

# PLANEJAMENTO DA GERAÇÃO

## Geração Eólica e Fotovoltaica

*Dados de entrada para modelos elétricos e energéticos: metodologias e premissas*

**Novembro de 2022**

## Coordenação Geral

Erik Eduardo Rego

## Coordenação Executiva

Bernardo Folly de Aguiar

Gustavo Pires da Ponte

Thiago Ivanoski Teixeira

## Equipe Técnica

Anderson da Costa Moraes

Cristiano Saboia Ruschel

Flávio Alberto Figueredo Rosa

Josina Saraiva Ximenes

Leandro Pereira de Andrade

Letícia Sampaio Drummond Valladares (Estagiária)

Paula Monteiro Pereira

Pedro Paulo Rodrigues Grassel (Estagiário)

Wesley Lucas da Silva Oliveira (Estagiário)

Ministério de  
**Minas e Energia** 

**Ministro de Estado**  
Adolfo Sachsida

**Secretária-Executiva**  
Hailton Madureira de Almeida

**Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético**  
José Guilherme de Lara Resende

<http://www.mme.gov.br/>



Empresa de Pesquisa Energética

## Presidente

Thiago Vasconcelos Barral Ferreira

**Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais**  
Giovani Vitória Machado

**Diretor de Estudos de Energia Elétrica**  
Erik Eduardo Rego

**Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis**  
Heloisa Borges Esteves

**Diretor de Gestão Corporativa**  
Angela Regina Livino de Carvalho

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

## IDENTIFICAÇÃO DO DOCUMENTO E REVISÕES

<b>epe</b> Empresa de Pesquisa Energética		
<i>Área de Estudo</i> <b>PLANEJAMENTO DA GERAÇÃO</b>		
<i>Estudo</i> <b>Geração Eólica e Fotovoltaica</b>		
<i>Macro - atividade</i> <b>Dados de entrada para modelos elétricos e energéticos: metodologias e premissas</b>		
<i>Ref. Interna (se aplicável)</i>		
<i>Revisões</i>	<i>Data de emissão</i>	<i>Descrição sucinta</i>
r0	02/2021	Emissão original
r1	12/2021	Atualizações: - Contabilização do ganho por bifacialidade para usinas fotovoltaicas centralizadas - Melhoria na metodologia para usinas fotovoltaicas flutuantes - Inclusão do ano de 2020 na análise das usinas eólicas <i>onshore</i> - Uso de uma turbina de 12 MW na análise das usinas eólicas <i>offshore</i>
r2	22/11/2022	Atualizações: - Fatores de capacidade de eólicas <i>onshore</i> - Metodologia de estimativa da contribuição das eólicas <i>offshore</i>

## Sumário

<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>3</b>
<b>2. BASES DE DADOS .....</b>	<b>4</b>
<b>2.1 AMA .....</b>	<b>4</b>
<b>2.2 AEGE.....</b>	<b>6</b>
<b>2.3 BRASIL-SR .....</b>	<b>7</b>
<b>2.4 MERRA 2.....</b>	<b>8</b>
<b>2.5 ERA 5.....</b>	<b>9</b>
<b>2.6 Quadro Resumo .....</b>	<b>10</b>
<b>3. METODOLOGIA PARA ESTIMATIVA DE ENERGIA .....</b>	<b>11</b>
<b>3.1 Solar Fotovoltaica Centralizada .....</b>	<b>11</b>
<b>3.2 Solar Fotovoltaica Flutuante.....</b>	<b>13</b>
<b>3.3 Eólica Onshore .....</b>	<b>13</b>
<b>3.4 Eólica Offshore.....</b>	<b>17</b>
<b>4. RESULTADOS E APLICAÇÃO EM MODELOS .....</b>	<b>21</b>
<b>4.1 Separação em Regiões.....</b>	<b>21</b>
<b>4.2. Estudos Energéticos.....</b>	<b>28</b>
<b>4.1. Estudos Elétricos.....</b>	<b>37</b>
<b>5. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>38</b>
<b>6. REFERÊNCIAS.....</b>	<b>39</b>

## 1. INTRODUÇÃO

Esta Nota Técnica tem o objetivo de apresentar a metodologia e as premissas para obtenção de dados de geração representativos das usinas eólicas (*onshore* e *offshore*) e fotovoltaicas (centralizadas e flutuantes) para os estudos de planejamento da geração e transmissão realizados pela EPE. Nesta Nota Técnica, não serão abordadas as usinas fotovoltaicas distribuídas.

Nos estudos de planejamento da geração, a representação dessas fontes é feita avaliando sua expectativa de geração mensal e horária. Além disso, existe uma diferenciação entre a representação das usinas existentes e das usinas futuras. Nesta Nota Técnica, serão abordadas apenas as premissas para representação das usinas futuras, que são utilizadas nos modelos como candidatas a entrar no sistema elétrico.

Por se tratar de fontes de geração variável e não controlável, é importante estabelecer uma metodologia aderente às suas contribuições energéticas de acordo com o comportamento nos locais onde os empreendimentos vêm sendo instalados no país. Ademais, a extensão temporal e a granularidade dos dados são fatores fundamentais para garantir a representatividade dos estudos em relação à operação futura.

Durante o ano de 2022, a metodologia utilizada nas estimativas foi modificada nos seguintes aspectos:

- Atualização dos fatores de capacidade de usinas eólicas, considerando as características técnicas de projetos mais recentes.
- Aperfeiçoamento da metodologia de estimativa da contribuição das eólicas *offshore*, considerando diversas áreas (com base nos projetos submetidos ao IBAMA) e locais/pontos com dados de vento.

Para descrever o procedimento utilizado, esta Nota Técnica foi dividida em 3 capítulos, além da introdução e das considerações finais.

No Capítulo 2 são descritas todas as bases de dados utilizadas nos estudos e no Capítulo 3 são mostradas as metodologias usadas para estimativa de geração de energia a partir destas bases.

Devido à quantidade de parques eólicos e fotovoltaicos instalados no Brasil, é conveniente dividir o país em regiões. No Capítulo 4, são abordadas as características usadas para esta divisão e mostrados quais dados foram utilizados nos estudos de geração e transmissão da EPE.

As planilhas com as séries de geração estimadas por meio das metodologias apresentadas neste estudo estão disponíveis no site da EPE.

## 2. BASES DE DADOS

Sabe-se que o Brasil possui um vasto potencial eólico e solar. Porém, os recursos não são distribuídos igualmente no país, sendo algumas regiões mais favoráveis a cada tipo de recurso. No caso da fonte eólica, as regiões com mais recursos são o Nordeste e o Sul. Já no caso da fonte solar, o recurso é mais homogêneo, embora um pouco superior na região Nordeste e na porção mais central do país. Mesmo com a quantidade de usinas já instaladas nestes locais, ainda existe um enorme potencial nestas regiões. Isto permite que o conhecimento já adquirido sobre o comportamento dos recursos possa ser usado para estimativas futuras.

As informações apresentadas neste estudo são provenientes de diversas bases de dados utilizadas no setor eólico e solar e descritas abaixo:

1. **AMA** – dados meteorológicos medidos pelos proprietários dos parques eólicos e enviados para EPE por força dos contratos de energia.
2. **AEGE** – dados recebidos pela EPE com informações de todos os empreendimentos de geração que participam dos leilões de energia.
3. **BRASIL-SR** – dados de irradiação fornecidos pelo Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (LABREN) do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE).
4. **MERRA 2** – dados de reanálise disponibilizados pela NASA.
5. **ERA 5** – dados de reanálise disponibilizados pelo Centro Europeu de Previsões Meteorológicas de Médio Prazo (ECMWF).

### 2.1. AMA

A base de dados do Sistema AMA (Sistema de Acompanhamento de Medições Anemométricas) 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 (Ministério de Minas e Energia), os editais dos leilões de energia do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) possuem uma cláusula de obrigatoriedade de envio de medições anemométricas e climatológicas no local dos parques vencedores do leilão durante todo o período de vigência do contrato. Estes dados são registrados a cada 10 minutos e enviados quinzenalmente à EPE com o objetivo de reunir informações com a frequência, a quantidade e a qualidade necessárias para fundamentar estudos elétricos e energéticos. São registradas medições de pressão, temperatura, umidade relativa, velocidade e direção do vento.

Desde 2012, a EPE vem utilizando esta base para melhoria de seus estudos, como pode ser consultado em: <https://www.epe.gov.br/pt/aceso-restrito/sistema-ama>

Atualmente, são encaminhados ao AMA, dados de mais de 600 estações de medição instaladas no Nordeste e no Sul, como mostrado na Figura 1.

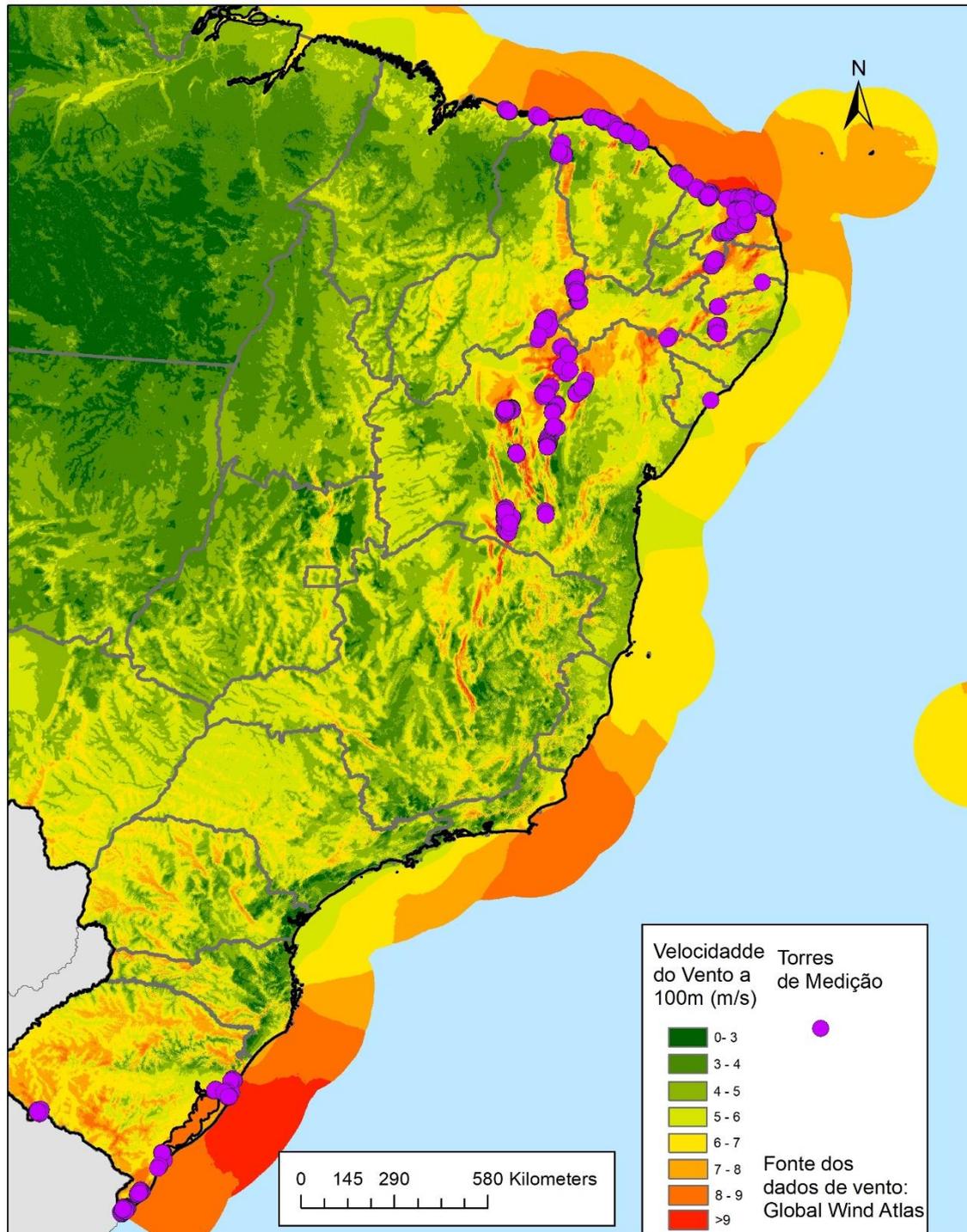


Figura 1- Estações do Sistema AMA

Na elaboração deste estudo, foram utilizadas apenas as estações com medições entre 01/01/2017 e 31/12/2019, o que diminuiu a amostra para 462 torres anemométricas, conforme mostrado na Tabela 1.

**Tabela 1 – Desagregação das estações por Estado**

<b>Estado</b>	<b>Estações</b>	<b>Potência (MW)</b>	<b>Participação</b>
<b>MA</b>	8	221	2%
<b>PI</b>	52	1.412	12%
<b>CE</b>	60	1.420	12%
<b>RN</b>	106	2.926	26%
<b>PB</b>	3	95	1%
<b>PE</b>	29	757	7%
<b>SE</b>	1	35	0%
<b>BA</b>	126	2.960	26%
<b>RS</b>	77	1.630	14%
<b>TOTAL</b>	<b>462</b>	<b>11.454</b>	<b>100%</b>

É importante ressaltar que a base AMA não possui dados de parques contratados via PROINFA<sup>1</sup> ou Mercado Livre. Mesmo assim, devido à quantidade de torres e localizações destas, esta amostra utilizada é representativa dos dados reais de toda a geração eólica do país.

## 2.2. AEGE

A base de dados do Sistema AEGE (Acompanhamento de Empreendimentos Geradores de Energia) é o principal banco de informações de projetos de geração da EPE. Esta base possui as informações de projeto de todos os empreendimentos que participam dos leilões de energia do ACR, considerando aspectos elétricos, ambientais, energéticos e econômicos. Vários documentos divulgados pela EPE possuem o AEGE como base de dados primária.

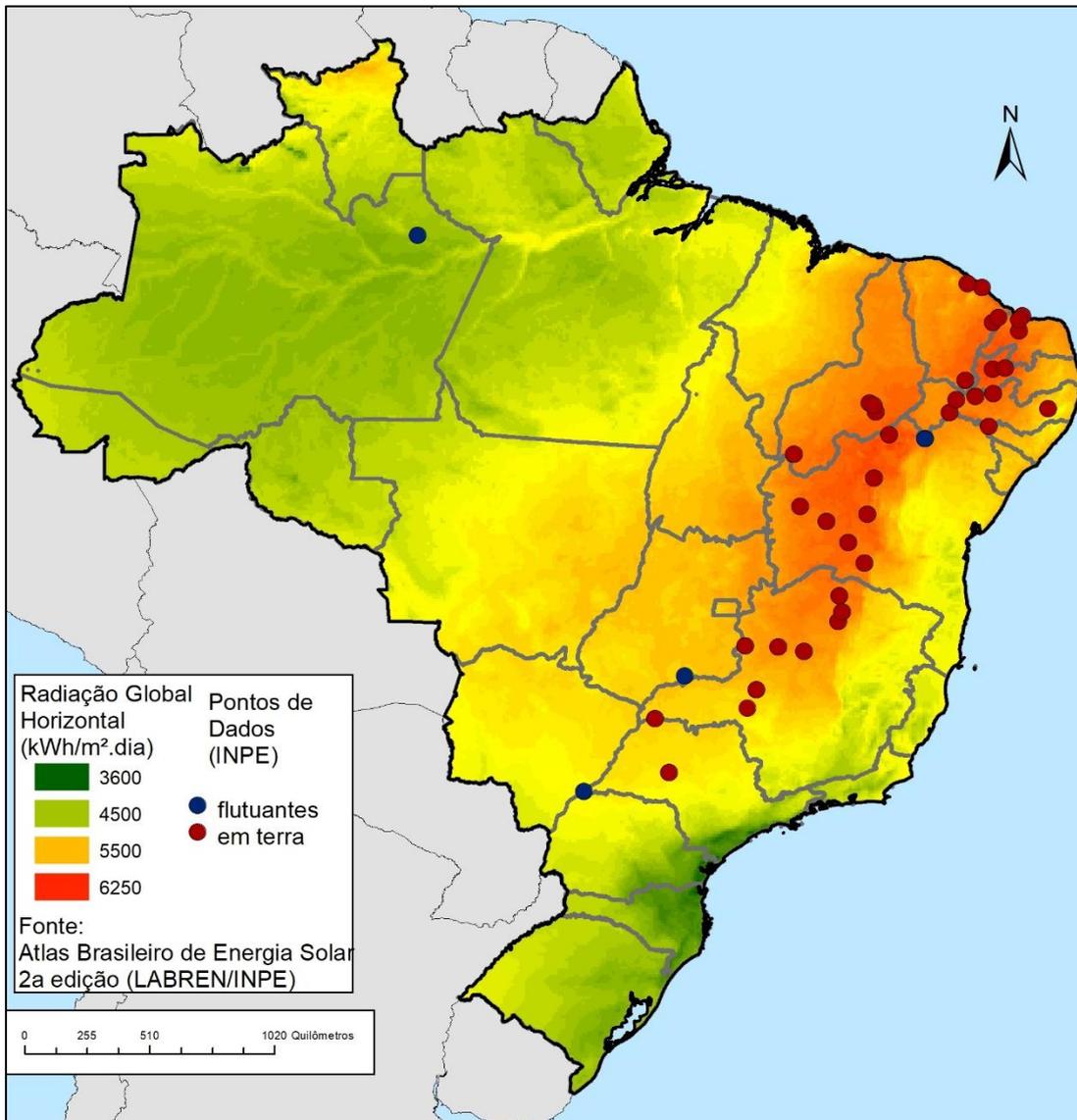
Neste estudo, são utilizadas as seguintes informações:

- Fator de Capacidade (FC) das usinas eólicas e fotovoltaicas que foram habilitadas nos leilões.
- Modelo de aerogerador em cada parque eólico.
- Fator de dimensionamento, tipo de estrutura e perdas típicas para usinas fotovoltaicas.

<sup>1</sup> PROINFA: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, responsável pela instalação de 1.283 MW em parques eólicos [1].

### 2.3. BRASIL-SR

A base de dados do modelo de transferência radiativa BRASIL-SR foi fornecida pelo LABREN – INPE e contém dados horários de irradiação global horizontal no período entre 2006 e 2017, considerando 42 localidades (Figura 2), selecionadas com base nas informações das usinas contratadas nos leilões entre 2014 a 2019 e estudos prospectivos. Em alguns casos, localidades próximas foram agregadas em um único município para fins de simplificação.



**Figura 2 – Base de dados Brasil-SR: pontos utilizados**

Esta base de dados é a mesma apresentada no Atlas Brasileiro de Energia Solar – 2ª Edição e os detalhes da modelagem para obtenção dos mesmos podem ser consultados em Pereira et al. [2].

## 2.4. MERRA 2

A base de dados MERRA 2 (*Modern Era Retrospective Analysis for Research and Applications*) é uma base pública disponibilizada pela NASA e muito usada no setor eólico [3]. O MERRA-2 possui uma grade com 576 pontos na direção longitudinal e 361 pontos na latitudinal, correspondendo a uma resolução de  $0,625^\circ \times 0,5^\circ$ , cobrindo todo o planeta. Cada ponto contém dados climáticos em base horária desde 1981. Neste estudo, foram usados apenas os dados anemométricos correspondentes às Regiões Nordeste e Sul, como mostrado na Figura 3. Já para temperatura, também foram usados dados da Região Sudeste.

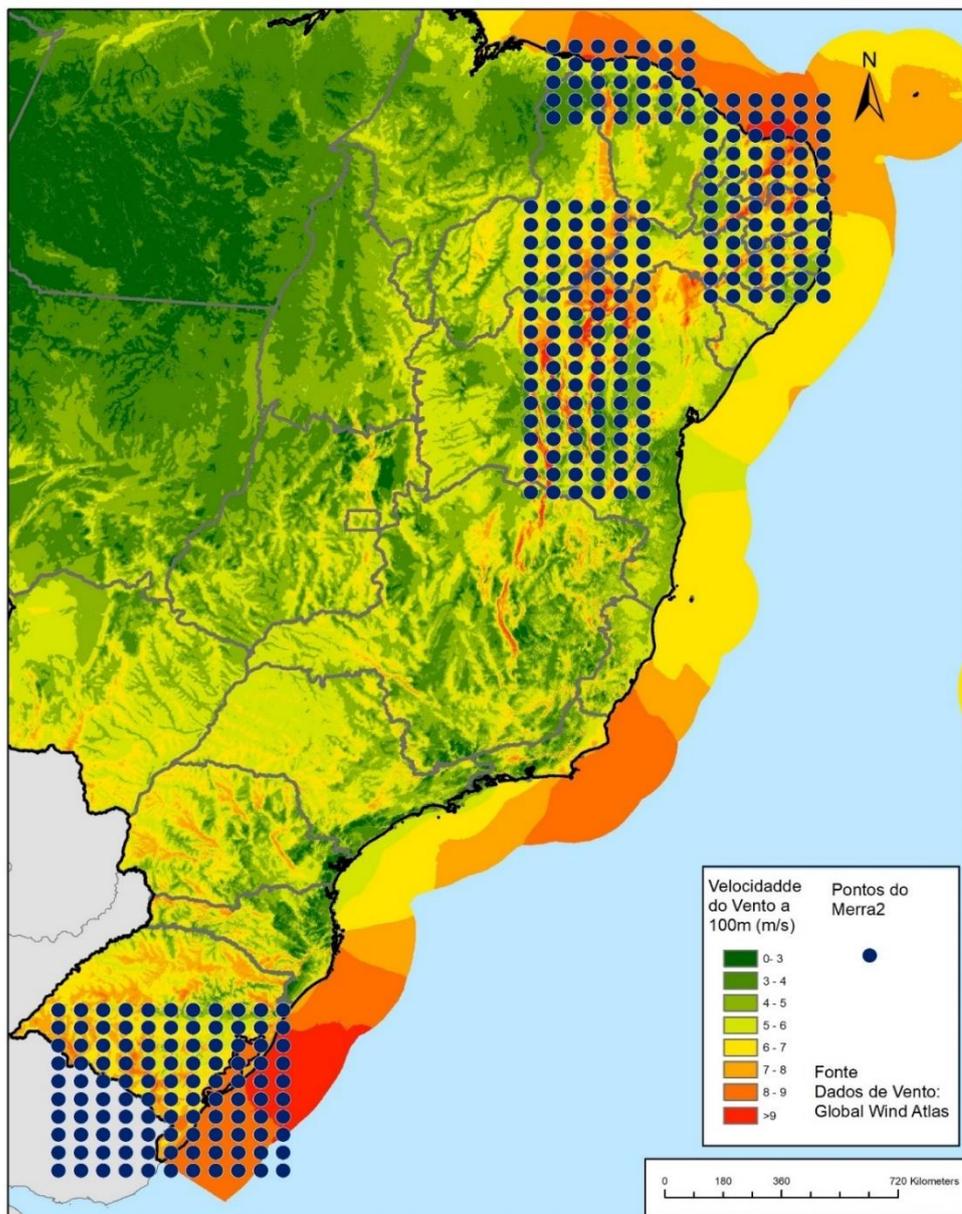


Figura 3 – Base de Dados MERRA 2: pontos utilizados

## 2.5. ERA 5

A base de dados ERA 5 é uma base pública disponibilizada pelo ECMWF que possui resolução horizontal global de 31 km. Os dados possuem frequência horária, velocidade do vento a 100 metros e período a partir de 1979<sup>2</sup>.

Neste estudo, a base ERA 5 foi utilizada apenas nas análises de eólicas *offshore*.

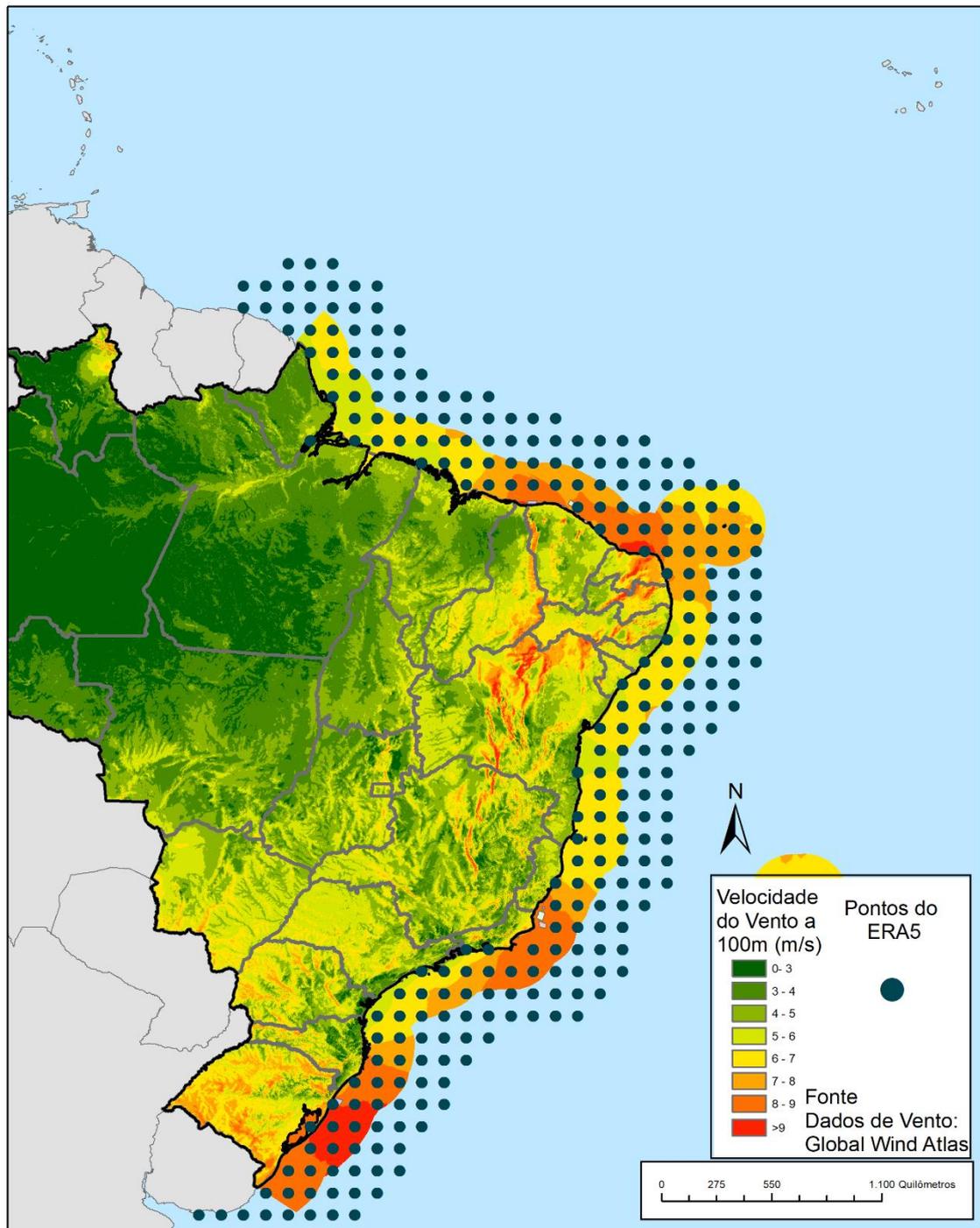


Figura 4- Base de Dados ERA 5: pontos utilizados

<sup>2</sup> De acordo com o site do ECMWF já estão disponíveis as séries desde 1950.

## 2.6. Quadro Resumo

O Quadro 1 consolida as bases de dados usadas e suas principais características.

**Quadro 1– Resumo dos dados utilizados**

<b>Base de Dados</b>	<b>Variáveis usadas</b>	<b>Altura</b>	<b>Período usado</b>	<b>Quantidade de pontos</b>	<b>Resolução temporal</b>
<b>AMA</b>	Velocidade do vento Pressão Temperatura Umidade	Variável de acordo com o parque eólico	2017 a 2019	462 estações	10 minutos
<b>AEGE</b>	Fator de capacidade Dados de projetos	Não se aplica	Média de longo prazo	935 parques solares e 362 parques eólicos	Mensal
<b>BRASIL-SR</b>	Irradiação	Não se aplica	2006 a 2017	42 locais	Horária
<b>MERRA 2</b>	Velocidade do vento Temperatura	50 m	1981 a 2020	Resolução de 50 km	Horária
<b>ERA 5</b>	Velocidade do vento Pressão Temperatura Umidade	100 m	2000 a 2017	Resolução 31 km	Horária

### 3. METODOLOGIA PARA ESTIMATIVA DE ENERGIA

A partir dos dados dos recursos energéticos, seja velocidade do vento ou irradiação, foram feitas simulações para estimativas energéticas. A seguir serão detalhadas as metodologias para simulação da energia fotovoltaica e eólica *onshore* e *offshore*.

#### 3.1. Solar Fotovoltaica Centralizada

Para a geração fotovoltaica, os dados horários de irradiação global horizontal (BRASIL-SR) e de temperatura (MERRA 2) foram simulados por meio do software *System Advisor Model* (SAM), versão 2020.11.29, desenvolvido pelo NREL [4].

Visto que o SAM é um modelo que possui entrada de dados anual, é necessário realizar os cálculos dos 12 anos de cada localidade separadamente. Após a separação dos dados em arquivos anuais, tratamento das falhas e cálculo da irradiação difusa, simulou-se a produção horária para cada um dos anos de cada localidade. Para os anos bissextos, o dia 29/02 foi excluído, pois o SAM não permite a inserção de anos com 366 dias. A partir da especificação de uma usina padrão, baseada nas práticas de dimensionamento e na tecnologia atual, chega-se ao resultado de séries horárias de 12 anos para cada localidade. Os equipamentos e configurações considerados nas simulações são apresentados na Tabela 2. Os resultados são normalizados para posterior agregação dos subsistemas de acordo com os pesos estabelecidos em cada estudo.

**Tabela 2 – Equipamentos e arranjos considerados na usina padrão**

<b>Módulos</b>	
Tipo de célula:	Silício monocristalino bifacial
Potência nominal máxima:	375 W
Bifacialidade:	0,85
<b>Inversores</b>	
Potência CA:	3.109 kW
<b>Arranjo</b>	
Módulos em série:	24
Séries em paralelo:	444
Potência CC total	3.997 kW
Fator de dimensionamento	0,78
Estrutura	Rastreamento 1 eixo

Alguns fatores de perda são calculados pelo software a partir da simulação de produção horária, tais como perda por temperatura do módulo, ângulo de incidência e eficiência do inversor e o ganho por bifacialidade. Outras são inseridas manualmente e foram definidas a partir de valores típicos encontrados nos projetos atuais, de forma que os fatores de capacidade anuais e mensais resultantes das simulações fossem similares aos encontrados na base de dados do AEGE. A lista de localidades simuladas é apresentada na Tabela 3.

Tabela 3 – Relação de localidades simuladas

Subsistema	UF	Município	Latitude (°)	Longitude (°)
Nordeste	BA	Barreiras	-12,04	-45,07
		Bom Jesus da Lapa	-13,37	-43,3
		Casa Nova	-9,38	-41,81
		Guanambi	-14,13	-42,7
		Itaguaçu da Bahia	-10,99	-42,36
		Juazeiro	-9,53	-40,49
		Oliveira dos Brejinhos	-12,32	-42,61
		Tabocas do Brejo Velho	-12,6	-44,11
	CE	Abaíara	-7,38	-39
		Aquiraz	-3,94	-38,39
		Caucaia	-3,79	-38,92
		Limoeiro do Norte	-5,24	-38
		Quixeré	-5,04	-37,79
	PB	Coremas	-6,96	-37,99
		Malta	-6,91	-37,55
	PE	Agrestina	-8,42	-35,96
		Flores	-7,87	-37,98
		Orocó	-8,57	-39,59
		São José do Belmonte	-7,97	-38,63
		Tacaratu	-9,07	-38,15
		Terra Nova	-8,08	-39,34
	PI	João Costa	-8,55	-42,29
		Ribeira do Piauí	-8,21	-42,53
		São Gonçalo do Gurguéia	-10,11	-45,3
		São João do Piauí	-8,29	-42,37
	RN	Açu	-5,55	-37,03
		Areia Branca	-4,98	-36,91
Serra do Mel		-5,12	-37,03	
Sudeste/Centro-Oeste	MG	Araxá	-19,5	-47
		Francisco Sá	-16,3	-43,67
		Guimarânia	-18,82	-46,67
		Jaíba	-15,35	-43,63
		Janaúba	-15,94	-43,52
		João Pinheiro	-17,23	-45,87
		Paracatu	-17,2	-47,09
		Pirapora	-17,41	-44,92
	SP	Guaimbê	-21,89	-49,88
		Ouroeste	-19,89	50,4

É importante ressaltar que cada localidade possui diferentes quantidades de parques solares instalados ou contratados. Portanto, a depender do estudo que esteja sendo realizado, cada localidade terá pesos diferentes. Por exemplo, nos estudos de geração, utiliza-se o total de usinas instaladas ou contratadas até o momento de sua elaboração como referência de geração fotovoltaica no SIN. Em estudos de transmissão, por outro lado, podem ser utilizados pesos distintos, que representem a expectativa ou o potencial de instalação de usinas fotovoltaicas em determinada região. Assim, as séries horárias simuladas para este conjunto de localidades possuem flexibilidade para a realização de diversos estudos, bastando adaptar às potências instaladas por local à finalidade desejada.

### 3.2. Solar Fotovoltaica Flutuante

Neste ciclo de planejamento, a estimativa de produção de usinas fotovoltaicas flutuantes foi aprimorada. De maneira similar às centralizadas, simulou-se a produção em localidades selecionadas. As principais diferenças foram:

- (i) uso de estruturas fixas, com os módulos virados para o Norte a 10 graus de inclinação;
- (ii) módulos monofaciais; e
- (iii) perda por temperatura reduzida devido ao efeito de resfriamento evaporativo.

Foram consideradas quatro localidades para representar projetos existentes de usinas flutuantes: Balbina (dados de Presidente Figueiredo - AM), Itumbiara (GO), Sobradinho (dados de Juazeiro - BA) e Porto Primavera (Rosana - SP). As coordenadas geográficas consideradas são mostradas na Tabela 4.

**Tabela 4 - Localização das usinas fotovoltaicas flutuantes**

Município	UF	Latitude (°)	Longitude (°)
Itumbiara	GO	-18,30	-49,30
Juazeiro	BA	-9,53	-40,49
Presidente Figueiredo	AM	-2,00	-59,10
Rosana	SP	-22,58	-53,00

### 3.3. Eólica *Onshore*

Para as eólicas *onshore*, os dados de geração, em MWh, foram obtidos por simulação da geração dos parques eólicos a partir dos dados do AMA. Aplicando-se as médias de 10 minutos da velocidade de vento e demais parâmetros climáticos nas curvas de potência dos modelos de aerogeradores, estima-se a geração de um único gerador posicionado no local das medições. Admite-se que esta geração calculada pode ser escalonada pelo número de máquinas instaladas no parque e é representativa da geração de todo o parque eólico. A metodologia de simulação é extremamente simples, mas conduz a resultados suficientemente precisos para orientar os estudos de planejamento.

Os modelos de aerogeradores utilizados nas simulações e mostrados na Tabela 5 são oriundos da base de dados de projetos do AEGE, considerando apenas os modelos que deverão ser instalados nos próximos anos, de acordo com as tendências de mercado. Ressalta-se que existem inúmeros outros modelos no mercado e estão listados apenas os que foram usados.

**Tabela 5 – Aeroogeradores considerados na análise**

<b>Fabricante</b>	<b>Modelo</b>	<b>Diâmetro de rotor (m)</b>	<b>Potência (MW)</b>
GE	GE158	158	5,5
Siemens Gamesa	SG145	145	4,8
Siemens Gamesa	SG170	170	6,2
Vestas	V126	126	3,3
Vestas	V150	150	4,2
WEG	AGW147	147	4,0

A partir dos dados do AMA e das curvas de potência das turbinas, foi calculada a energia de cada parque a cada 10 minutos. Estes valores foram consolidados por hora e subsistema de interesse: Norte, Nordeste e Sul.

Desta forma, foram estimadas 3 séries de geração horária entre os anos de 2017 e 2019. Porém, este período é muito pequeno para uma tomada de decisão segura. Corre-se o risco de termos 3 anos que foram muito superiores à média ou muito inferiores. Buscando uma análise prospectiva com segurança, é necessário obter uma série de longo prazo que represente com precisão as usinas eólicas futuras. Para isto, as séries horárias foram extrapoladas para um maior período utilizando a base de dados do MERRA 2, de acordo com o procedimento descrito a seguir.

A partir dos pontos onde os parques estão localizados foi criado um modelo baseado em regressão multilinear que utiliza as velocidades de vento do MERRA 2 como variáveis explicativas da geração dos 3 subsistemas. Os modelos seguem um formato de  $Y = \beta_0 + \beta_1X_1 + \beta_2X_2 + \dots + \beta_nX_n + \epsilon$ , sendo Y a geração,  $X_1..n$  os dados de velocidade do vento de cada ponto do MERRA-2 utilizado,  $\beta_0..n$  os coeficientes que validam a relação entre vento e geração e  $\epsilon$  o erro ( $\mu=0, \sigma^2$ ).

Foram criados diferentes modelos para cada subsistema e os coeficientes de determinação – R2 de cada modelo estão listados na Tabela 6. Os regressores encontrados para cada modelo foram aplicados nos 40 anos dos dados MERRA-2 (1981 a 2020).

**Tabela 6 –Coeficiente de Determinação – R2 para cada regressão**

<b>Subsistema</b>	<b>R2</b>
<b>Sul</b>	0,7752
<b>Nordeste</b>	0,8825
<b>Norte</b>	0,6119

Os mapas abaixo mostram os 20 pontos de dados do MERRA-2 utilizados nos modelos relativos às usinas contratadas para o Sul e o Nordeste e os 2 pontos mais representativos das regressões calculadas para o subsistema Norte.

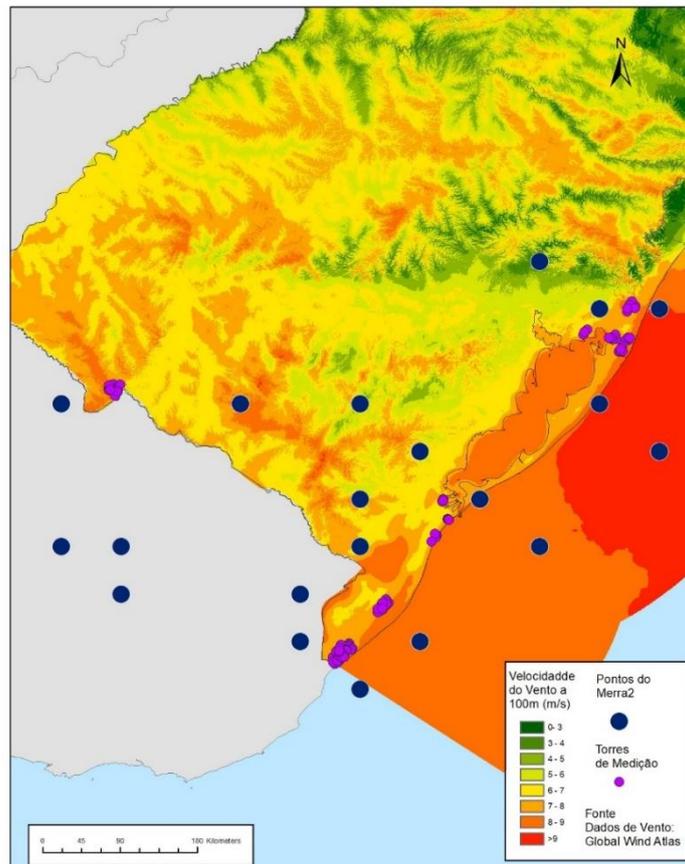


Figura 5 – Subsistema Sul - Pontos representativos

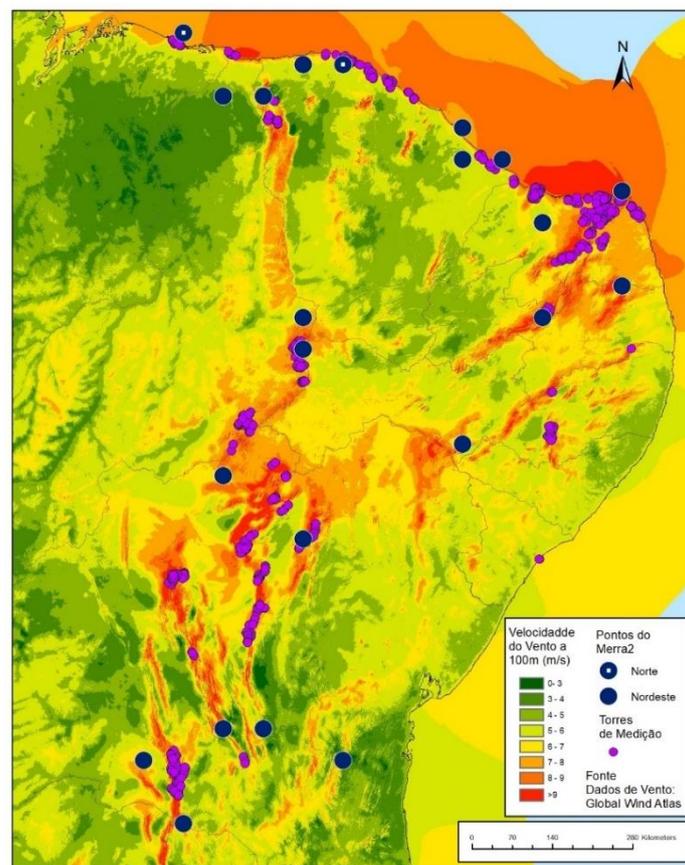
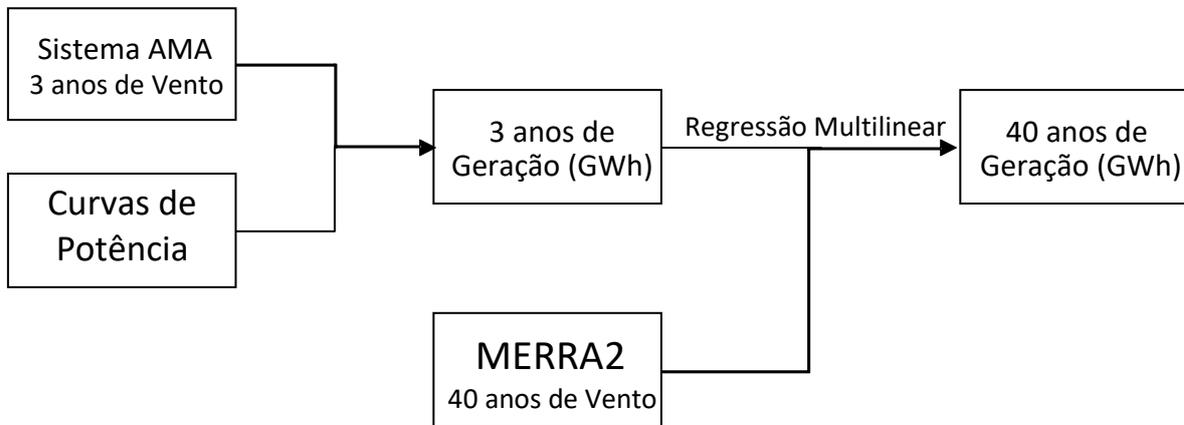


Figura 6 – Subsistemas Nordeste e Norte - Pontos representativos

O fluxograma mostrado na Figura 7 resume a metodologia utilizada para estimativa das séries horárias entre 1981 e 2019. É importante ressaltar que esta metodologia ainda possui muitos pontos de melhoria, que serão abordados em revisões futuras deste documento.

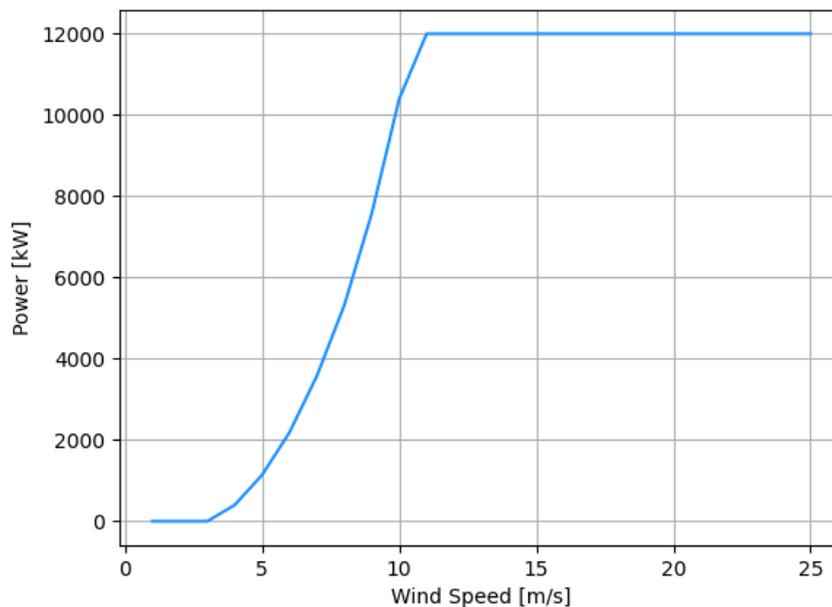


**Figura 7 – Eólica onshore – Fluxograma**

### 3.4. Eólica *Offshore*

A EPE atualmente não possui dados de medição de vento no mar. Portanto, foram utilizados apenas dados de reanálises. A base ERA 5 foi escolhida por já conter séries de dados a 100 metros de altura, o que confere maior precisão às estimativas. A metodologia utilizada foi a mesma adotada na estimativa de potencial apresentada no *Roadmap Eólica Offshore Brasil* [5][6].

A produção de energia foi estimada a partir dos dados de velocidade de vento (da base ERA 5, para os pontos listados adiante) e da curva de potência de uma turbina de 12 MW de potência nominal, representativa dos parques eólicos que estão sendo construídos atualmente no mundo. A curva de potência da turbina utilizada nas estimativas, disponibilizada pelo NREL [13], está apresentada na Figura 8.



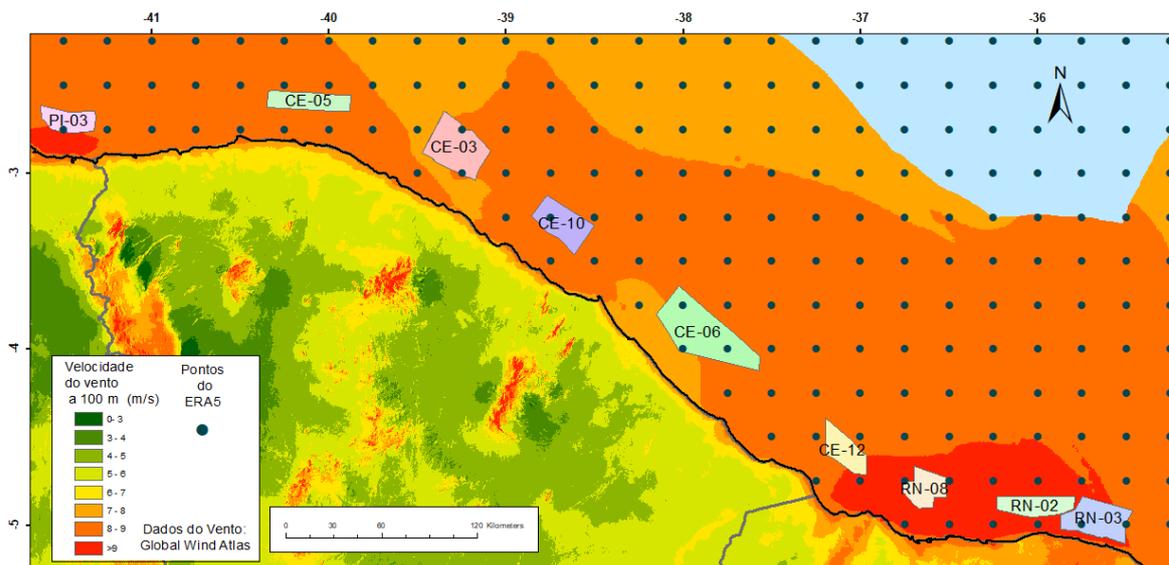
**Figura 8 – Turbina *offshore*: curva de potência [13]**

A partir disto, considerou-se a lista de projetos submetidos ao IBAMA para o processo de licenciamento ambiental (versão de junho de 2022)<sup>3</sup>, sendo simulada a geração para áreas selecionadas, resultando nos pontos listados nas Tabelas Tabela 7, Tabela 8 e Tabela 9, nas quais as coordenadas geográficas correspondem aos pontos do modelo ERA 5, na região de cada parque, dos quais foram obtidos os dados de vento. As Figura 9, Figura 10 e Figura 11 ilustram a localização desses parques e dos pontos do ERA 5 na região.

<sup>3</sup> Disponível em: <http://www.ibama.gov.br/laf/consultas/mapas-de-projetos-em-licenciamento-complexos-eolicos-offshore>

**Tabela 7 – Eólica Offshore – Pontos representativos no Nordeste**

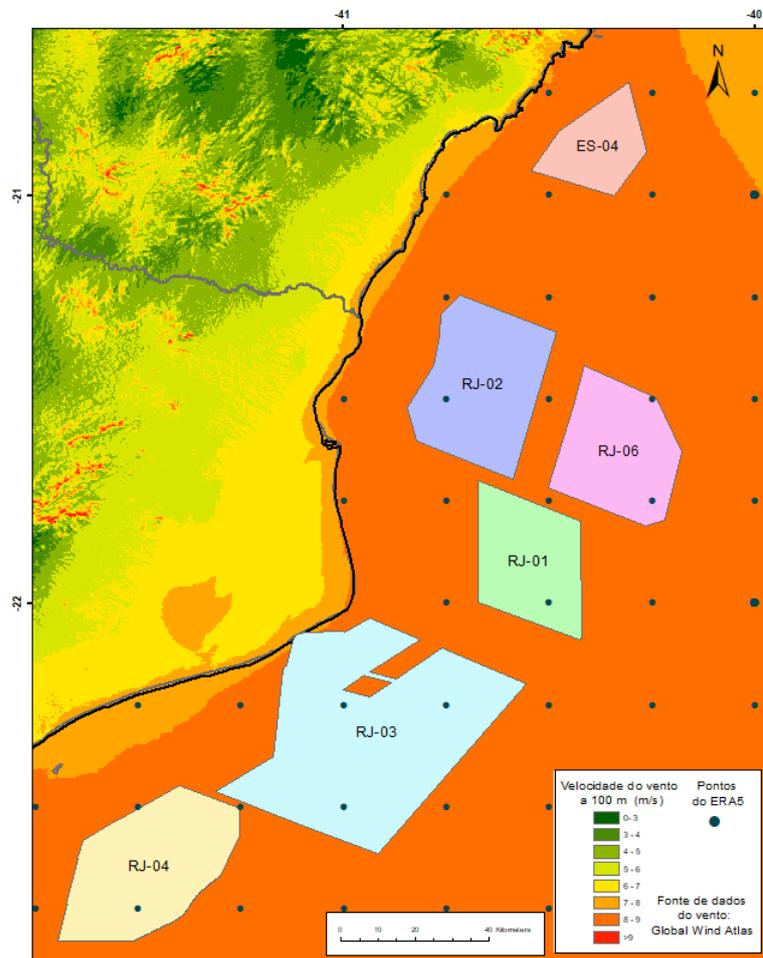
Parque	Longitude (°)	Latitude (°)	Média de velocidade (m/s)
CE-03	-39,25	-3	8,64
	-39,25	-2,75	
CE-05	-40,25	-2,5	8,92
	-40	-2,5	
CE-06	-38	-4	8,45
	-37,75	-3,75	
CE-10	-38,75	-3,25	8,66
	-38,5	-3,25	
CE-12	-37	-4,75	8,87
	-37	-4,5	
PI-03	-41,5	-2,75	8,19
	-41,25	-2,75	
RN-02	-36	-5	8,90
	-36	-4,75	
	-36,25	-4,75	
RN-03	-35,5	-5	8,77
	-35,75	-5	
RN-08	-36,75	-4,75	9,04
	-36,5	-4,75	



**Figura 9 - Eólica Offshore – Pontos representativos no Nordeste**

**Tabela 8 – Eólica Offshore – Pontos representativos no Sudeste**

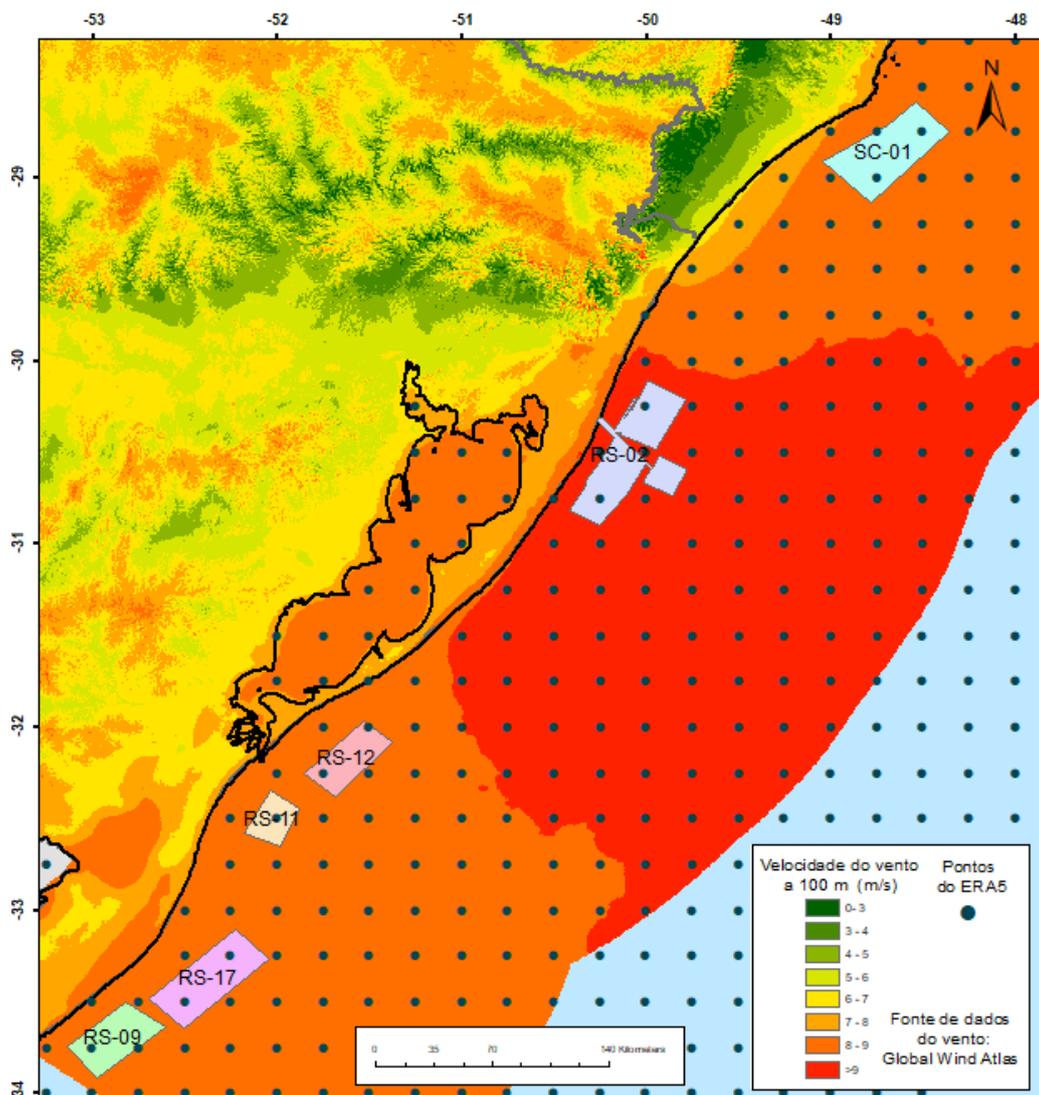
Parque	Longitude (°)	Latitude (°)	Média de velocidade (m/s)
ES-04	-40,25	-20,75	7,33
	-40,25	-21	
	-40,5	-21	
RJ-01	-40,5	-22	8,08
	-40,5	-21,75	
RJ-02	-40,5	-21,25	7,56
	-40,5	-21,5	
	-40,75	-21,25	
	-40,75	-21,5	
RJ-03	-41	-22,25	8,02
	-41	-22,5	
	-40,75	-22,25	
	-40,75	-22,5	
RJ-04	-41,25	-22,5	7,73
	-41,25	-22,75	
	-41,5	-22,5	
	-41,5	-22,75	
RJ-06	-40,25	-21,5	8,04
	-40,25	-21,75	
	-40,5	-21,5	
	-40,5	-21,75	



**Figura 10 – Eólica Offshore – Pontos representativos no Sudeste**

**Tabela 9 – Eólica Offshore – Pontos representativos no Sul**

Parque	Longitude (°)	Latitude (°)	Média de velocidade (m/s)
RS-02	-50	-30,25	8,41
	-50	-30,5	
	-49,75	-30,25	
	-50,25	-30,5	
	-50,25	-30,75	
RS-09	-53	-33,75	8,21
	-52,75	-33,5	
	-52,75	-33,75	
RS-11	-52	-32,5	7,95
	-52,25	-32,5	
RS-12	-51,5	-32	8,26
	-51,75	-32,25	
RS-17	-52,5	-33,25	8,27
	-52,5	-33,5	
SC-01	-49	-29	8,13
	-48,5	-28,75	
	-48,75	-29	



**Figura 11 – Eólica Offshore – Pontos representativos no Sul**

## **4. RESULTADOS E APLICAÇÃO EM MODELOS**

A partir dos procedimentos e dados apresentados anteriormente, foram estimadas séries energéticas (em MWh) horárias que representam os parques eólicos e solares instalados. Como a capacidade instalada futura é desconhecida, todas as estimativas de energia calculadas neste estudo são em PU (Por Unidade), permitindo que possam ser utilizadas, independentemente da quantidade futura de empreendimentos. Além desta normalização dos dados, é importante fazer uma agregação dos parques em grupos com características semelhantes. Isso é necessário pois, como o número de parques eólicos e solares é muito grande, o custo computacional de análises individualizadas é muito alto.

Neste capítulo, serão mostrados os atributos utilizados para divisão dos parques em regiões e sub-regiões. Em seguida, são apresentados os dados utilizados nos estudos de geração e transmissão da EPE.

### **4.1. Separação em Regiões**

A separação das usinas eólicas e solares em regiões é um passo importante para inserção destas fontes nos modelos usados pela EPE. Para cada estudo, existe uma divisão ideal, que vai depender das características dos modelos usados.

Nos estudos de planejamento da geração, abordados no item 4.2, a divisão é feita por subsistema, ou seja: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Já para os estudos de transmissão, a separação é feita por subestações do SIN, como será mostrado no item 4.3.

Em outras análises e estudos da EPE, é importante conhecer a divisão dos parques de acordo com suas características energéticas, tema que é detalhado a seguir.

#### **4.1.1. Solar Fotovoltaica**

A variabilidade espacial da geração solar fotovoltaica é relativamente pequena quando comparada a outras fontes. Usinas distantes dezenas de quilômetros tendem a possuir perfis relativamente similares, exceto em regiões de relevo acidentado, que são pouco utilizadas para esta fonte. Por esse motivo, cada conjunto de usinas próximas é representado nos estudos como apenas um ponto, utilizando-se os dados solarimétricos daquele município. Considerando, assim, que o número de pontos representativos é relativamente pequeno (atualmente são usados 38), a tendência nos estudos de geração e transmissão da EPE é de se utilizar o conjunto completo de dados horários simulados apresentado no Capítulo 3, ajustando-se os pesos de cada localidade de acordo com o estudo em questão.

Contudo, analisando-se os perfis mensais de cada localidade percebe-se que há diferenças entre as regiões. Foram identificadas quatro regiões com diferentes perfis mensais, apresentadas no mapa da Figura 12.

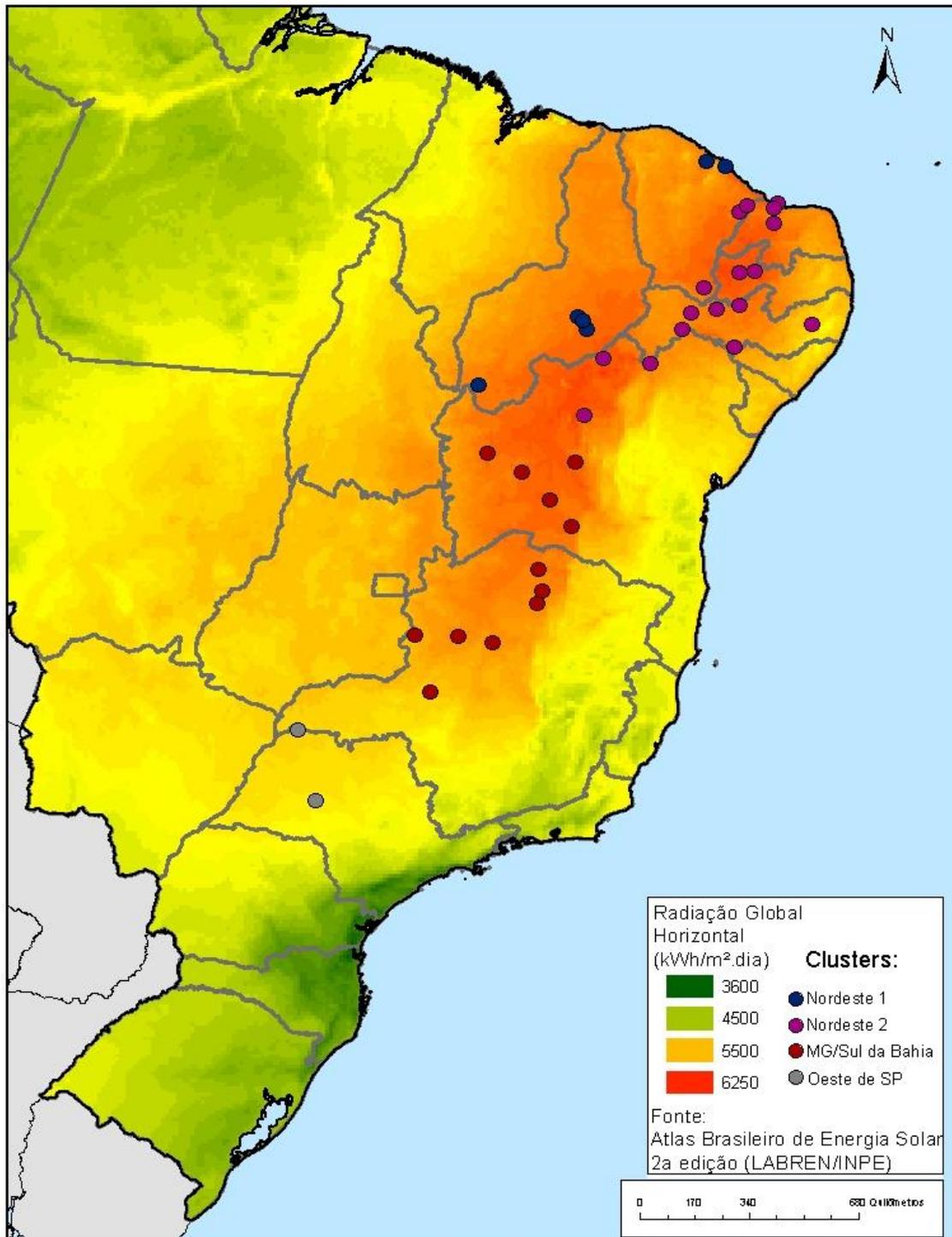


Figura 12 – Divisão por clusters dos pontos simulados para solar fotovoltaica

A Figura 13 exemplifica os perfis mensais para cada região, tomando-se uma localidade representativa para cada um destes. Pode-se destacar que as variações sazonais da fonte são relativamente pequenas para todos os locais, sendo um pouco maiores para o Oeste de São Paulo. Além disso, as diferenças entre cada região, embora existam, não são muito significativas, e a depender do estudo, pode não haver a necessidade de considerar essa divisão.

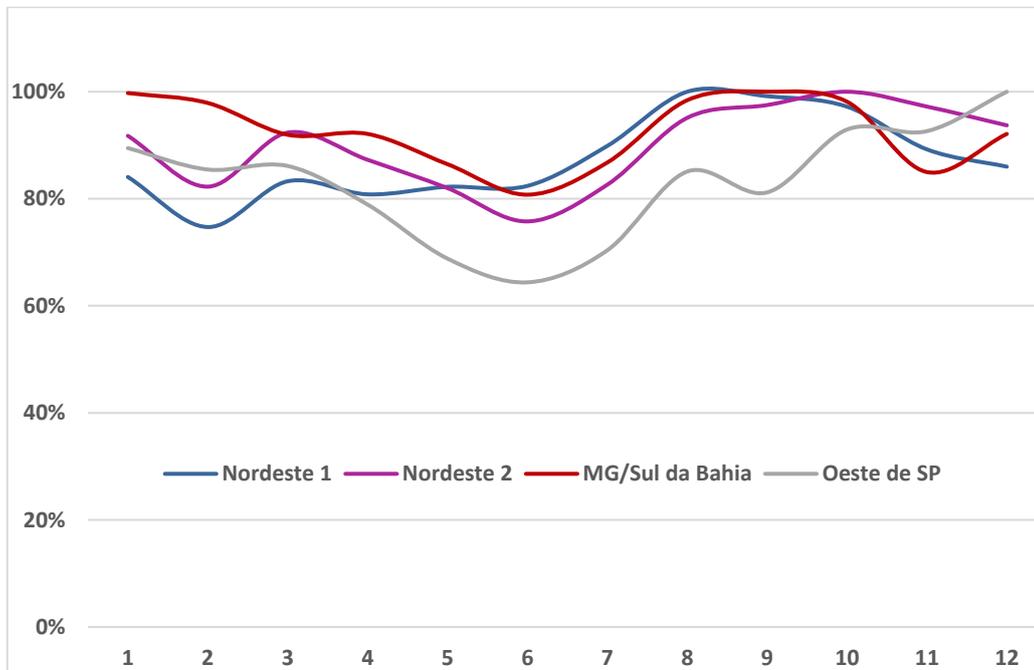


Figura 13 – Exemplo de perfil mensal por região

Ressalta-se que esta divisão não tem sido utilizada nos estudos da EPE, sendo que cada localidade é representada individualmente. Contudo, em trabalhos futuros, a depender da necessidade de simplificação, esta divisão poderia ser adotada.

#### 4.1.2. Eólica *Onshore*

A separação dos parques eólicos em regiões foi feita em duas etapas. Na primeira etapa, foi avaliada a sazonalidade dos parques, ou seja, suas características mensais. Essa análise foi usada para separar os parques em regiões. Na segunda etapa, cada uma das regiões foi dividida em sub-regiões, de acordo com suas características horárias. Estes procedimentos foram feitos para as Regiões Nordeste e Sul.

Para avaliar a similaridade entre os parques, foram calculadas as correlações entre as 462 estações de medição do Sistema AMA. Seguem abaixo os resultados e as características mensais e horárias de cada região.

Na primeira etapa, a Região Nordeste foi dividida em 3 regiões. A região com pontos verdes, denominada Litoral, compreende os parques desde o Maranhão até a Paraíba. A região em azul corresponde aos parques do Interior e abrange a Bahia, sul do Piauí e oeste de Pernambuco. Já a região em vermelho corresponde a alguns parques de Pernambuco na região de Garanhuns que possuem comportamento muito diferente das outras 2 regiões, como pode ser visto na Figura 15. Todos os gráficos mostrados estão normalizados pela geração máxima.

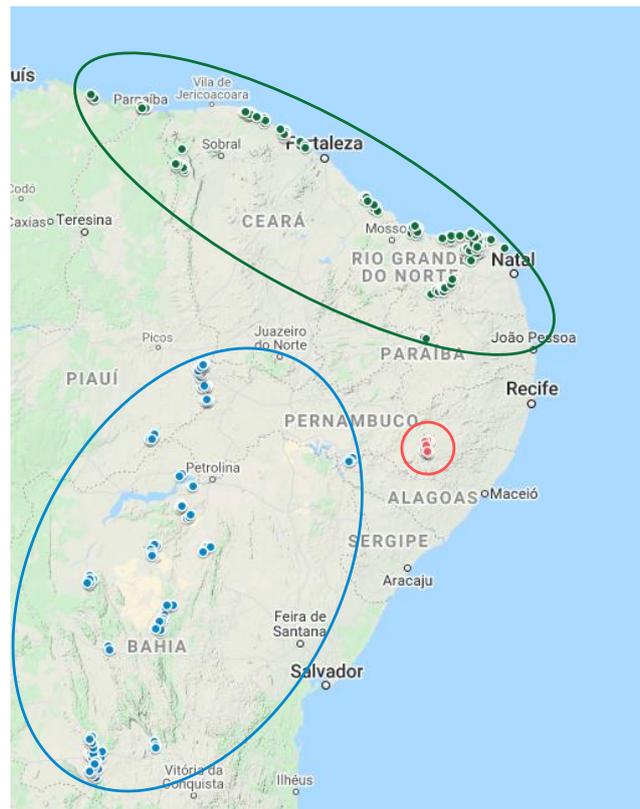


Figura 14 – Divisão do Nordeste em Regiões

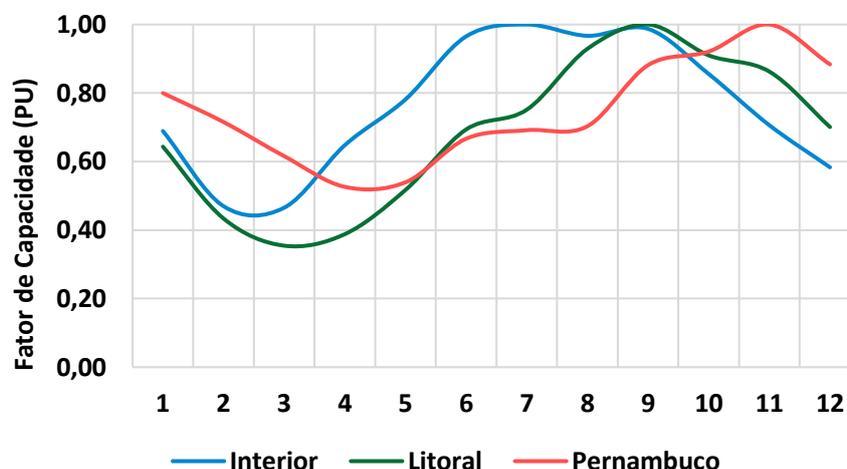


Figura 15 – Regiões do Nordeste: Comportamento Mensal

Apesar de comportamentos mensais semelhantes, quando se observa o perfil horário, percebe-se que existem diferenças entre os parques da mesma região. Por isso, as regiões, quando necessário, foram divididas em sub-regiões, conforme mostrado a seguir. O Interior do Nordeste foi dividido em 5 sub-regiões:

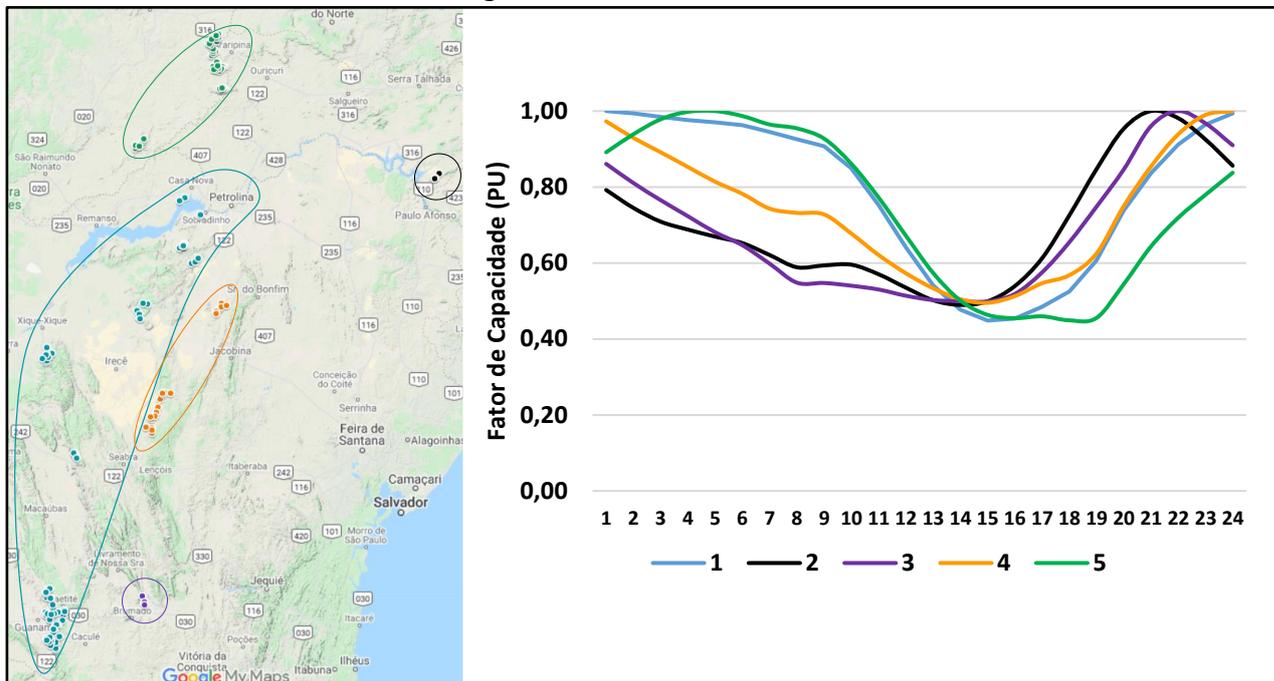


Figura 16 – Sub-regiões do Interior do Nordeste

Já o Litoral do Nordeste foi dividido em 4 sub-regiões. Note que, neste caso, nem sempre os parques da mesma sub-região estão próximos. A sub-região 2 (verde), por exemplo, é formada por parques do litoral do Maranhão, Ceará e Rio Grande do Norte.

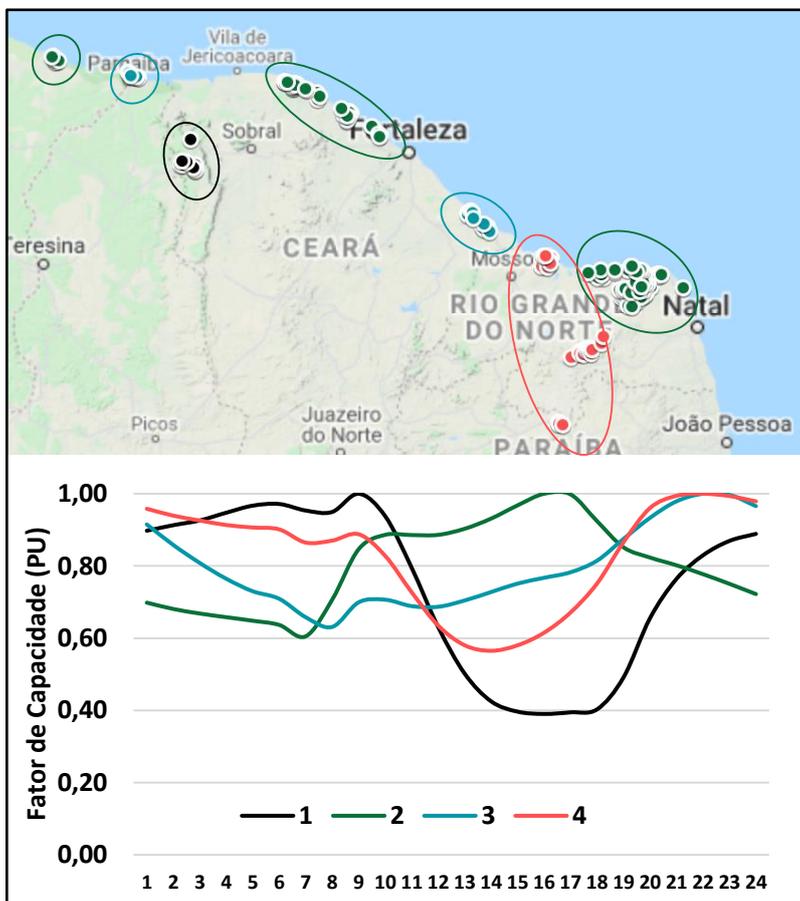


Figura 17 – Sub-regiões do Litoral do Nordeste

Na região de Garanhuns não há diferença no perfil horário dos parques, mostrado na Figura 18.

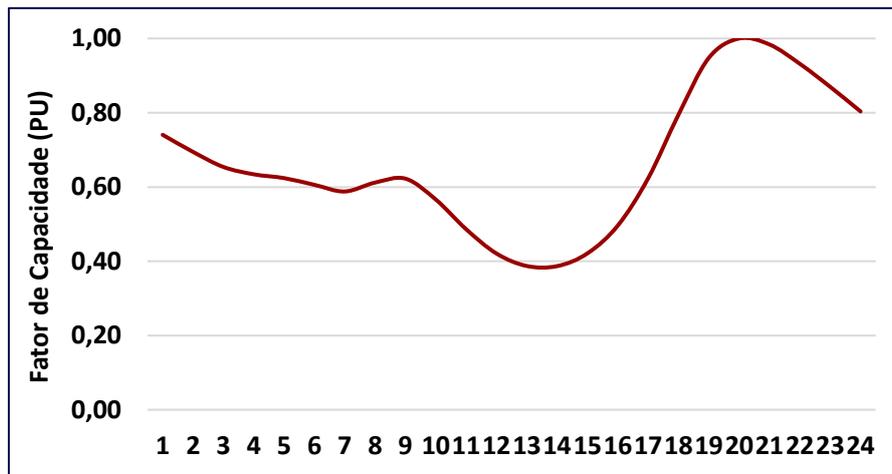


Figura 18 – Garanhuns/PE: Comportamento Horário

Na Região Sul, os parques foram divididos em três regiões, conforme abaixo.

A Região em vermelho corresponde aos parques do Interior do Rio Grande do Sul. Já o litoral foi dividido em duas regiões diferentes.

Na Região Sul, o vento não possui um comportamento parecido durante dias diferentes. Ou seja, em um dia, a geração máxima pode ser às 13 horas. No dia seguinte pode ser às 2 horas. Desta forma, não existe um perfil horário típico como ocorre com os ventos do Nordeste. Por isso, não há necessidade de dividir as regiões em sub-regiões.



Figura 19 – Divisão do Sul em Regiões

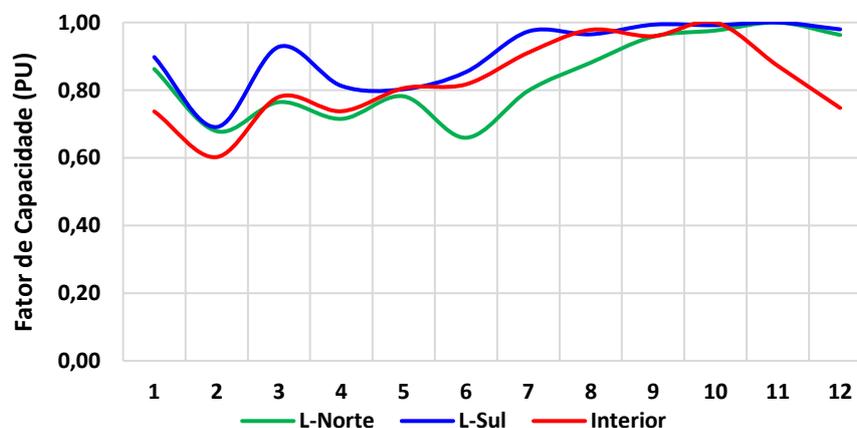


Figura 20 – Regiões do Sul: Comportamento Mensal

### 4.1.3. Eólica *Offshore*

Os estudos sobre recursos eólicos *offshore* na EPE ainda não possuem o mesmo detalhamento dos estudos de eólica *onshore*, sendo estimada a geração para as áreas apresentadas na seção 3.4.

Para fins de comparação, e seguindo a forma de apresentação dos resultados das demais fontes, os dados foram agregados por região, como mostra a Figura 21 ainda que esta agregação não seja utilizada nos estudos da EPE até o momento. Contudo, em trabalhos futuros, a depender da necessidade de simplificação, esta divisão pode ser adotada.

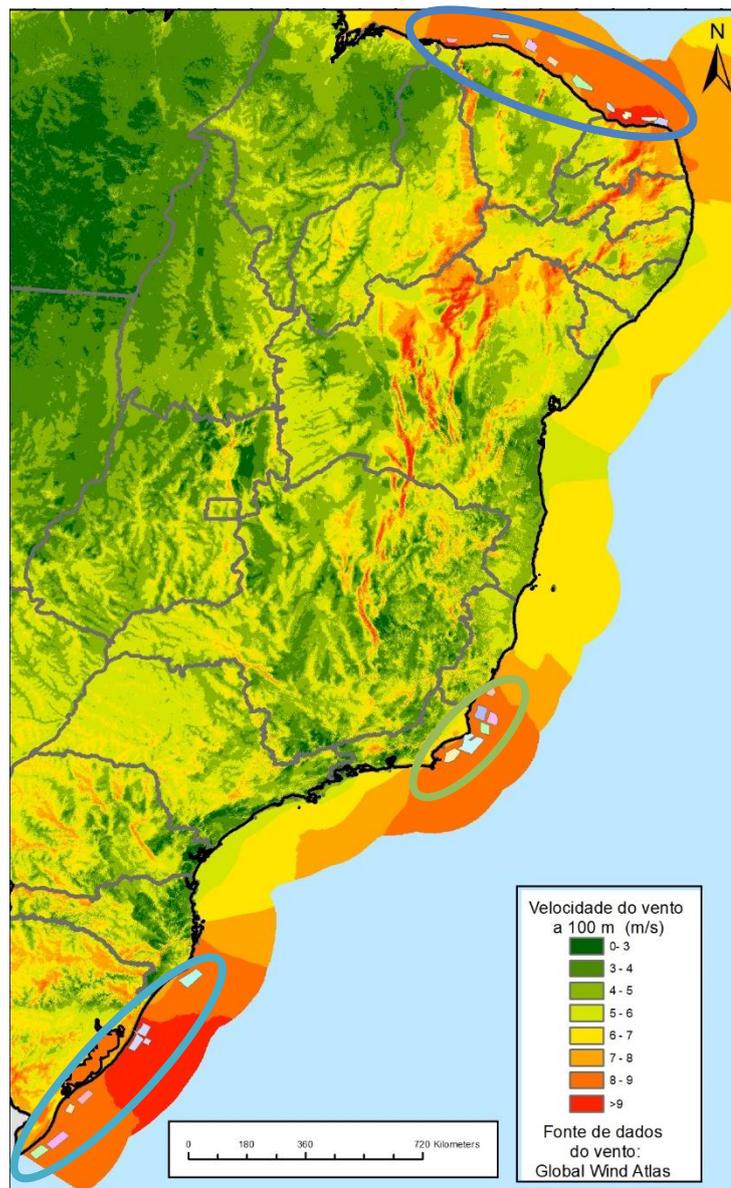
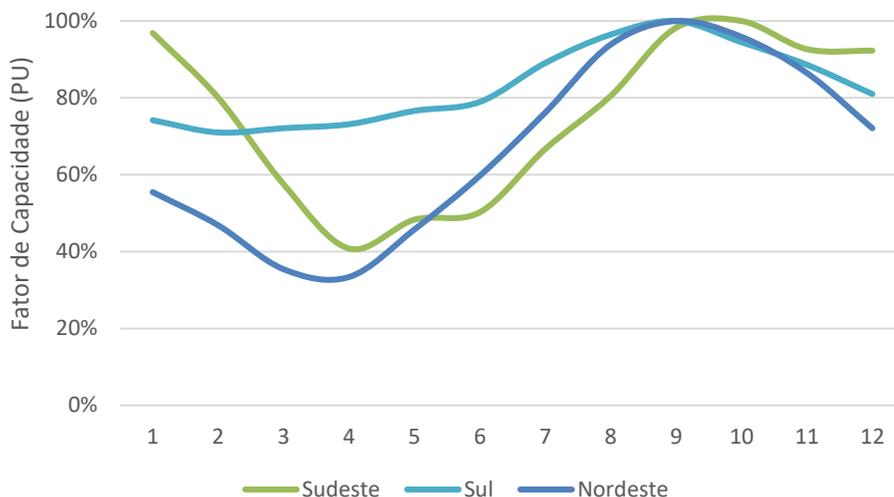


Figura 21 – Eólica *Offshore*: Divisão em regiões

A Figura 22 exemplifica os perfis mensais para cada região, considerando as médias dos parques considerados em cada uma. Verificam-se variações significativas, sendo a sazonalidade mais marcada no Nordeste. Nas três regiões, o segundo semestre é o período de maior geração.



**Figura 22 - Eólica Offshore: Comportamento Mensal – Médias regionais**

Destaca-se o cuidado necessário na interpretação do gráfico da Figura 22, sobretudo na comparação entre regiões, uma vez que os dados estão em PU, tendo sido normalizados em relação aos maiores valores mensais de cada região. Os gráficos da seção 4.2.3 permitem a comparação dos fatores de capacidade estimados.

## 4.2. Estudos Energéticos

Nos estudos energéticos realizados pela EPE, destacando-se o Plano Decenal de Energia Expansão de Energia (PDE), são utilizados 3 modelos principais (NEWAVE, MDI e Balanço de Potência) em que são avaliadas as condições do sistema elétrico em relação aos critérios de suprimento de energia e de potência [7]. Estes modelos possuem várias entradas de dados relativas a todas as fontes energéticas que são utilizadas no país. Neste item, serão abordadas apenas as entradas de dados relativas à contribuição energética das fontes eólica e solar fotovoltaica.

Para os modelos NEWAVE e MDI, devem ser fornecidos dados de expectativa de geração mensal (fator de capacidade), além da contribuição por patamares de carga (leve, médio, pesado e ponta).

As contribuições para os patamares de carga leve, média e pesada são calculadas considerando como profundidade a média dos valores de geração das fontes para os

horários típicos que caracterizam cada patamar. Em seguida, para cada mês, os valores obtidos como profundidade nominal para cada patamar são divididos pela média de geração mensal, visando obter a profundidade em PU. Por exemplo, supondo que os horários típicos do patamar de carga pesada do mês de julho sejam 19h, 20h e 21h, calcula-se a média dos cenários de expectativa de geração horária da fonte para esses horários visando obter a profundidade nominal. Em seguida, o valor resultante é dividido pela média de todos os cenários de expectativa de geração para todas as horas do mês. Esse procedimento é realizado considerando os horários típicos de cada patamar de cada mês do ano determinado como referência para a expectativa de carga. Tal método pode ser aplicado tanto para referências de carga bruta ou líquida, o que se altera são os horários típicos de cada patamar.

Já para o patamar de ponta, também utilizado na metodologia do PDE, a profundidade é determinada considerando a expectativa de geração horária com probabilidade de ocorrência de 95% (P95), determinada considerando toda a distribuição de cenários de expectativa de geração horária de cada mês. Para consideração em PU da média mensal, a profundidade nominal para o patamar de ponta também é dividida pela média de geração mensal. Diferente das profundidades consideradas nos outros patamares de carga, observa-se que a consideração de profundidade de ponta independe dos horários típicos da carga. Esse fato justifica-se por dois principais motivos: a maior incerteza em relação aos horários de realização da carga de ponta ou máxima instantânea; e uma maior aversão ao risco da variabilidade horária dos recursos primários das fontes eólica e fotovoltaica.

O Quadro 2 resume quais são os insumos necessários para elaboração dos dados contidos nos modelos energéticos usados no PDE.

**Quadro 2 – PDE – Entrada de Dados**

<b>Dados</b>	<b>NEWAVE / MDI</b>	<b>Balço de Potência</b>
<b>Solar Fotovoltaica</b>	- Fator de capacidade mensal (Sistema AEGE) - Contribuição por patamar de carga a partir dos dados de geração horária (item 3.1)	Geração horária estimada com a metodologia descrita no item 3.1
<b>Eólica onshore</b>	- Fator de capacidade mensal (Sistema AEGE) - Contribuição por patamar de carga a partir dos dados de geração horária (item 3.2)	Geração horária estimada com a metodologia descrita item 3.2
<b>Eólica offshore</b>	- Fator de capacidade mensal e contribuição por patamar de carga a partir dos dados do ERA 5 (item 3.4)	Geração horária estimada com a metodologia descrita no item 3.4

Visto que nos capítulos anteriores já foram apontadas questões relativas às estimativas das séries de geração horárias, neste item serão descritos os procedimentos utilizados para avaliar os fatores de capacidade mensais a partir de dados do Sistema AEGE. É importante

ressaltar que, nos estudos do PDE, existe uma diferenciação entre a representação das usinas existentes e das usinas futuras. Neste item, serão abordadas apenas questões relacionadas às usinas futuras.

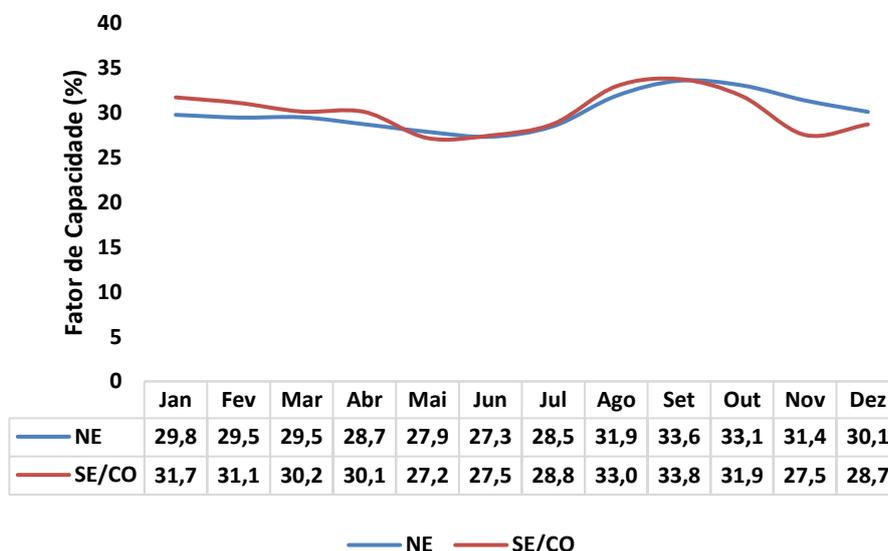
#### 4.2.1. Solar Fotovoltaica

A contribuição energética mensal da fonte fotovoltaica pode ser estimada a partir dos fatores de capacidade típicos dessa fonte nos diferentes subsistemas, obtidos a partir dos dados dos projetos habilitados nos leilões de energia do ambiente regulado (ACR).

A partir do Banco de Dados de Sistema AEGE, definiram-se os Fatores de Capacidade Mensais (valores médios da amostra de projetos) para os subsistemas NE e SE/CO, em base CA, considerando-se somente os projetos habilitados nos leilões de energia nova A-4/2019, A-6/2019 e A-4/2020, com rastreamento em 1 eixo, tendo em vista que apenas projetos com esta configuração têm vencido os leilões nos últimos anos. [8]

Utiliza-se o fator de capacidade em base CA para correta comparação com outras fontes e consideração da utilização do sistema de transmissão. A amostra compreende 863 projetos no Nordeste e 72 no Sudeste/Centro-Oeste.

Como resultado, obteve-se os fatores apresentados na Figura 23.



**Figura 23 – Fotovoltaica: Fator de capacidade mensal por subsistema**

Para as usinas fotovoltaicas flutuantes, tendo em vista que utilizam, em geral, estruturas fixas, considerou-se fatores de capacidade mais baixos que aqueles de usinas com rastreamento em um eixo, com um pequeno ganho decorrente da menor temperatura de operação dos módulos [9]. Dada a ausência de usinas desse tipo nos leilões, e consequentemente, no sistema AEGE, utilizou-se como uma aproximação, um abatimento

de 6 pontos percentuais em relação aos valores obtidos para as usinas centralizadas, com rastreamento em um eixo.

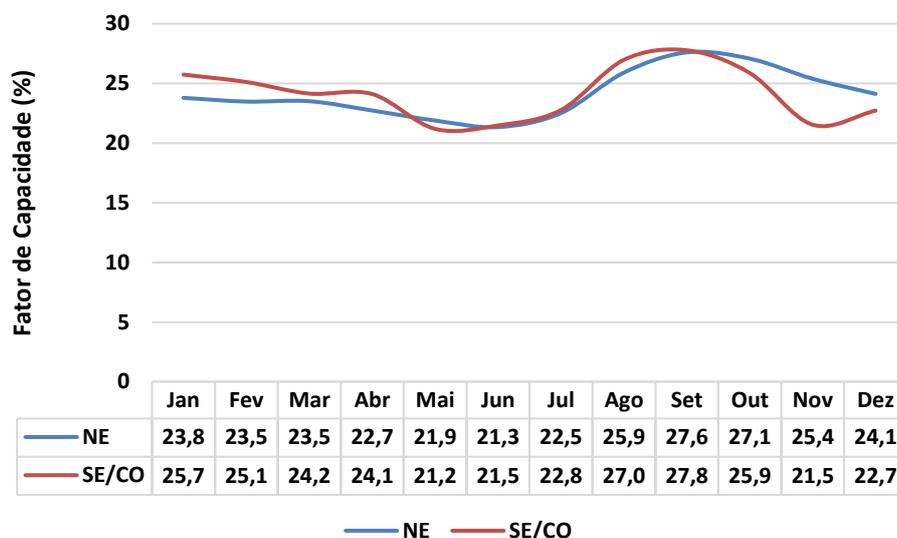


Figura 24 – Fotovoltaica Flutuante: Fator de capacidade mensal por subsistema

#### 4.2.2. Eólica *Onshore*

A contribuição energética mensal da eólica *onshore* pode ser estimada a partir dos fatores de capacidade típicos dessa fonte nos diferentes subsistemas, obtidos a partir dos dados dos projetos habilitados nos leilões de energia do ambiente regulado.

Com relação às usinas indicativas (parques da expansão), a partir de dados do sistema AEGE, oriundos de projetos cadastrados para os leilões de energia, foram obtidos os fatores de capacidade mensais (valores médios da amostra de projetos) para cada subsistema.

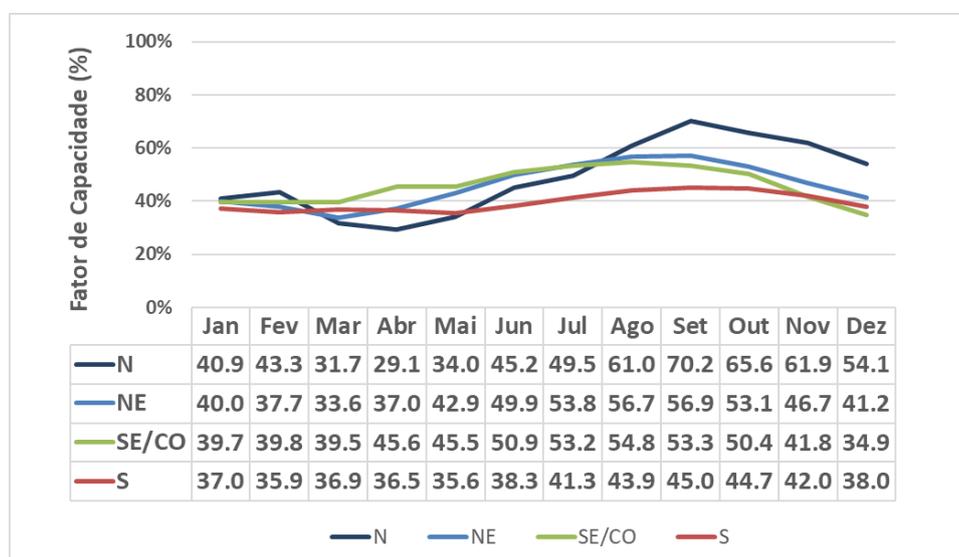
A primeira etapa deste processo foi a definição da amostra a ser utilizada. Como a tecnologia utilizada para geração de energia eólica vem se desenvolvendo muito nos últimos anos, foram usados apenas projetos habilitados cujos aerogeradores se enquadram no grupo de modelos mais recentes, de acordo com a Tabela 10. De fato, a tendência observada nos últimos anos é de adoção de modelos de aerogeradores com maiores potências e maiores rotores [10]. A amostra final possui 664 parques do Nordeste, 100 do Sul, 54 do Sudeste/Centro-Oeste e 3 do Norte.

**Tabela 10 – Aerogeradores Considerados**

Fabricante	Modelo	Diâmetro de rotor (m)	Potência (MW)
GE	GE158	158	5,5
GE	GE158	158	5,3
GE	GE158	158	4,8
Nordex	N149	149	5,5
Nordex	N163	163	5,5
Nordex	N163	163	5,7
Siemens Gamesa	SG145	145	4,8
Siemens Gamesa	SG170	170	6,0
Siemens Gamesa	SG170	170	6,2
Vestas	V136	136	4,2
Vestas	V150	150	4,2
Vestas	V150	150	4,0
Vestas	V150	150	4,5
WEG	AGW147	147	4,2
WEG	AGW147	147	4,0

Após a definição da amostra, a segunda etapa tratou do cálculo do Fator de Capacidade mensal para cada empreendimento. O Sistema AEGE tem disponíveis os valores de garantia física anual em base P90 e produções certificadas mensais em base P50. Desta forma, é necessário ajustar o P90 de acordo com os valores de P50 mensais, obtendo-se valores de P90 mensais para cada empreendimento. A partir destes dados, pode-se calcular os fatores de capacidade mensais.

Com base no exposto, foram obtidos os seguintes resultados:



**Figura 25 – Eólica onshore: Fator de capacidade mensal por subsistema**

Note que os resultados relativos aos subsistemas SE/CO e N possuem uma amostra limitada. Desta forma, estes dados são coerentes apenas com os locais específicos cadastrados no Sistema AEGE. Já os resultados dos subsistemas NE e S são representativos do comportamento médio destas regiões.

### 4.2.3. Eólica *Offshore*

Para a estimativa de contribuição das usinas eólicas *offshore*, não foi possível utilizar os dados do AEGE, pois não existem projetos cadastrados na EPE. Desta forma, utilizou-se somente dados de reanálise da costa brasileira, como mostrado nos itens 3.4 e 4.1.3, sendo calculada a geração de cada área, mostrada nos gráficos a seguir.

É interessante apresentar as diferenças de recurso entre estes locais. Nota-se que, em todos os pontos avaliados, o segundo semestre é o período com mais geração de energia, sendo este efeito mais pronunciado no Nordeste, como se observa nos gráficos das Figura 26, Figura 27 e Figura 28.

Para uso nos modelos energéticos, foram selecionados os candidatos de maior fator de capacidade em cada região (RN-08, RJ-01 e RS-02), destacados em vermelho nos gráficos. Ressalta-se, no entanto, que as diferenças são mínimas em alguns casos.

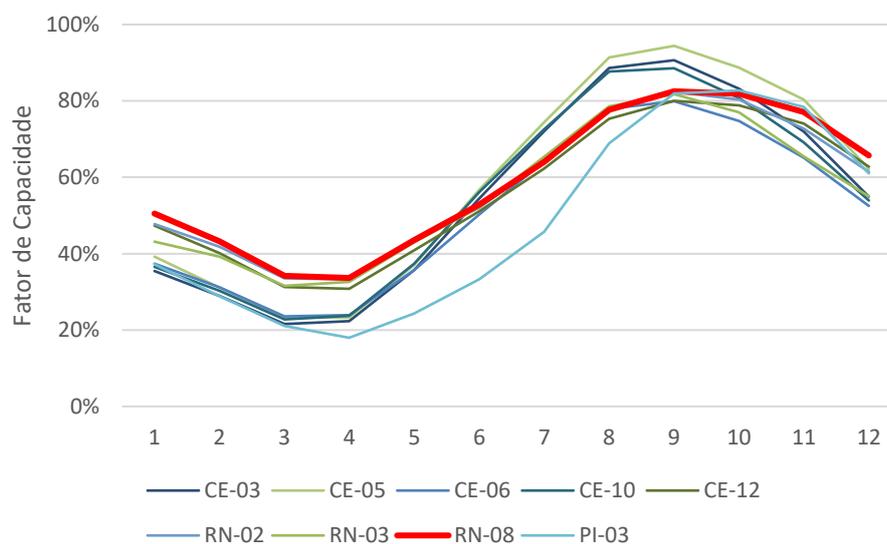
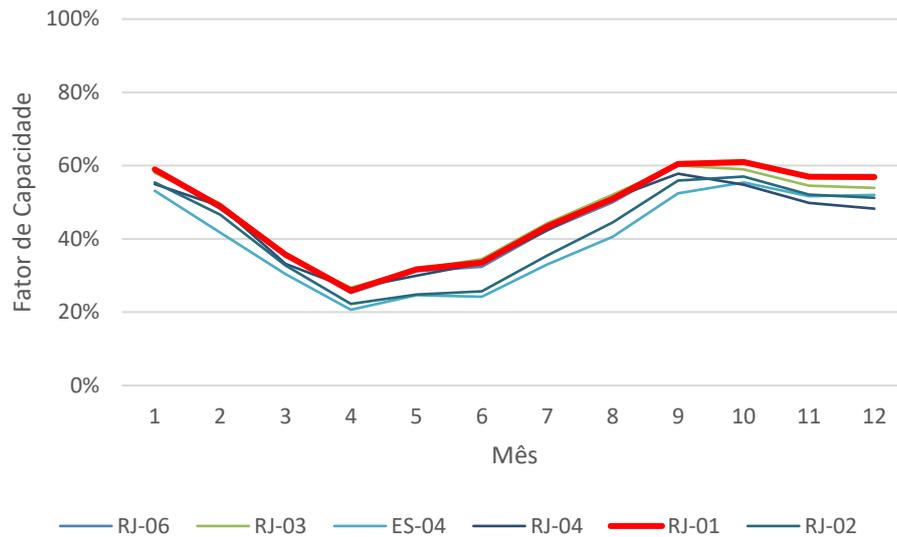
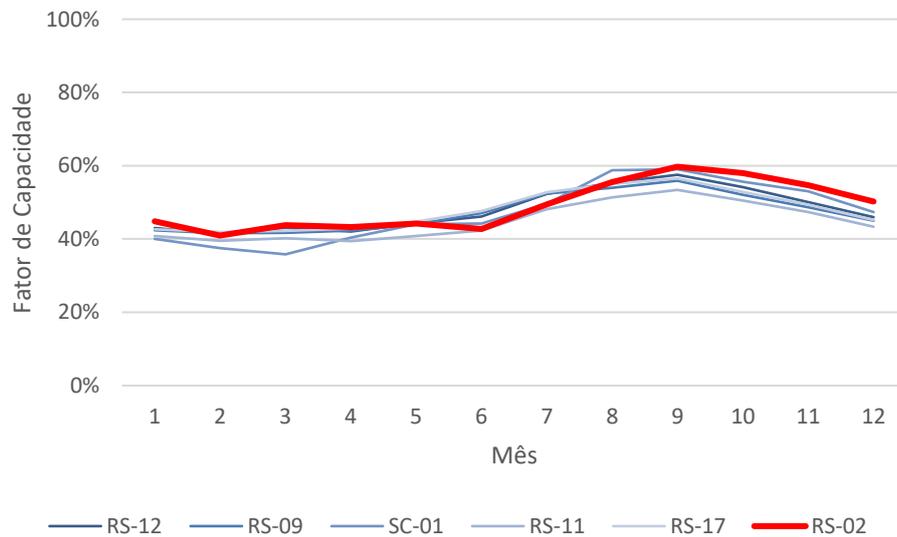


Figura 26 – Eólica *Offshore*: Comportamento Mensal - Nordeste

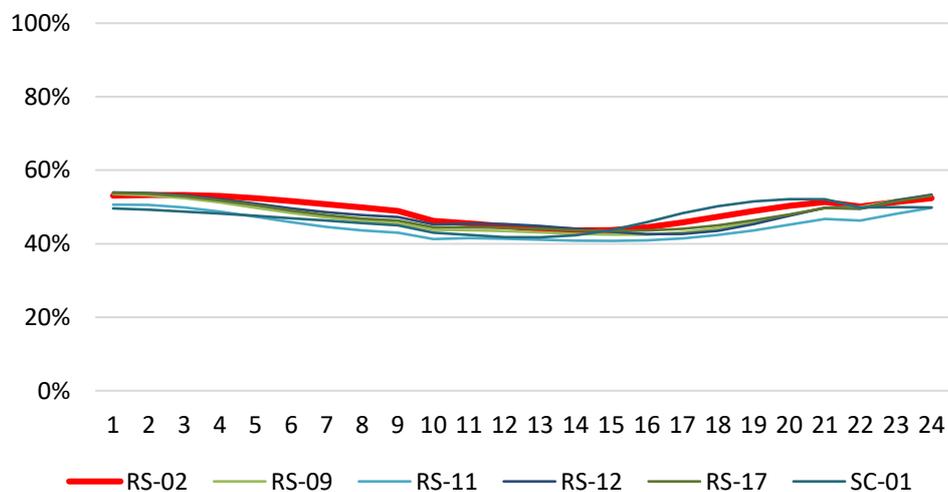
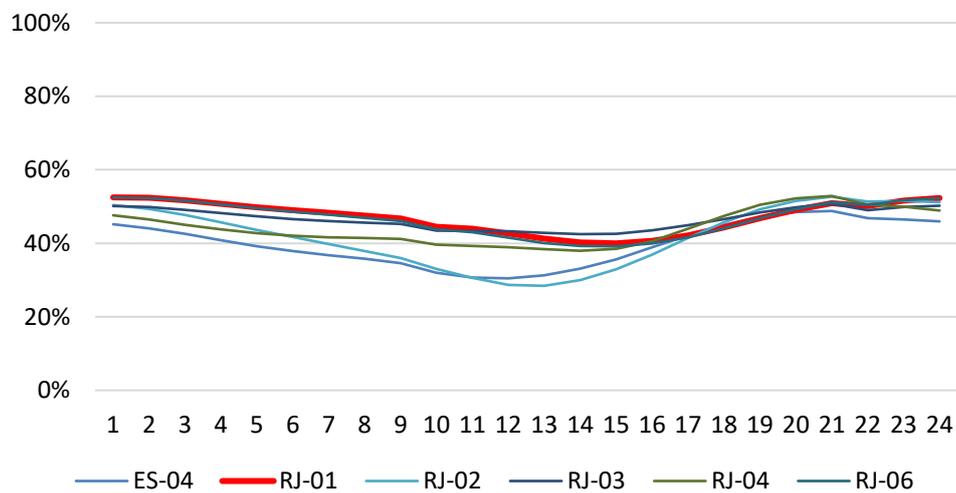
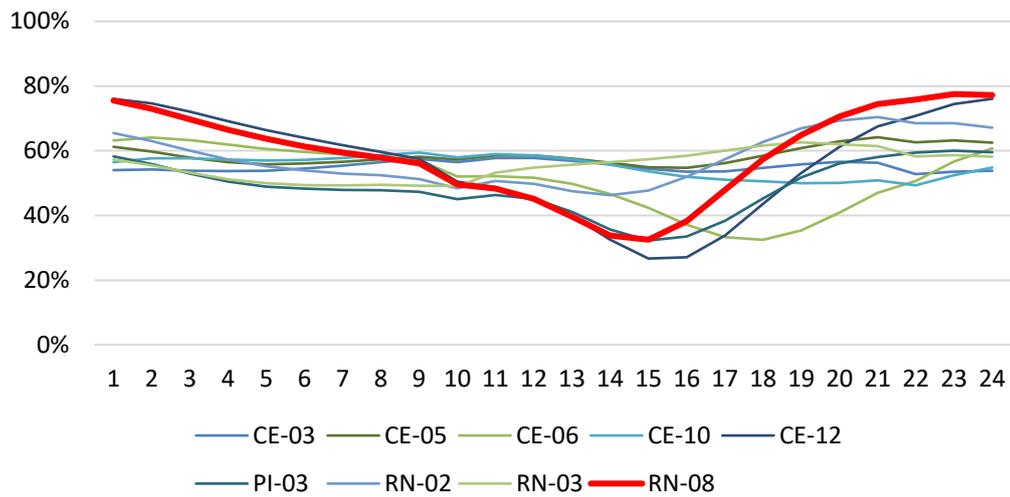


**Figura 27 – Eólica Offshore: Comportamento Mensal – Sudeste**



**Figura 28 – Eólica Offshore: Comportamento Mensal – Sul**

Também é possível avaliar os comportamentos horários dos parques e regiões. No Nordeste nota-se uma predominância de ventos noturnos em alguns parques, enquanto no Sudeste e no Sul há uma maior constância ao longo do dia.



A título de comparação, os gráficos a seguir apresentam a geração eólica *onshore* e *offshore* das regiões Nordeste e Sul, com base nos valores médios.

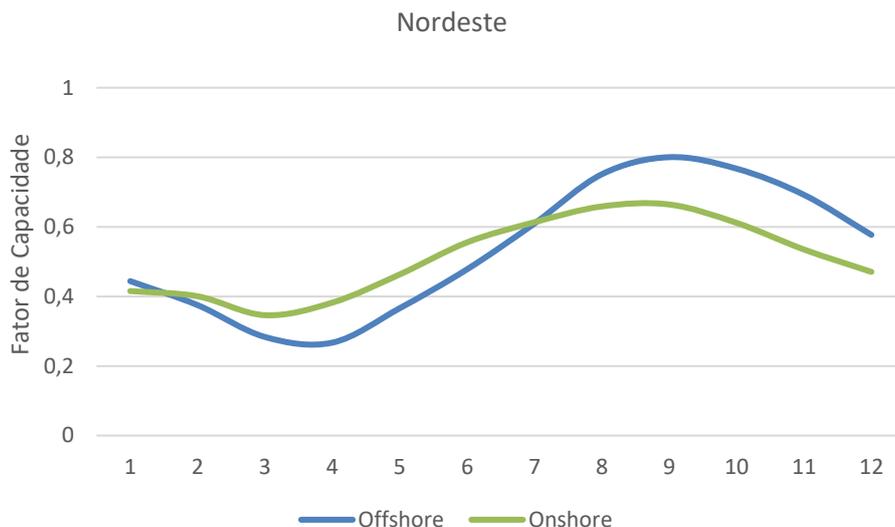


Figura 32 – Eólicas *Onshore* e *Offshore*: Comportamento Médio Mensal – Nordeste

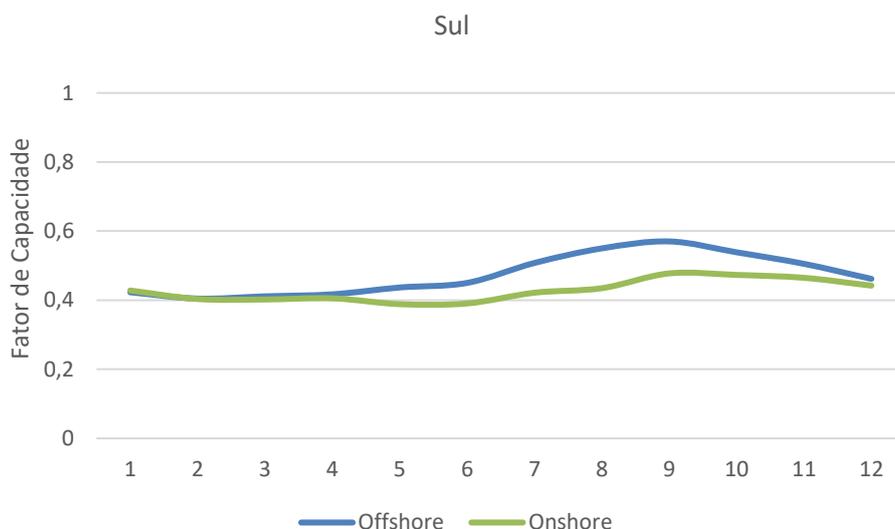


Figura 33 – Eólicas *Onshore* e *Offshore*: Comportamento Médio Mensal – Sul

No Nordeste o fator de capacidade médio anual da offshore foi ligeiramente maior, mas com uma sazonalidade mais pronunciada. Já no Sul a diferença foi mais significativa, embora com fatores de capacidade menores. Como mostrado nos gráficos anteriores, dentro de uma região são encontrados perfis de geração distintos, tanto para *onshore* quanto para *offshore*. Ressalta-se a simplicidade destas comparações, sobretudo por considerarem valores médios regionais, estimados unicamente a partir de dados de reanálise, no caso da offshore, o que reforça a importância de se dispor de medições de vento para validar e melhorar tais estimativas.

### 4.3. Estudos Elétricos

Os estudos elétricos realizados na EPE utilizam uma cadeia de modelos específicos para análises de fluxo de potência, curto-circuito, transitórios eletromecânicos, etc. O estudo inicial da rede elétrica é efetuado pela análise de desempenho em regime permanente nos diversos patamares de carga e cenários de despacho de geração, por meio de simulações de fluxos de potência utilizando o software ANAREDE [11].

Esses cenários de despacho de geração devem ser representativos das condições críticas do sistema avaliado e, no caso da geração eólica e solar, as séries de dados devem ter a maior granularidade horária possível, devido à alta variabilidade destas fontes. Portanto, as séries de geração eólica possuem granularidade de 10 minutos e as séries solares de 1 hora.

Uma diferença importante entre os estudos energéticos e elétricos é a separação em regiões. Nos estudos elétricos é necessário um detalhamento maior que a divisão em subsistemas, usada nos estudos energéticos. Como já mostrado nos capítulos anteriores, as estimativas de geração eólica são feitas por parque e as de geração solar são feitas por localidade. Visto que o número de parques eólicos é muito grande, foi feito um agrupamento considerando 18 subestações. Já no caso da geração solar, mantiveram-se as 37 localidades.

Os principais parâmetros das bases utilizadas estão resumidos na Tabela 11.

**Tabela 11 – Dados de entrada para estudos elétricos**

<b>Fonte</b>	<b>Divisão espacial</b>	<b>Resolução temporal</b>
<b>Solar Fotovoltaica</b>	37 localidades	1 hora
<b>Eólica</b>	18 subestações	10 minutos

É importante que todos os dados das diferentes regiões estejam sincronizados para que possam ser feitas análises da geração simultânea entre as regiões. Desta forma, pode-se, por exemplo, estimar qual é a probabilidade de geração em uma região, quando outra região está em 100% de sua potência nominal.

## 5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nos estudos da EPE, frequentemente é necessário estimar a contribuição energética das fontes não controláveis (eólica e solar fotovoltaica), tanto em estudos elétricos e energéticos realizados anualmente, como o PDE, quanto em estudos especiais relacionados à parques híbridos, eólicas *offshore*, modernização do setor elétrico ou outras análises de questões comerciais, regulatórias etc. Para isso, o uso de séries representativas do comportamento das fontes no longo prazo é essencial para avaliar não só efeitos de contribuição média de cada fonte de geração, mas sua variabilidade anual, mensal e horária.

Nesse sentido, é importante que sejam publicados tanto a metodologia utilizada pela EPE, quanto as séries, que estão disponibilizadas (no site da EPE) no maior detalhamento possível.

Devido à quantidade de parques eólicos instalados no Brasil, é conveniente dividir o país em regiões. Desde 2013, a EPE utilizava as regiões definidas na NT DEA 15/13 [12], que foi publicada quando o Sistema AMA possuía apenas 84 estações anemométricas. A partir deste estudo (desde sua primeira versão), foram utilizadas 462 estações do Sistema AMA e definidas novas regiões e sub-regiões, passando a ser a nova referência para os estudos da EPE.

Adicionalmente, dado o avanço das discussões sobre eólica *offshore* no país, a atual versão deste documento trouxe uma metodologia atualizada, que busca representar os locais de maior interesse para aproveitamento desse recurso.

É importante ressaltar que a mesma base de dados primária é utilizada para os estudos energéticos e elétricos, garantindo que, mesmo sendo executados de forma independente, estejam com premissas coerentes.

As considerações aqui apresentadas são dependentes da tecnologia utilizada nas fontes de geração, dos dados de vento e irradiação disponíveis e das localidades nas quais as fontes se desenvolvem. Assim, esses estudos podem e devem ser revisitados periodicamente, incluindo novas localidades, atualizando a tecnologia utilizada, as localizações dos projetos, ou utilizando dados primários de melhor resolução.

## 6. REFERÊNCIAS

- [1] Eletrobras, 2019. Plano Anual do PROINFA - PAP2020.
- [2] Pereira, E. B.; Martins, F. R.; Gonçalves, A. R.; Costa, R. S.; Lima, F. L.; Rütther, R.; Abreu, S. L.; Tiepolo, G. M.; Pereira, S. V.; Souza, J. G. Atlas Brasileiro de Energia Solar. 2.ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 80p. Disponível em: <http://doi.org/10.34024/978851700089>
- [3] Bastazini, Maria Eduarda Santos. Comparação entre Diferentes Reanálises como Base de Dados para Estimativa da Produção Eólio-Elétrica. TCC UFF 2018. Disponível em: <https://app.uff.br/riuff/handle/1/7730>
- [4] NREL, 2020. System Advisor Model (SAM), Version 2020.2.29. Disponível em: [www.sam.nrel.gov](http://www.sam.nrel.gov)
- [5] EPE, 2020. *Roadmap Eólica Offshore* Brasil. Disponível em: <http://bit.ly/EOLoffshoreBR>
- [6] Santos, Alexandre. Bases de dados de vento para Eólicas Offshore: Quais e como utilizá-las? Instituto SENAI de Inovação em Energias Renováveis – ISI-ER. 2020
- [7] EPE, 2020. Plano Decenal de Energia Expansão de Energia. Disponível em: <https://bit.ly/PDE2030>
- [8] EPE, 2020. Projetos Fotovoltaicos nos Leilões De Energia: Análises dos leilões A-4 e A-6 de 2019. Disponível em: <https://bit.ly/UFV-2019>
- [9] EPE, 2020. Solar Fotovoltaica Flutuante: Aspectos Tecnológicos e Ambientais relevantes ao Planejamento. Disponível em: <https://bit.ly/FVflutuante>
- [10] EPE, 2020. Projetos Eólicos nos Leilões de Energia: Evolução dos Projetos Cadastrados e Suas Características Técnicas. Disponível em: <https://bit.ly/EOL-2020>
- [11] EPE, 2020. Estudo de Escoamento na Área Sul da Região Nordeste. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/planejamento-da-transmissao/estudos-de-planejamento>
- [12] EPE, 2013. Caracterização do Recurso Eólico e Resultados Preliminares de sua Aplicação no Sistema Elétrico. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-232/topico-212/Informa%C3%A7%C3%B5es%20contidas%20na%20base%20de%20dados%20AMA.pdf>
- [13] NREL, 2022. Offshore Wind Turbine Documentation. NREL Turbine Archive. Disponível em: <https://nrel.github.io/turbine-models/Offshore.html>