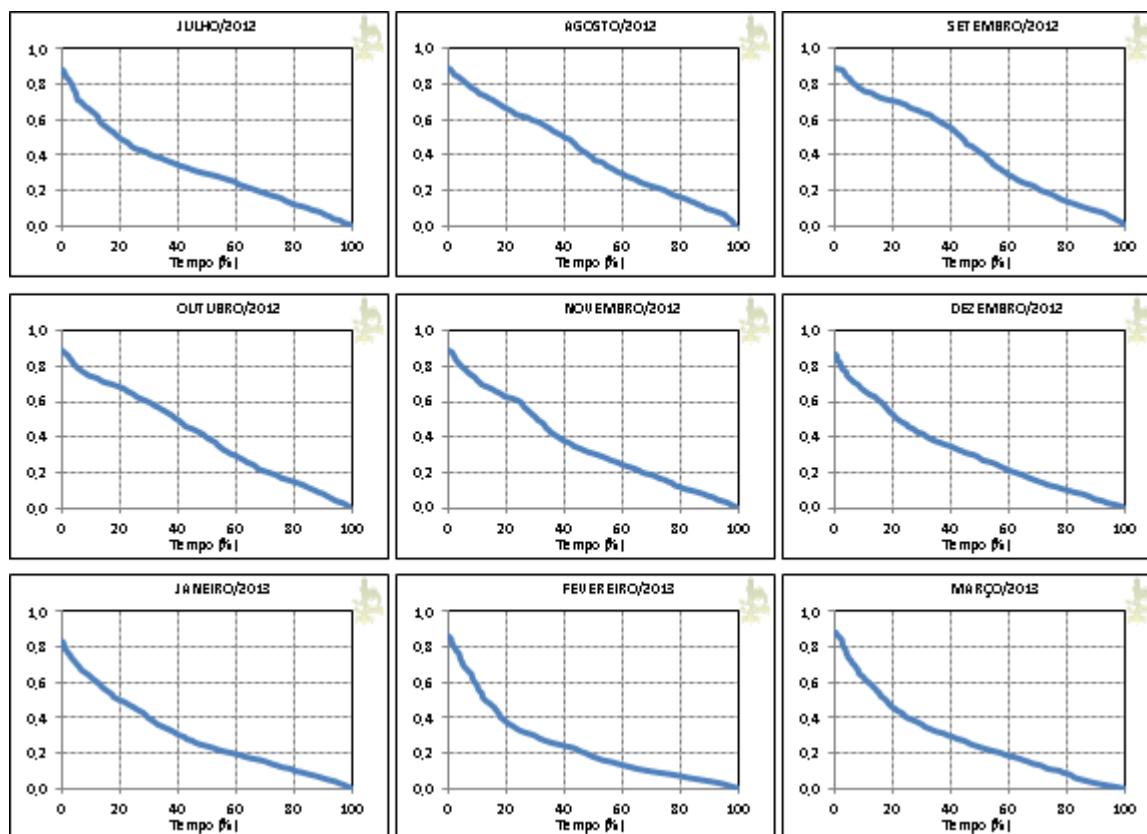


Gráfico 24 - Rio Grande do Sul: curva de permanência de potência

8. ÍNDICES DE CONFIABILIDADE E *CAPACITY CREDIT*

As medições anemométricas reunidas e organizadas na base de dados AMA tornam possível a construção de séries agregadas de estimativas da “geração eólica média horária” disponível em um conjunto de parques geograficamente dispersos.

Apesar das aproximações introduzidas, a precisão dessas estimativas pode ser considerada suficiente para estudos elétricos e energéticos de planejamento, determinísticos ou probabilísticos, como, por exemplo, para a avaliação de confiabilidade do suprimento da demanda de potência, aspecto que será explorado nesta seção.

Para tanto serão calculados índices mensais de confiabilidade pelo método de frequência e duração supondo um sistema de geração constituído por um conjunto de parques eólicos selecionados atendendo isoladamente a uma curva de carga típica ajustada da região onde se encontram estes parques, considerando as informações disponíveis na base de dados AMA.

Especificamente, no cálculo de índices de confiabilidade e *capacity credit* efetuados neste trabalho foram consideradas, em conjunto, as estimativas de geração dos 54 parques eólicos em instalação na Bahia e Litoral Nordeste, totalizando 797 aerogeradores e 1.464 MW. Foram utilizadas apenas as medições das estações anemométricas registradas no sistema AMA em operação contínua de julho de 2012 ao final de março de 2013.

8.1 Índices de confiabilidade e potência garantida

Devido ao caráter marcadamente sazonal da disponibilidade de potência no sistema elétrico brasileiro, predominantemente hidrelétrico, convencionou-se utilizar, na presente avaliação de índices de confiabilidade, índices mensais, de modo a melhor observar a sua esperada variação sazonal. Assim, foram utilizados dados obtidos a partir de séries históricas de estimativas de geração e curvas de carga com discretização horária, ou seja, séries mensais de valores médios de potência integralizada em cada hora.

Adotou-se, nesta avaliação, a metodologia de cálculo dos índices de confiabilidade pelo método analítico de frequência e duração¹², o qual pode ser resumida da seguinte forma:

- admitindo-se um “sistema de geração barra única”, ou seja, um sistema em que todas as cargas podem ser atendidas por qualquer gerador (sem restrições de transmissão), constroem-se inicialmente os modelos probabilísticos de geração e de carga;
- para construir o modelo de carga, adotou-se uma discretização em cinco patamares da curva típica de carga horária, conforme ilustra o Gráfico 25 com a carga ajustada da região Nordeste no mês de março;

¹² LEITE DA SILVA, A.M., MELO, A.C.G. e CUNHA, S.H.F. *Frequency and Duration Method for Reliability Evaluation of Large-scale Hydrothermal Generating Systems*. Publicado no IEE Proceedings - C, vol. 138, n.1, 1991.

- para construir o modelo de geração, adotou-se uma discretização em 15 patamares dos valores da série de geração estimada horária, conforme ilustra a Gráfico 26 com a geração eólica total da região Nordeste;
- admitindo-se, por hipótese, a independência entre as variáveis aleatórias “geração” (G) e “carga ou demanda” (D), os dois modelos podem então ser combinados em um “modelo de risco”, conforme ilustra a Figura 4;
- desta forma, pode-se calcular a distribuição de probabilidade da “margem de reserva” ($R = G - D$), dentre outros parâmetros estatísticos.

Vale observar que os estados em que a reserva é negativa correspondem aos estados nos quais ocorre um déficit de potência ou “déficit de ponta”, cuja probabilidade de ocorrência (LOLP) constitui o índice de confiabilidade mais amplamente utilizado em estudos de planejamento.

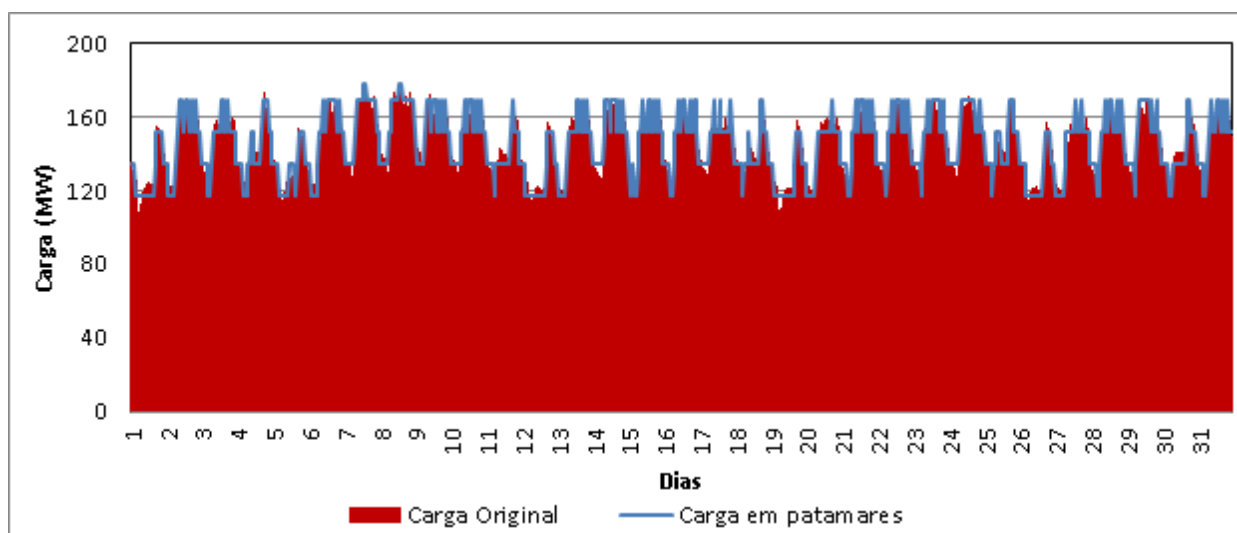


Gráfico 25 - Carga ajustada da região Nordeste, discretizada em 5 patamares

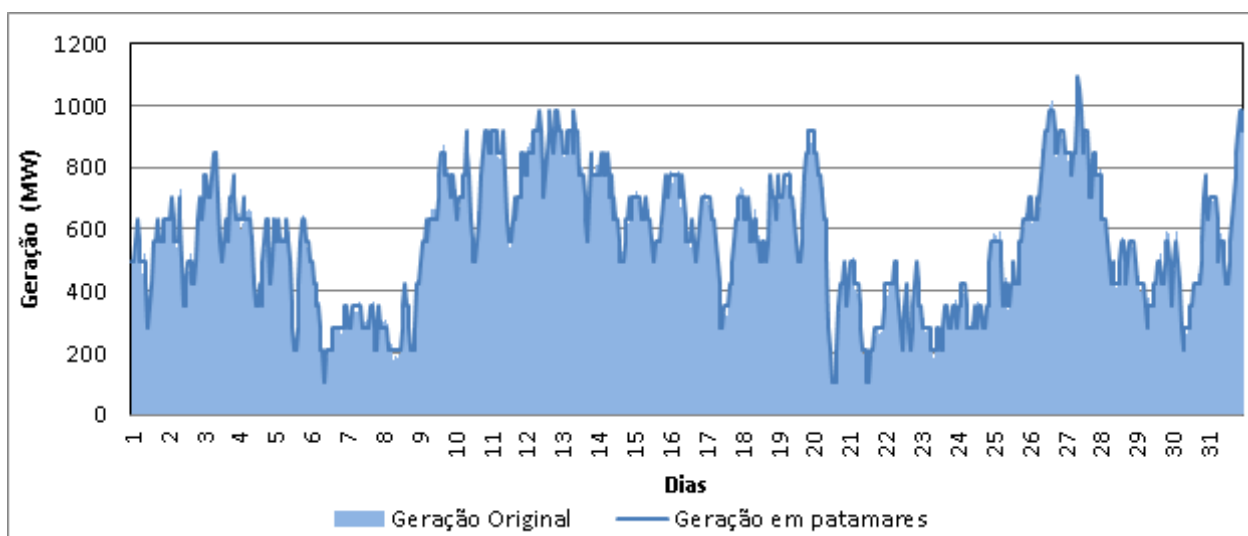


Gráfico 26 - Geração simulada dos parques eólicos do Nordeste, discretizada em 15 patamares

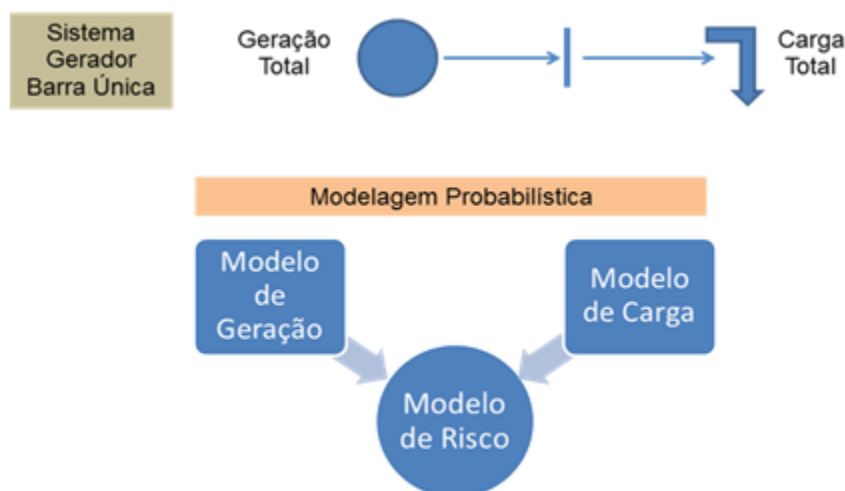


Figura 4 - Modelo de risco

O Sistema AMA dispõe de informações que permitem calcular os seguintes índices básicos de confiabilidade tradicionais:

- LOLP - Probabilidade de perda de carga (ou déficit de potência)
- LOLF - Frequência de perda de carga (ocorrências/mês)
- LOLD - Duração média da perda de carga (hora)
- MTBF - Tempo médio entre falhas (hora)
- EPNS - Valor esperado da potência não suprida (MW)
- EENS - Valor esperado da energia não suprida (MWh)

Além destes índices, pode-se definir também o conceito de Potência Garantida (PG) a um dado nível de risco como sendo a maior carga mensal (MW), com perfil típico igual ao da curva de carga de uma região (no caso Nordeste), que o sistema gerador eólico pode suprir tal que o índice LOLP não ultrapasse 5% (valor admitido como critério de garantia de suprimento, para fins desta avaliação em consonância com diretrizes do MME¹³).

A Tabela 5 sintetiza os índices de confiabilidade obtidos para o sistema da região Nordeste no período julho de 2012 a março de 2013.

Analisando-se os resultados mostrados nesta tabela, pode-se observar, por exemplo, que, no mês de julho/2012 (744 horas), o sistema gerador apresentaria uma probabilidade de déficit de 4,5%, correspondente a 33,5h, com uma frequência de déficits de potência igual 11,8 ocorrências, com duração média igual a 2,8h por ocorrência. O tempo médio entre déficits (MTBF) seria de 63,1 horas.

¹³ MME: Garantia Física de Energia e Potência - Metodologia, Diretrizes e Processo de Implantação; NOTA TÉCNICA MME/SPD/05; Brasília; 2004.

Tabela 5 - Índices de confiabilidade dos parques eólicos do Nordeste

Índice	Unid.	2012						2013		
		Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Jan	Fev	Mar
LOLP	-	4,5%	4,3%	4,2%	4,5%	4,3%	4,8%	4,3%	4,4%	4,5%
LOLF	(o/mês)	11,8	7,2	10,1	11,2	13,7	12,8	15,2	7,0	10,4
LOLD	hora	2,8	4,4	3,0	3,0	2,3	2,8	2,1	4,3	3,2
MTBF	hora	63,1	103,8	71,1	66,2	52,6	58,2	48,8	96,0	71,6
EPNS	MW	3,8	4,9	3,0	4,4	3,0	3,7	2,7	3,2	4,1
EENS (mês)	MWh	2.793	3.644	2.186	3.271	2.149	2.768	2.024	2.157	3.013
PG (95%)	MW	558	671	607	634	286	409	263	510	227
PG (95%) ¹	%	38%	46%	41%	43%	20%	28%	18%	35%	16%

¹ Potência Garantida em relação à potência total instalada nos parques.

No curto período simulado, a pior situação teria ocorrido em março de 2013, quando tal sistema apresentaria um valor esperado de déficit de potência (EPNS) igual a 4,1 MW, correspondendo a uma energia total não fornecida (EENS) de 3.013 MWh. O valor da Potência Garantida a 95% (ou 5% de risco de déficit) obtida para este sistema gerador neste mês foi de 227 MW, correspondente a 16% da potência instalada (1.464 MW). Neste caso, o valor esperado do déficit de potência representaria 1,8% da sua potência garantida (EPNS/PG).

Vale observar ainda que a potência garantida mostrou uma significativa variação sazonal neste período, entre 227 MW e 671 MW (16% e 46% da potência eólica instalada, respectivamente).

Cumprir destacar também que o cálculo de índices de confiabilidade e de potência garantida para os sistemas de geração eólica fornece uma base sólida para o estabelecimento de um critério de garantia de suprimento de ponta para o SIN, possibilitando uma avaliação mais precisa da contribuição efetiva dos parques eólicos para o atendimento à demanda regional de potência do sistema.

8.2 Cálculo do indicador *Capacity credit*

O indicador *capacity credit* fornece uma medida indireta do benefício sistêmico proporcionado por um parque eólico, avaliado em termos do aumento na capacidade de atendimento da demanda do sistema ao qual o parque está conectado. Seu cálculo consiste em se determinar qual a capacidade de uma usina termelétrica (UTE) padrão cuja confiabilidade seria equivalente à do parque eólico. Esta capacidade pode ser interpretada como um “crédito de capacidade” (MW) para o parque eólico, pois, do ponto de vista do sistema, esta UTE equivalente poderia ser substituída pelo parque eólico mantendo-se o mesmo nível de confiabilidade de suprimento da demanda¹⁴.

¹⁴ Holttinen, H.. et al.: Current methods to calculate capacity credit of wind power, IEA collaboration; Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE; 2008.

O sistema AMA dispõe de informações que possibilitam um cálculo aproximado do *capacity credit* que pode ser atribuído a um conjunto de parques eólicos, admitindo-se um critério (ou nível) de confiabilidade preestabelecido.

Neste trabalho, adotou-se como premissa que a UTE padrão seria uma usina a gás natural composta por 3 (três) unidades geradoras, com potência unitária a ser definida de acordo com a demanda equivalente mensal fruto da PG eólica e índice de indisponibilidade total (programada e forçada) igual a 12%.

A título de exemplo, calculou-se o valor do crédito de capacidade para o sistema eólico da região Nordeste adotando-se como premissa que este parque seria substituído por uma UTE equivalente com as características supracitadas. O crédito de capacidade é obtido variando-se a potência unitária da UTE até que a potência garantida da usina seja igual a potência garantida dos parques eólicos. O cálculo dos índices de confiabilidade da UTE equivalente é feito de maneira análoga ao cálculo da potência garantida descrito acima e o valor final obtido para a potência instalada da UTE constitui o crédito de capacidade do sistema eólico naquele mês.

A Tabela 6 sintetiza os resultados obtidos para o período de julho a março de 2013, considerando as mesmas curvas de carga do cálculo das PGs anteriores. Vale observar que os valores do crédito de capacidade são sempre maiores que os respectivos valores da PG (95%), posto que as unidades geradoras da UTE também estão sujeitas a falhas com certa probabilidade, falhas estas que já estariam consideradas no sistema gerador térmico.

Tabela 6 - Capacity credit

Índice	Unid.	2012						2013		
		Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Jan	Fev	Mar
PG (95%)	MW	558	671	607	634	286	409	263	510	227
Cap Cred	MW	796	959	868	951	408	585	374	731	325
Cap Cred ¹	%	54%	66%	59%	65%	28%	40%	26%	50%	22%

¹ Capacity Credit em relação à potência total instalada nos parques.

Caso se opte por expressar o crédito de capacidade em função da potência instalada, poder-se-ia atribuir aos parques eólicos do Nordeste um crédito de potência de pelo menos 325 MW (valor observado no pior mês, correspondente a 22% da potência nominal eólica instalada).

Importante ressaltar que, além do cálculo apresentado considerar somente um curto período histórico, o que impede a generalização do resultado, contempla apenas a operação isolada dos parques eólicos, desconsiderando a contribuição das demais fontes de potência do sistema elétrico. Desta forma, não leva em conta a possível sinergia existente entre a geração dos parques eólicos e a geração das demais fontes (hidrelétricas e termelétricas) conectadas ao SIN, o que possibilitaria melhorar os índices de confiabilidade e aumentar o crédito de capacidade.

9. PRODUÇÃO ESTIMADA DOS PARQUES EM INSTALAÇÃO

Nesta seção são apresentadas compilações de informações produzidas a partir da base de dados AMA. Trata-se das estimativas dos fatores de capacidade e da produção de energia dos parques eólicos cujos registros estão disponíveis na base de dados. Esses resultados foram obtidos por meio da simulação da operação desses parques, tomados em conjunto em cada uma das três áreas estabelecidas como referenciais neste trabalho. Para efeito dessas simulações foram observadas as bases e critérios de cálculo anteriormente explicitadas, inclusive o índice de redução da produção de 10% (ver seção 2, pg. 8).

O Gráfico 27 mostra a evolução dos fatores de capacidade médios mensais observados ao longo do histórico de medições abrigado no sistema AMA, computadas todas as estações de medição, incorporadas ao cálculo à medida que completavam um mês de medições e excluídas aquelas que apresentaram índice excessivo de indisponibilidade.

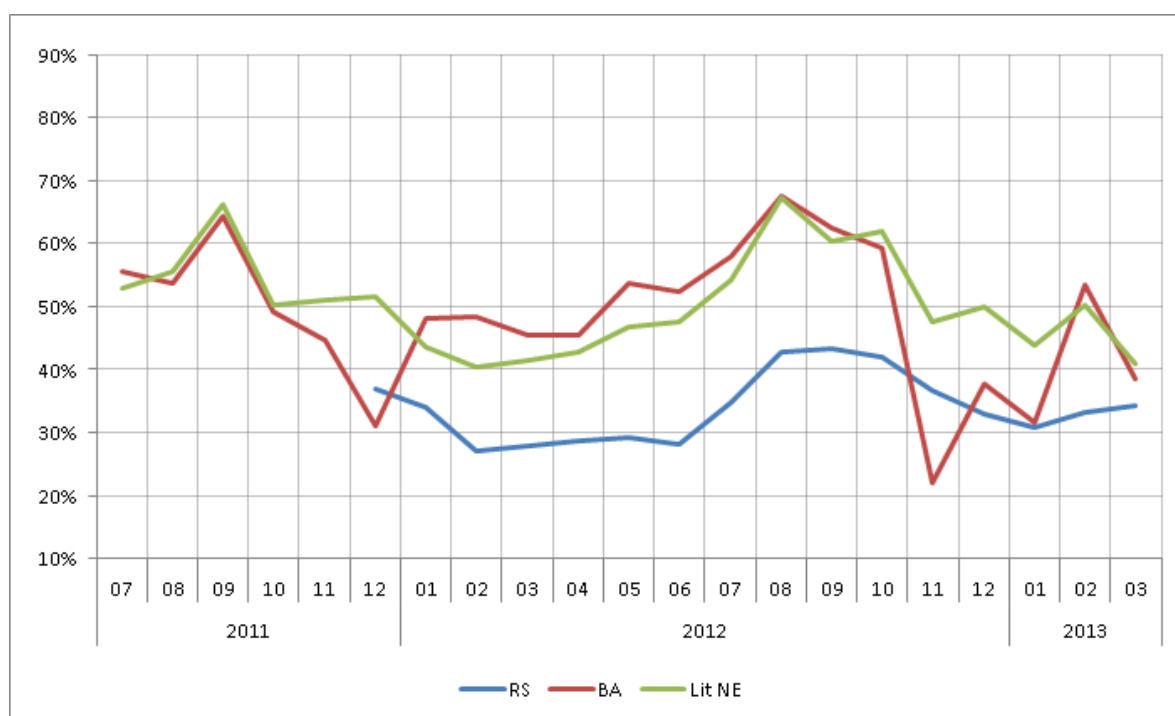


Gráfico 27 - Evolução dos fatores de capacidade médios mensais

Os parques eólicos no Rio Grande do Sul mostram fatores de capacidade menores do que os das demais regiões. Isto deve ser debitado às características dos ventos na região mas também, embora em menor parte, à maior potência unitária dos aerogeradores lá instalados. De fato, a potência média dos aerogeradores no Rio Grande do Sul é de 2.050 kW, enquanto que na Bahia a potência média unitária é de 1.715 kW e no litoral Nordeste de 1.934 kW. Por outro lado, o fato de a potência média ser maior pode significar maior aproveitamento do recurso energético. Com efeito, fatores de capacidade mais elevados não significam necessariamente o maior aproveitamento do recurso energético potencialmente disponível em determinado local.

Nos Gráficos 28 ao 30 comparam-se a quantidade de energia comercializada nos leilões ocorridos com a produção dos parques estimada por simulação. Embora útil, essa comparação deve ser analisada com reservas, principalmente em razão das imprecisões inerentes à simulação e do curto histórico de medições disponível, que desaconselham conclusões apressadas.

Para a construção desses gráficos, diferentemente do critério anteriormente adotado, foram considerados índices de perdas de produção de -5% e de 15%, de modo a se estabelecer uma “faixa de incerteza” (novamente arbitrária) da produção dos parques. A quantidade de energia comercializada foi representada mês a mês pela duodécima parte do comprometimento anual, desconsiderada, portanto, qualquer sazonalização.

Percebe-se que, na hipótese mais conservadora de perdas de produção, a geração eólica conjunta dos parques do Litoral Nordeste ainda superaria o comprometimento contratual exceto no período janeiro a junho de 2012, meses em que ocorre a fase de menor intensidade do ciclo anual dos ventos dessa região.

De fato, mesmo considerando o fator de perdas de 10% utilizado nas simulações apresentadas nesta Nota Técnica, no ano de 2012 a geração total dos parques do Litoral Nordeste superaria em cerca de 7% o total comprometido nos contratos firmados.

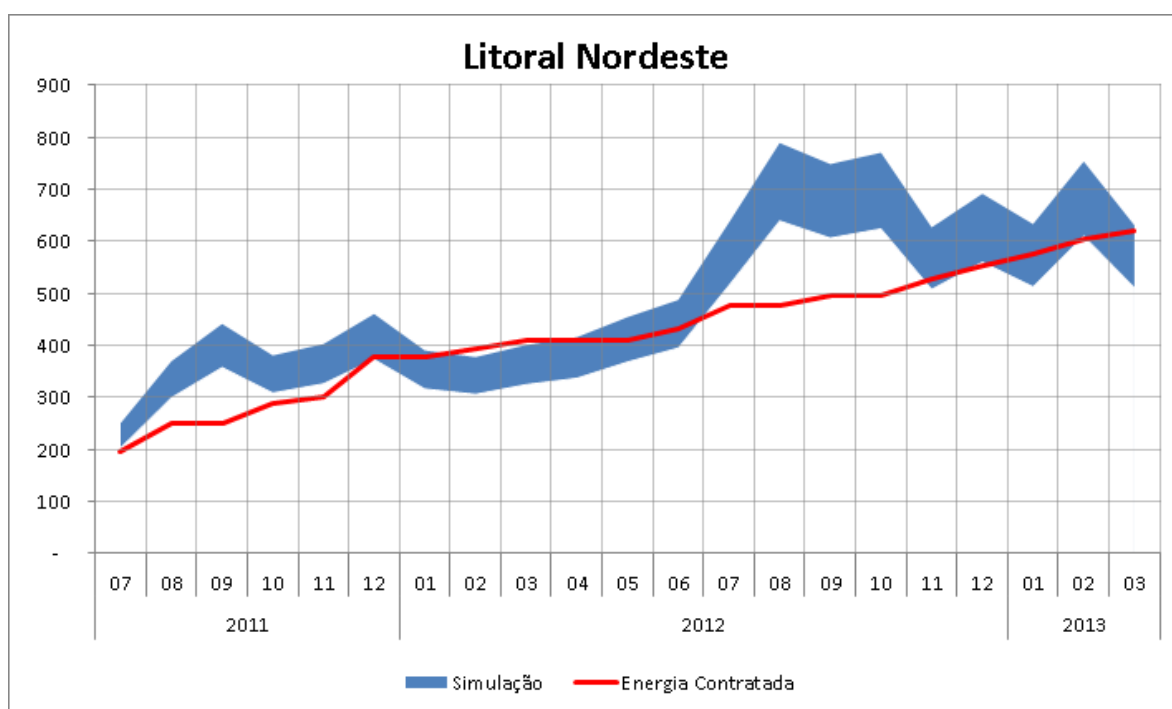


Gráfico 28 - Litoral Nordeste: produção estimada e energia contratada (MWmed)

No período compreendido entre julho de 2011 e março de 2013, também a geração dos parques eólicos instalados na Bahia teria superado o montante contratado nos leilões na maioria dos meses. Computado apenas o resultado do ano de 2012 e considerado o fator de perdas de 10%, a produção teria excedido o montante comprometido nos contratos em cerca de 2%.

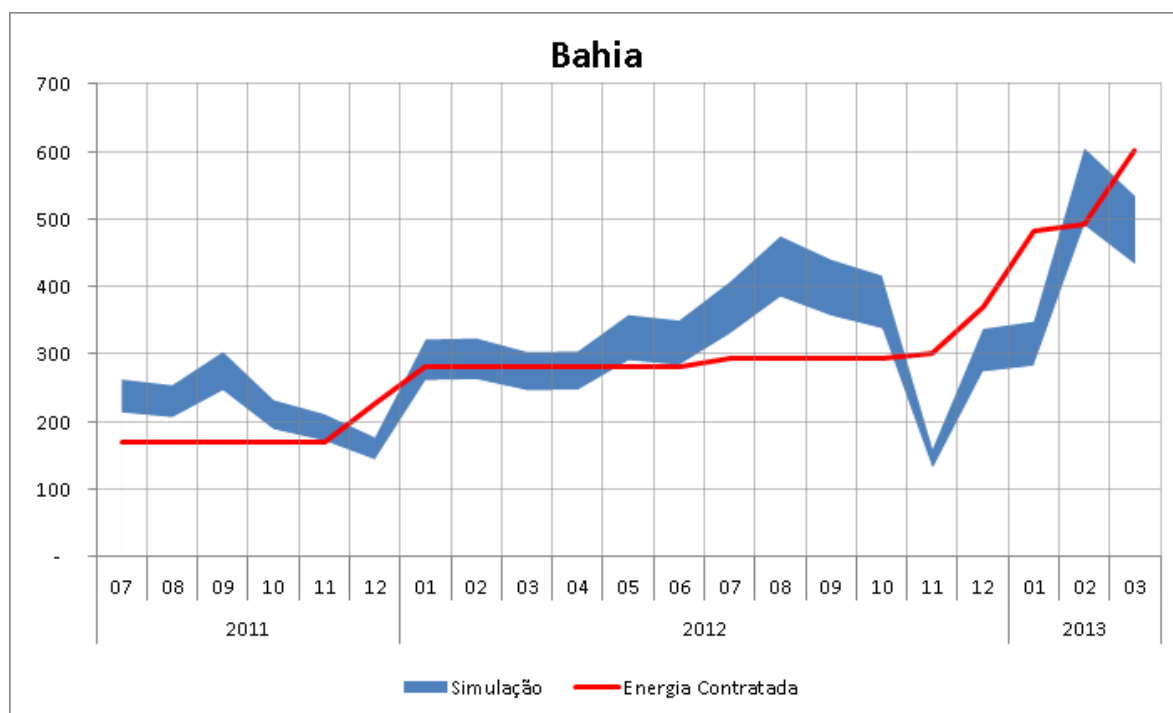


Gráfico 29 - Bahia: produção estimada e energia contratada (MWmed)

Diferentemente das demais regiões, a geração dos parques eólicos instalados no Rio Grande do Sul se mostrou superestimada no período e apenas nos meses de julho a novembro de 2012 teria superado o montante comprometido. Computada a geração ao longo do ano de 2012 apenas, a produção teria ficado abaixo do total negociado nos leilões em cerca de 3%.

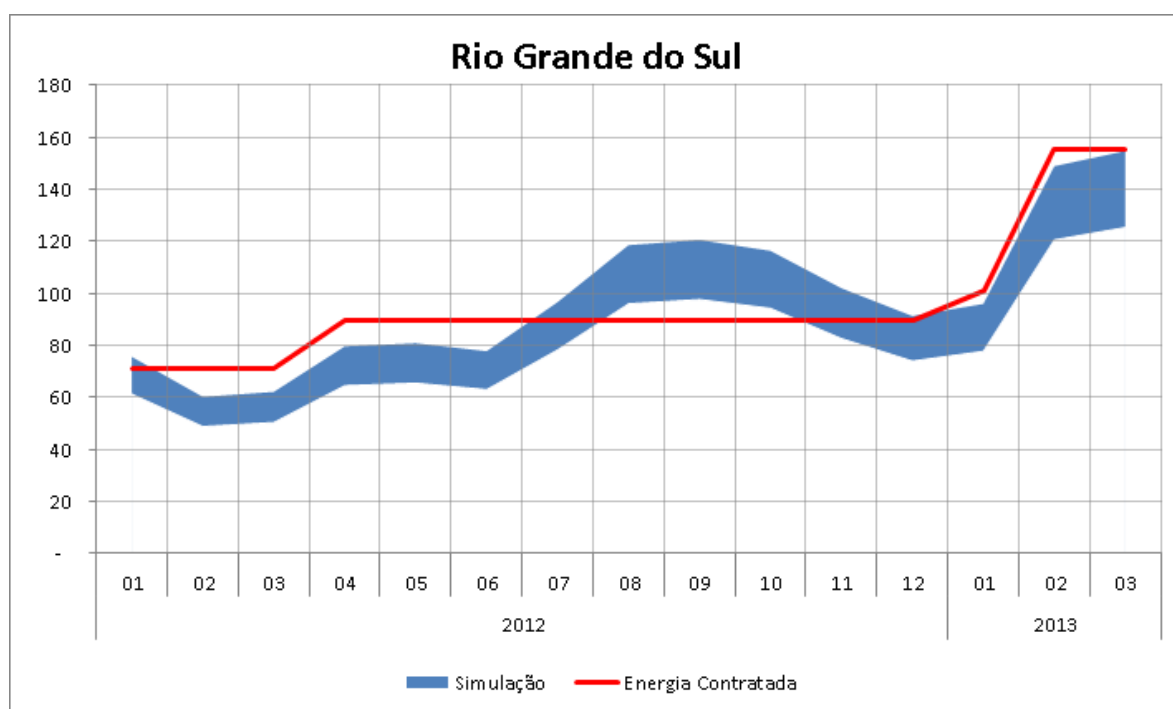


Gráfico 30 - Rio Grande do Sul: produção estimada e energia contratada (MWmed)

10. CONCLUSÕES

Apesar de ter como base um histórico de medições ainda relativamente curto e, nos estados da Bahia e do Rio Grande do Sul, pouco diversificado, as informações registradas na base de dados AMA e apresentadas nesta Nota Técnica permitem supor a existência de pelo menos três “regiões eólicas” que se distinguem por características importantes para a especificação de aerogeradores e projeto de parques eólicos, como as velocidades média e máxima, turbulência e perfil vertical do vento.

Distinguem-se também por características importantes para o planejamento do sistema de transmissão e da operação diária do sistema elétrico, como os períodos sazonais e diários de maior ou menor disponibilidade do recurso energético.

Não se descarta, no entanto, a existência de outras regiões com ventos de características diferenciadas em relação a essas três consideradas, como, por exemplo, o litoral leste entre Alagoas e a Paraíba. A própria evolução da base de dados pode indicar a existência de diversidades temporais de mais longo prazo que justifiquem modificação dos agrupamentos regionais adotados no momento.

Mantidos a composição e os critérios de cálculo, os índices de potência e de geração eólica poderão servir de referência para estudos do comportamento de longo prazo dos ventos, de correlações com a disponibilidade hídrica e mesmo para a estimativa e aferição da produção de parques eólicos. Os índices de vento são temas de trabalho que a EPE desenvolveu em conjunto com o Deutsches Windenergie Institute - DEWI GmbH, com o apoio da GIZ, no âmbito do acordo de cooperação técnica Brasil-Alemanha.

Uma análise rápida dos índices acima citados mostraria a dificuldade de se caracterizar uma das regiões como a “melhor” em termos de geração eólica.

Se considerado o índice de potência, se ranquearia em primeiro lugar a Bahia ($845,4 \text{ W/m}^2$), seguida do Litoral Nordeste e por fim o Rio Grande do Sul. Por outro lado, se considerado o índice de geração, o primeiro lugar seria ocupado pelo Litoral Nordeste ($994,8 \text{ kWmed/máquina}$), seguido pela Bahia e pelo Rio Grande do Sul.

Porém, se calculado o rendimento energético da transformação da energia eólica primária em energia elétrica levando-se em conta o limite de Betz e a área varrida pelas pás das unidades geradoras, novamente veríamos o Litoral Nordeste em primeiro lugar (67%), porém agora seguido do Rio Grande do Sul (62%) e por fim a Bahia (52%).

As simulações apresentadas confirmam os fatores de capacidade excepcionalmente elevados alcançados pelos parques eólicos instalados no país. Esse fato diferencia principalmente os

parques da região Nordeste do que se observa no mundo e pode ser atribuído às características únicas dos ventos da região - elevada velocidade média porém reduzida velocidade extrema -, onde estão sendo instalados aerogeradores de classes II e III em locais de ventos com velocidade média acima de 9 m/s no período em análise. Há que se considerar também possível influência do modelo de contratação da geração eólica pelo menor preço, que tende a induzir ao uso de máquinas de menor potência unitária.

A sincronização das medições dos parques que constituem a base de dados resulta em adequada incorporação dos efeitos da distribuição espacial da geração eólica, fundamental para o cálculo dos índices de confiabilidade.

Os resultados apresentados nesta Nota Técnica para esses índices, embora de utilidade prática limitada pelo curto histórico de nove meses considerado e pelas simplificações introduzidas ao se desconsiderar as demais fontes de energia elétrica, mostram que a contribuição da geração eólica, tipicamente uma fonte de energia elétrica de base, não se limita a seus benefícios energéticos, mas que também contribui para o atendimento à demanda instantânea.

Por desconsiderar as demais fontes, o resultado aqui apresentado para o *capacity credit* não pode ser diretamente comparado com aqueles mostrados na literatura, mas assumido como de “pior caso”, ou mínimo, a ser considerado para a geração eólica. De fato, a referência anteriormente citada, entre outras, sugere que para pequenos índices de penetração, como é o caso do sistema Nordeste, o *capacity credit* da geração eólica é numericamente próximo ao do fator de capacidade dos parques.