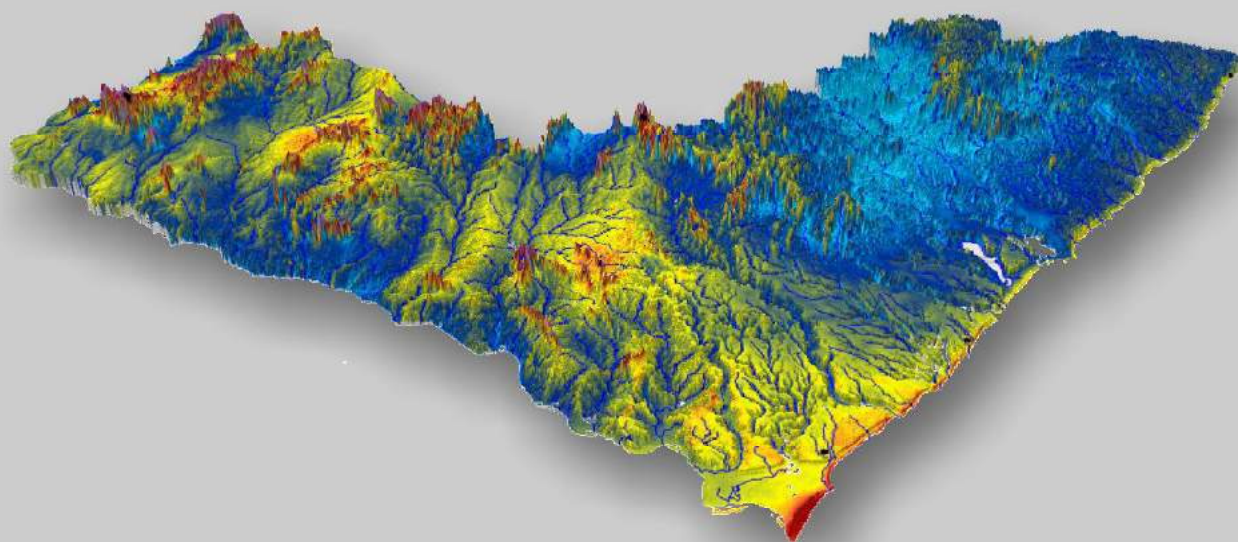




ESTADO DE ALAGOAS

ATLAS EÓLICO





ESTADO DE ALAGOAS ATLAS EÓLICO

2008

Equipe da Eletrobrás:
Silvio Marcus Barroso Salgado
Jonas Ferreira
Carlos Alexandre Santos Camardella

Equipe do Lactec:
Luiz Alberto Jorge Procopiak
Roger Dorweiler
Sybilla Liria Benelli

Equipe da Camargo-Schubert:
Odilon A. Camargo do Amarante
Fabiano de Jesus Lima da Silva
Emerson Parecy
Paulo Emiliano Piá de Andrade

Equipe da UFAL:
Roberto Lyra
Marco Antonio Lima Moura
Ricardo Carlos Ferreira de Amorim



APRESENTAÇÃO

O uso da energia cinética dos ventos para a geração de energia elétrica é hoje uma alternativa das mais importantes dado o seu baixíssimo impacto sócio-ambiental e sua característica renovável. Considerando o interesse da Eletrobrás e do Estado de Alagoas no aproveitamento dos recursos naturais, em especial daqueles aplicados à produção de energia elétrica, com desenvolvimento tecnológico na área de tecnologia eólica, foi firmado um convênio intitulado “Elaboração de Atlas Eólico e Disseminação de Tecnologia Eólica no Estado de Alagoas”, com a participação da Eletrobrás, Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento - LACTEC e Universidade Federal de Alagoas - UFAL. O Atlas insere-se num objetivo estratégico, constituindo o fundamento para se planejar uma adequada política de uso e desenvolvimento da energia dos ventos, ao mesmo tempo sendo instrumento de atração e agilização de investimentos.

Entre 2007 e 2008 foi conduzido um programa de medições realizado em seis torres, das quais duas com 100 metros de altura e as demais com 50 metros de altura. As torres têm anemometria em dois ou três níveis e instrumentos calibrados em túnel de vento com certificação MEASNET. Os locais escolhidos para instalação das torres levaram em consideração a necessidade de combinar os melhores pontos eólicos com as suas distribuições geográficas de forma homogênea, no Estado de Alagoas. Este processo foi realizado criteriosamente por geoprocessamento e inspeção em campo. A campanha de medição cobriu um ciclo climatológico completo

O mapeamento do potencial eólico foi realizado utilizando modelamento de mesoescala (“MesoMap”) e simulação tridimensional de camada-limite atmosférica (“WindMap”), calculada sobre modelos de terreno (topografia e rugosidade) na resolução horizontal preliminar de 250m x 250m. Na fase final do projeto, o modelamento de mesoescala foi utilizado em conjunto com as medições anemométricas validadas (“SiteWind”), utilizando modelos de terreno na resolução final de 90m x 90m para todo o Estado de Alagoas. Os mapas temáticos resultantes mostram os principais parâmetros estatísticos de velocidade e direção dos ventos, bem como seus regimes diurnos e sazonais, sobre uma base cartográfica georreferenciada. As informações são apresentadas em escalas temáticas com 256 níveis de cor, buscando maximizar o detalhamento qualitativo e quantitativo da informação. Aos mapas do potencial eólico estão sobrepostos a malha viária, centros urbanos e principais consumidores de energia elétrica, e o sistema elétrico estadual existente - geração, transmissão e subestações. O Atlas apresenta ainda análises e projeções, ressaltando-se a indicação das áreas mais favoráveis. Assim, buscou estabelecer a referência mais atual para estudos, planejamento e projetos a partir desta fonte energética, compondo um diagnóstico completo sobre as possibilidades de sua inserção na matriz estadual. Adicionalmente, espera-se que as informações aqui contidas possam subsidiar estudos de outras áreas, tais como arquitetura, agronomia, biologia e ciências ambientais.

A energia eólica apresenta-se como uma das alternativas mais interessantes para aumentar a capacidade de produção, sazonalmente complementar com o regime hídrico do Rio São Francisco, o que poderia, entre outros benefícios, diminuir os impactos ambientais sobre as comunidades a jusante das usinas do Rio São Francisco. Salientam-se aqui as suas características de implantação relativamente rápida e de não depender de combustíveis e conseqüentemente de flutuações de preços ditados pela dinâmica econômica internacional, ou seja, a sua capacidade de constituir-se um recurso agregador de segurança energética.

Especiais agradecimentos à Secretaria de Desenvolvimento Econômico de Alagoas e ao CEFET-AL, que ofereceram apoio e suporte durante o projeto e, ainda, agradecimentos à CEAL por disponibilizar informações valiosas à realização deste Atlas.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO

1.1	O ESTADO DE ALAGOAS	7
1.2	DEMOGRAFIA E CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA	8
1.3	INFRA-ESTRUTURA	10
1.4	CLIMATOLOGIA	13

2. FUNDAMENTOS

2.1	A ENERGIA DO VENTO	17
2.2	TECNOLOGIA	18
2.3	POTENCIAIS EÓLICOS	21

3. METODOLOGIA

3.1	O PROCESSO DE MAPEAMENTO	23
3.2	MEDIÇÕES ANEMOMÉTRICAS E OUTRAS MEDIDAS	26
3.3	MODELOS DE TERRENO	28
3.4	REGIMES DE VENTO	30

4. MAPAS EÓLICOS DE ALAGOAS

4.1	ROSA-DOS-VENTOS ANUAL, FREQUÊNCIAS X DIREÇÃO	37
4.2	ROSA-DOS-VENTOS ANUAL, VELOCIDADE X DIREÇÃO	39
4.3	DENSIDADE DO AR, MÉDIA ANUAL	41
4.4	FATOR DE FORMA DE WEIBULL ANUAL	43
4.5	POTENCIAL EÓLICO A 50 METROS DE ALTURA	45
4.6	POTENCIAL EÓLICO A 75 METROS DE ALTURA	47
4.7	POTENCIAL EÓLICO A 100 METROS DE ALTURA	49
4.8	POTENCIAL EÓLICO SAZONAL A 50 METROS DE ALTURA	52
4.9	POTENCIAL EÓLICO SAZONAL A 75 METROS DE ALTURA	54
4.10	POTENCIAL EÓLICO SAZONAL A 100 METROS DE ALTURA	56

5. ANÁLISES E DIAGNÓSTICOS

5.1	POTENCIAL EÓLICO-ELÉTRICO ESTIMADO	59
5.2	ÁREAS MAIS FAVORÁVEIS	61

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	63
----------------------------------	----

APÊNDICE	65
----------------	----

1. INTRODUÇÃO

1.1 O ESTADO DE ALAGOAS

Com uma área territorial de 27.933 km², situado entre os paralelos 08°48'47"S e 10°30'09"S e os meridianos 35°09'09"W e 38°14'27"W (figura 1.1), o Estado de Alagoas delimita-se ao norte com Pernambuco, ao sul com Sergipe, e a sudoeste com a Bahia, sendo banhado a leste pelo Oceano Atlântico.

O litoral, com extensão da ordem de 230 km, forma-se por tabuleiros areníticos e colinas de baixa altitude (menores que 100 m), para onde convergem rios de embocaduras afogadas, as quais formam as lagoas e brejos que dão nome ao Estado. Ao sul, estende-se uma planície fluvio-marinha ao redor da foz do Rio São Francisco enquanto que, ao norte, debruça-se a encosta meridional do Planalto da Borborema^[1]. A maior parte do Estado é, entretanto, formada por um pediplano^[2], uma formação aplainada de relevo predominantemente suave, com ondulações, formando algumas serras e picos^[3].

A Zona da Mata ocupa uma parte do pediplano alagoano, do litoral e da região do planalto, consistindo originalmente em florestas tropicais e mangues^[4], sendo atualmente explorada para cultivo de cana-de-açúcar e coco. O Agreste é o centro do Estado, coberto por uma vegetação de transição entre as florestas tropicais úmidas e a caatinga. No Sertão, a oeste, a caatinga intercala-se com vegetações antrópicas e extensos pastos cobertos de maneira espaçada por certas espécies de árvores nativas de porte pequeno e médio, como cajueiros, umbuzeiros e juazeiros (figura 1.2).

Na figura 1.1, ilustra-se as principais características geográficas do Estado de Alagoas, com o Mosaico LandSat 7 sobreposto ao modelo de relevo do Estado, com escala vertical exagerada em 11 vezes para efeito de melhor visualização.



Figura 1.1 - Posição geográfica do Estado de Alagoas



Figura 1.2 - Cobertura vegetal comum no agreste e sertão alagoano

1.2 DEMOGRAFIA E CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

Segundo os censos do IBGE^[5, 6, 7] a população do Estado teve um crescimento de 7,4% entre 2000 e 2007 (0,9% ao ano), quando atingiu 3.037.103 habitantes. Apesar de o Estado ter crescido menos que a média nacional, que foi, para o mesmo período, de 1,5% ao ano, as Pesquisas Nacionais por Amostras de Domicílios^[8] do IBGE sugerem que ao longo da década de 2000 as migrações tenderam a equilibrar-se: o saldo migratório diminuiu de -78 000 pessoas entre 1996 e 2000 para -4.300 pessoas entre 1999 e 2004. Registra-se ainda no Estado de Alagoas um progressivo aumento da população urbana, que era de 59% em 1990, passando para 68% em 1999 e 72% em 2007. No mesmo período, a população rural caiu em números absolutos. Ilustra-se na figura 1.3 a distribuição da população pelos municípios de Alagoas, segundo o IBGE - Contagem da População 2007^[6].

Com relação a atividades, em 2000, 34,3% da população ocupada, que era de 897.718 habitan-

tes, trabalhava no setor agropecuário, 11,7% na indústria e 54,0 % no setor de serviços^[6]. Em 2005, o PIB do estado foi de R\$14,1 bilhões, 9,6% a mais que no ano anterior, que fora de R\$12,9 bilhões^[9]. O PIB per capita também tem se elevado, chegando a R\$4.687,00 em 2005, 8,4% a mais que em 2004. A figura 1.4, elaborada a partir de dados de 2005^[9,10,11], ilustra a distribuição do consumo de eletricidade, da população e do Produto Interno Bruto nas treze microrregiões geográficas, com a região de Maceió respondendo por 56,4% do consumo, 35,5% da população e 50,8% do PIB.

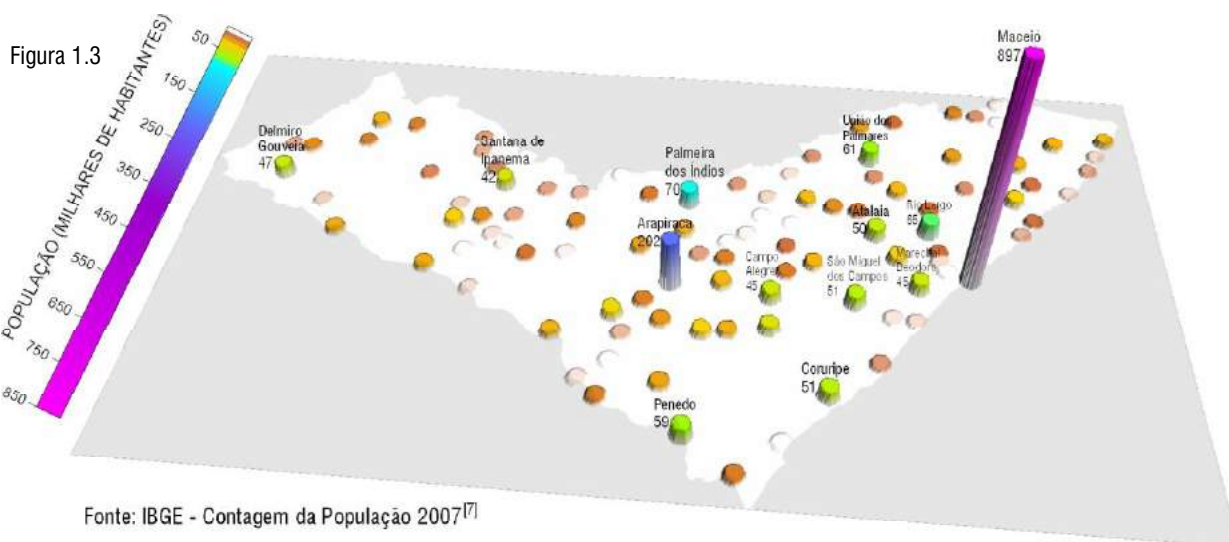
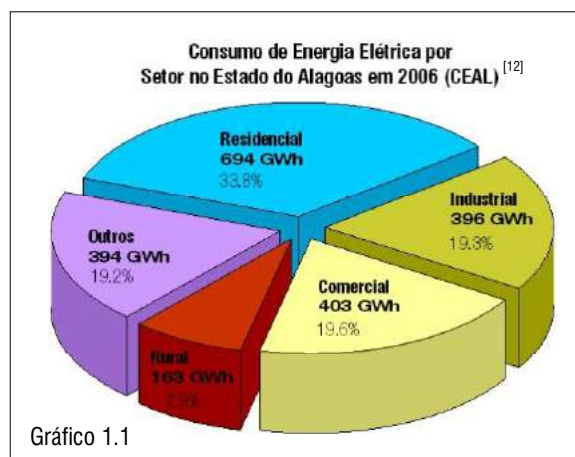
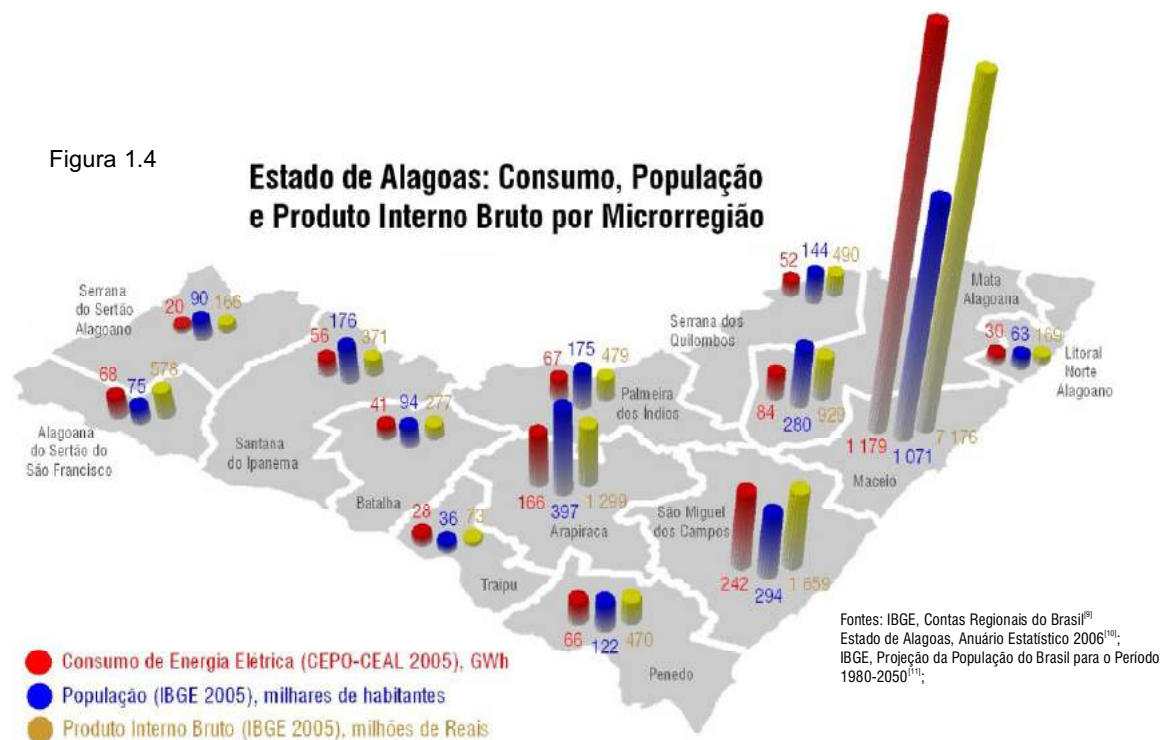


Figura 1.4



O gráfico 1.1 mostra a distribuição do consumo de energia elétrica pelos setores de atividade econômica, ficando o setor industrial com 19,3% do consumo^[12], menos que a média nacional, que é de 47,0%^[13].

Conforme ilustrado no gráfico 1.2, entre 2003 e 2006, o consumo de energia elétrica no Estado cresceu a uma taxa média de 1,6% ano ano^[12]. O Estado de Alagoas se conecta com o Subsistema

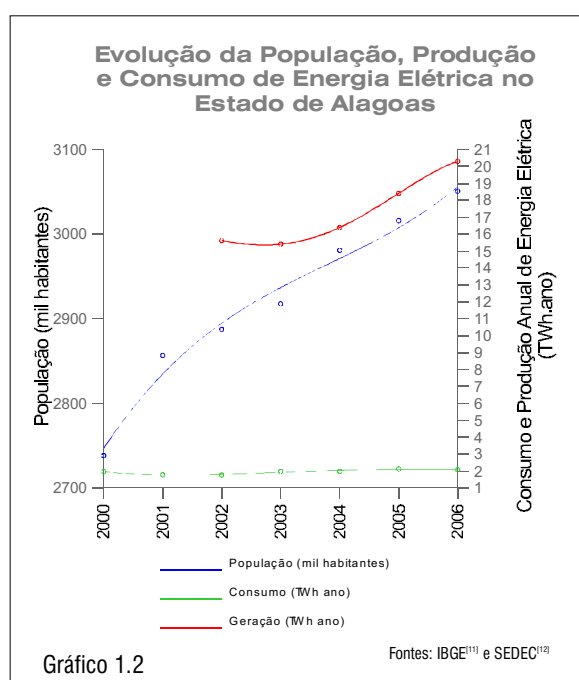
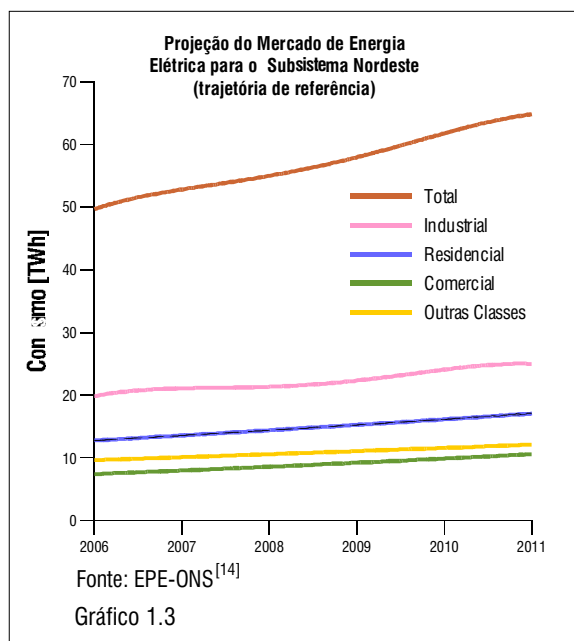


Gráfico 1.2



Nordeste, que também tem o consumo em crescimento e absorve a maior parte da produção. O Operador Nacional do Sistema (ONS^[14]) prevê um aumento de carga neste Subsistema de 5,2% ao ano entre os anos de 2006 e 2011, com base nas estimativas de crescimento do PIB, podendo este valor variar, em diferentes cenários, entre 4,2% e 5,7%. Como se pode observar no gráfico 1.3, esse crescimento condiz com o aumento no mercado anual de energia, que era de 49.719GWh em 2006, e está estimado para 64.784GWh em 2011 para o Subsistema Nordeste.

1.3 INFRA-ESTRUTURA

Transporte: a malha rodoviária que interliga o território alagoano possui aproximadamente 13.000 km de extensão, dos quais aproximadamente 17% são pavimentados^[4]. O Estado também conta com 398 km de ferrovias. Em 2006, o Porto de Maceió movimentou 4,48 milhões de toneladas^[15], ficando em segundo lugar entre os portos mais movimentados do Nordeste. O limite sul do Estado é marcado pela hidrovía do Rio São Francisco, navegável desde a foz até a cidade de Piranhas^[16].

Domicílios: em 2007, havia um total de 778.428 domicílios particulares permanentes, dos quais 74,4% urbanos e 25,6% rurais, abrigando em média 3,9 moradores cada um^[7]. Em 2006, estimou-se que 56,7% dos domicílios particulares permanentes eram servidos por rede geral de abastecimento de água, 8,6% por rede coletora de esgoto, 21,1% possuíam sistema de fossa séptica, e 76,6% tinham disponível serviço de coleta de lixo (direta ou indireta)^[8].

Sistema Elétrico: O Estado de Alagoas possui parcialmente um dos maiores parques

hidrelétricos do país, no Rio São Francisco, na divisa com os estados da Bahia e Sergipe. Este parque garante a posição do estado como exportador de energia^[12]: em 2005, 79,2% da energia elétrica produzida foi para o Sistema Interligado Nacional. Apenas 5,74% da capacidade instalada total de 3.950 MW (usinas de divisa são consideradas com metade da potência) provêm de fonte termelétrica. Em 2006, a produção anual foi de 20.294 GWh, ou seja, 4,8% da produção nacional e a nona maior produção de energia elétrica por Estado.

A figura 1.5 mostra a situação do Estado de Alagoas no sistema elétrico interligado nacional, com a localização das principais usinas. Elas estão relacionadas, com as suas respectivas potências, nas tabelas 1.1 e 1.2.

Na página ao lado é apresentado o mapa da infraestrutura básica do Estado de Alagoas: sistema elétrico e malha viária.

Rios: a maioria dos rios que cortam o Estado de Alagoas são rios de planalto, pertencente a duas vertentes: atlântica e são-franciscana. O Rio São

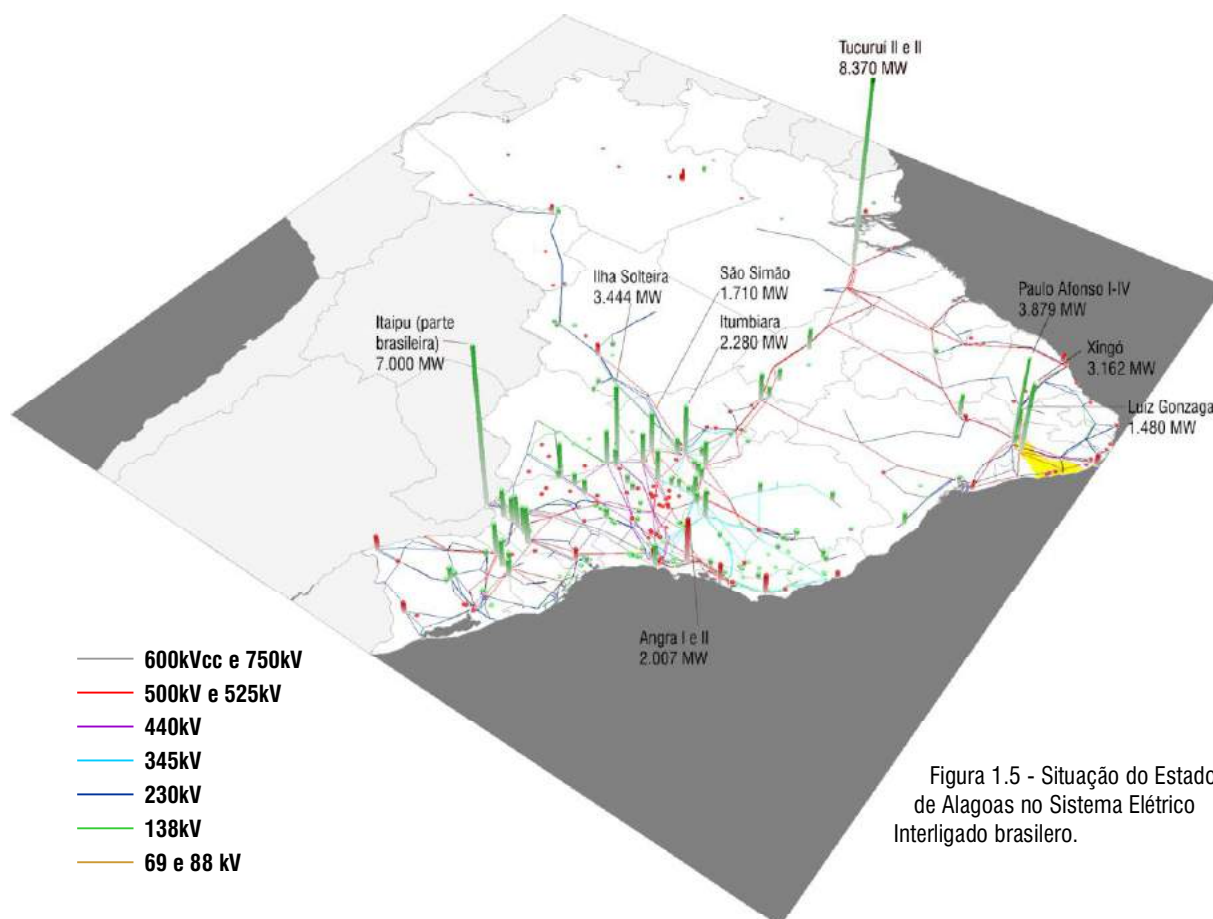
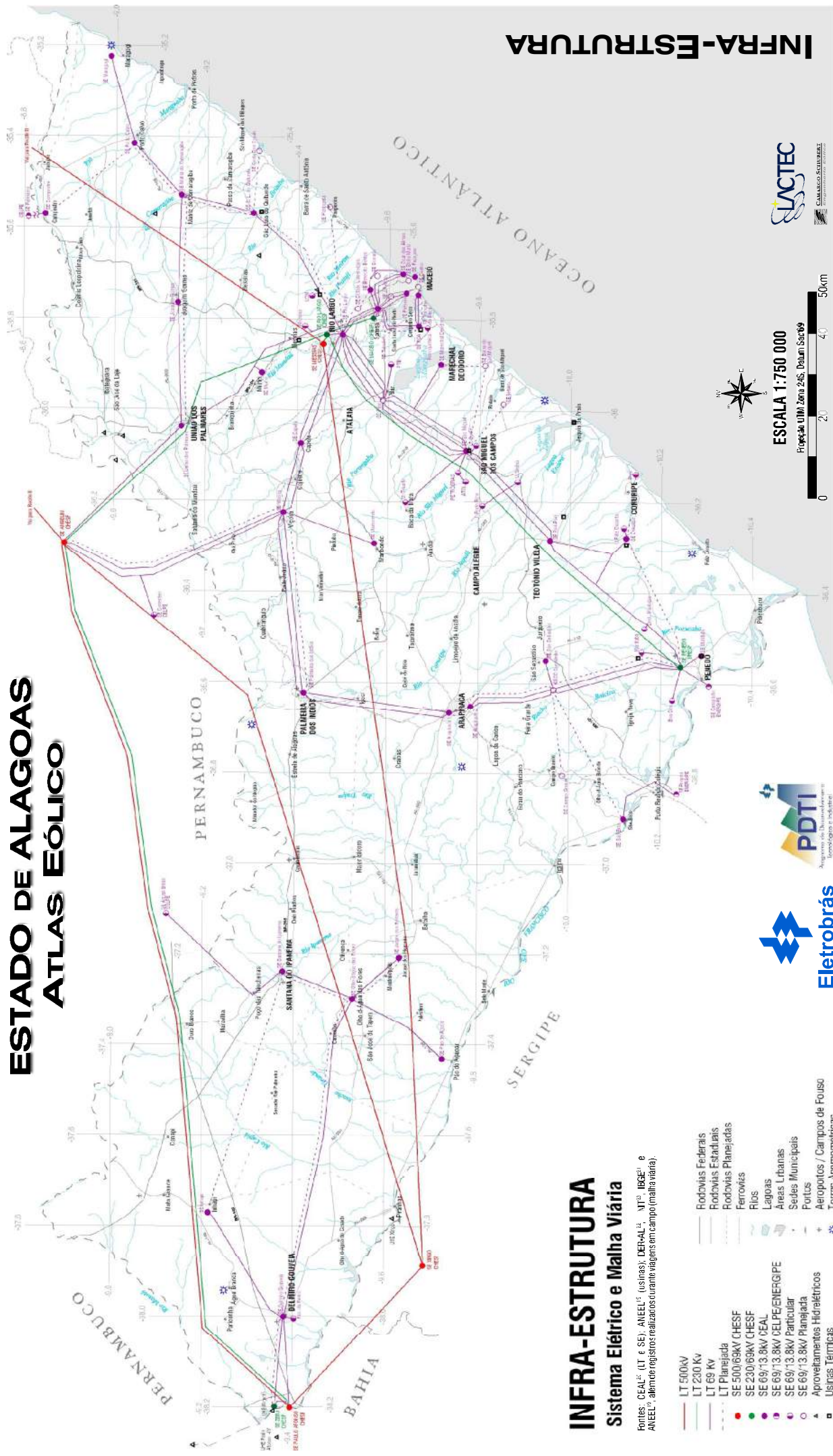


Figura 1.5 - Situação do Estado de Alagoas no Sistema Elétrico Interligado brasileiro.

ESTADO DE ALAGOAS ATLAS EÓLICO



INFRA-ESTRUTURA



ESCALA 1:750 000
Projeto UIM Zona 24S, Datum S5639



INFRA-ESTRUTURA Sistema Elétrico e Malha Viária

Fontes: CEAL^{1,2} (LT e SE), ANEEL^{1,3} (usinas), DER-AL^{1,4}, NT^{1,5} IBGE^{1,6} e ANEEL^{1,7}, além de registros realizados durante vagões em campo (malha viária).

- LT 500kV
- LT 230 Kv
- Rodovias Federais
- Rodovias Estaduais
- Rodovias Planajadas
- Ferrovias
- Rios
- Lagoas
- Áreas Urbanas
- Seles Municipais
- Portos
- Aeroportos / Campos de Fouso
- Aproveitamentos Hidrelétricos
- Usinas Térmicas
- Torres Aeromométricas

- SE 500/69kV CHESF
- SE 230/69kV CHESF
- SE 69/13.8kV DELPE/ENERGIPE
- SE 69/13.8kV Particular
- SE 69/13.8kV Planajada

Tabela 1.1 USINAS HIDRELÉTRICAS:				
Usina	Destino	Proprietário	Rio	MW
Xingó	SP	CHESF	São Francisco	1581.0
Paulo Afonso IV	SP	CHESF	São Francisco	1231.2
Paulo Afonso III	SP	CHESF	São Francisco	397.1
Paulo Afonso II	SP	CHESF	São Francisco	221.5
Moxotó (Ap. Sales)	SP	CHESF	São Francisco	200.0
Paulo Afonso I	SP	CHESF	São Francisco	90.0
TOTAL:				3722.9

Tabela 1.2 USINAS TERMELETRICAS:				
Usina	Destino	Proprietário	Combustível	MW
Caeté	PIE	Usina Caeté S/A	Bagaço de Cana de Açúcar	35.8
Coruripe	PIE	S/A Usina Coruripe Açúcar e Álcool	Bagaço de Cana de Açúcar	32.0
Jitituba Santo Antônio	PIE	Central Energética Jitituba Ltda	Bagaço de Cana de Açúcar	27.4
Sinimbu	PIE	Central Energética Vale do Jequiá Ltda	Bagaço de Cana de Açúcar	18.0
Serra Grande	APE-COM	Usina Serra Grande S/A	Bagaço de Cana de Açúcar	17.2
Guaxuma	APE-COM	Laginha Agro Industrial S/A	Bagaço de Cana de Açúcar	14.3
Triunfo	APE	Triunfo Agro Industrial S/A	Bagaço de Cana de Açúcar	14.0
Uruba	PIE	Laginha Agro Industrial S/A	Bagaço de Cana de Açúcar	10.0
Sali	APE	S.A. Leão Irmãos Açúcar e Álcool	Bagaço de Cana de Açúcar	9.9
Seresta	PIE	Central Energética Seresta Ltda	Bagaço de Cana de Açúcar	9.5
Marituba	PIE	Usina Caeté S/A	Bagaço de Cana de Açúcar	8.5
Cachoeira	PIE	Usina Caeté S/A	Bagaço de Cana de Açúcar	7.4
Laginha-Matrix	PIE	Laginha Agro Industrial S/A	Bagaço de Cana de Açúcar	5.0
Paísa	APE-COM	Central Bioenergética Ltda	Bagaço de Cana de Açúcar	4.8
Sumaúma	APE-COM	Central Bioenergética Ltda	Bagaço de Cana de Açúcar	4.0
CINAL/TRIKEM	APE	Trikem S/A	Gás Natural	3.2
Capricho	APE-COM	Central Bioenergética Ltda	Bagaço de Cana de Açúcar	2.4
Destilaria Porto Alegre	APE	Destilaria Autônoma Porto Alegre Ltda.	Bagaço de Cana de Açúcar	2.4
Aeroporto de Maceió	PIE	Petrobrás Distribuidora S/A	Gás Natural	0.8
Aeroporto I. Z. P.	APE	INFRAERO	Óleo Diesel	0.2
TOTAL:				226.7

Fonte: Aneel - Banco de Informações de Geração

Legenda:

APE - Autoprodução de Energia

COM - Comercialização de Energia

PIE - Produtor Independente de Energia

SP - Serviço Público

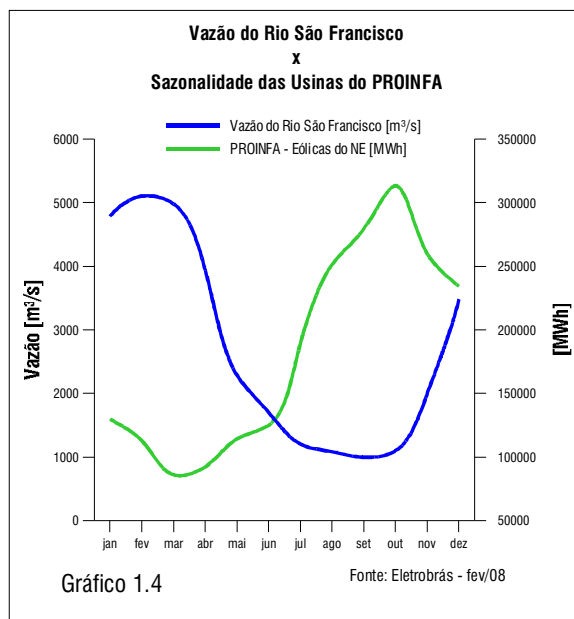
APE-COM - Autoprodução c/
comercialização de excedente

CGH - Central Geradora Hidroelétrica

PCH - Pequena Central Hidroelétrica

Obs: foi considerada metade das potências das usinas de Moxotó, Paulo Afonso e Xingó, por localizarem-se na fronteira com outros estados.

Francisco é o grande fornecedor de água da região semi-árida do Nordeste e tem um regime de vazão marcado pela sazonalidade. É de se notar que essa sazonalidade é inversa à apresentada pelos regimes de ventos, o que torna, para a Região Nordeste, as fontes eólica e hidráulica complementares, como ilustrado no gráfico 1.4. Esta complementaridade implica que o aumento da capacidade instalada de fonte eólica poderia reduzir a dependência do Subsistema Nordeste de outras fontes durante os meses da estação seca, como de fontes térmicas ou de importação de energia de outras regiões^[42].



1.4 CLIMATOLOGIA

A porção oriental do Estado de Alagoas caracteriza-se por um clima quente e úmido, com verões secos e estações chuvosas no outono e inverno. No sertão, o clima é semi-árido, muito

quente, tipo estepe, com chuvas no mesmo período, resultantes dos ventos úmidos vindos de sudeste que são retidos pelas serras. Nas figuras 1.6 e 1.7 são apresentados mapas de temperaturas e precipitação, revelando as principais características climáticas do Estado.

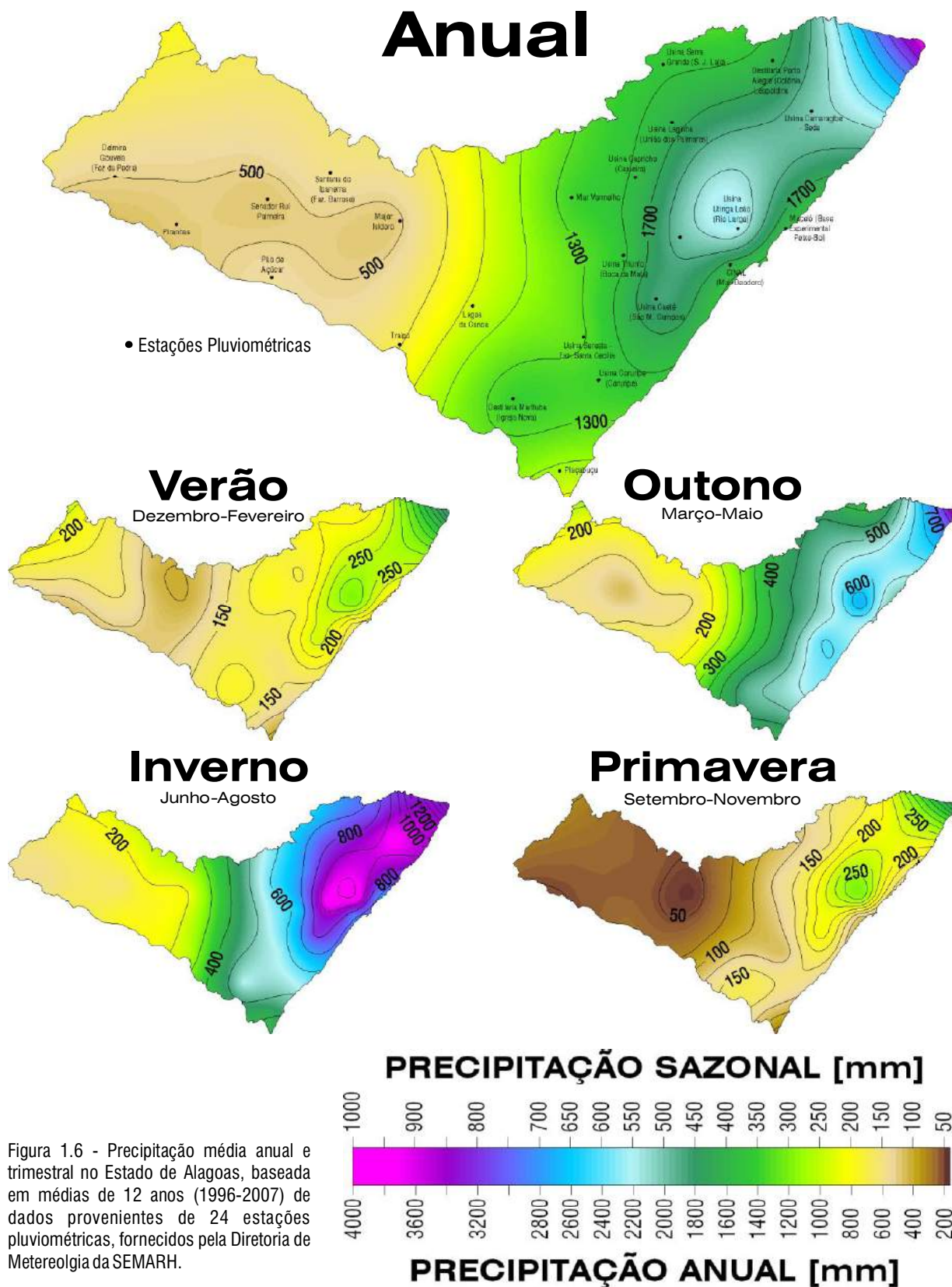


Figura 1.6 - Precipitação média anual e trimestral no Estado de Alagoas, baseada em médias de 12 anos (1996-2007) de dados provenientes de 24 estações pluviométricas, fornecidos pela Diretoria de Meteorologia da SEMARH.

Anual

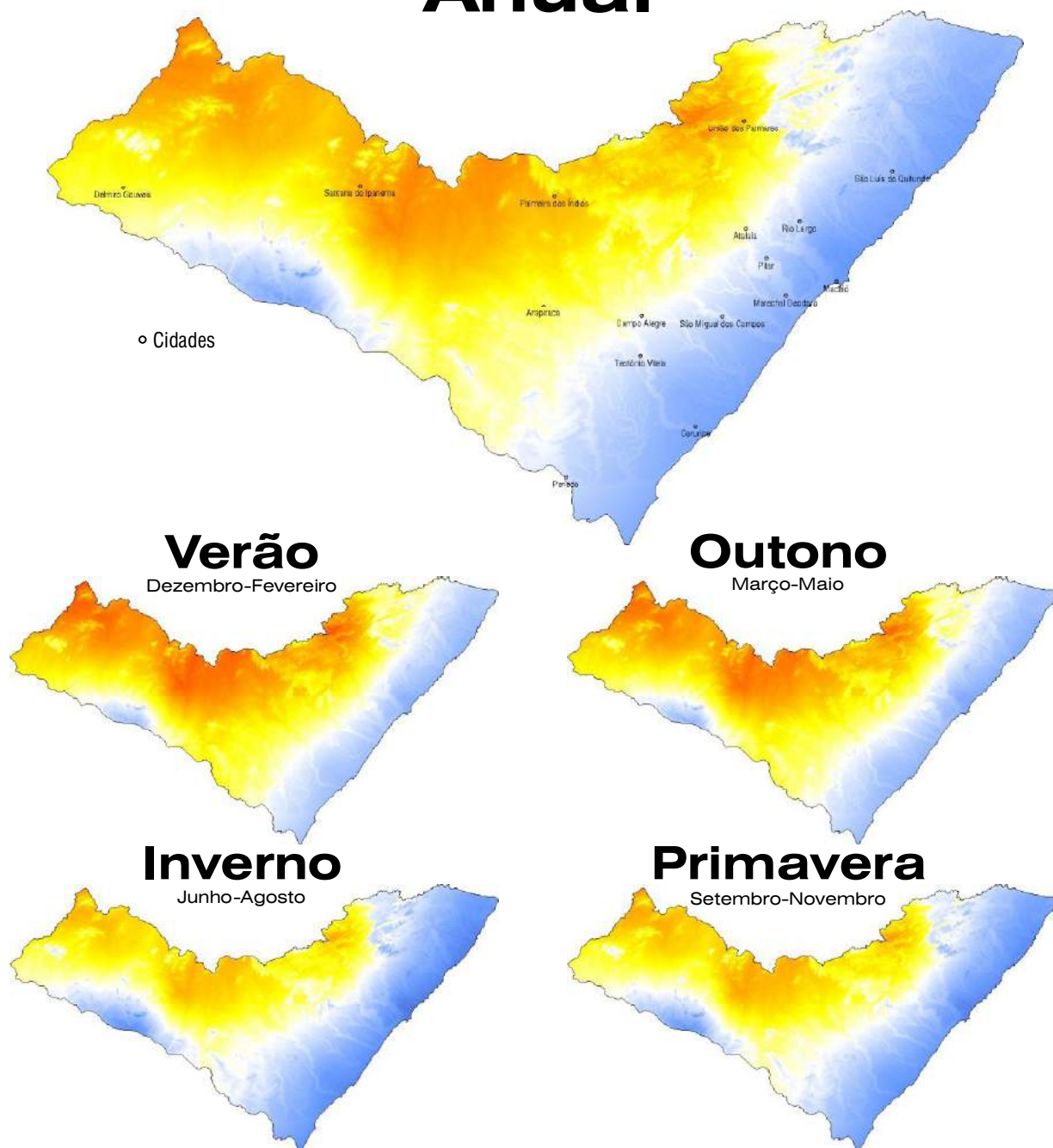


Figura 1.7 - Temperaturas médias anual e trimestral no Estado de Alagoas, calculadas sobre o Modelo Digital de Relevo, considerando a Atmosfera Padrão ISA + 9.8 (temperatura média anual em Maceió, INMET, 1961-1990), ajustada por dados fornecidos pela Diretoria de Meteorologia da SEMARH.

Precipitação: nos últimos doze anos, as chuvas abundantes no litoral atingiram índices médios de precipitação superiores a 1400mm/ano, sempre a maior parte registrada no outono e no inverno. No oeste do estado, os índices médios foram inferiores a 300mm/ano, surgindo uma região de clima mais úmido nas serras dos municípios de Água Branca e Mata Grande.

Temperaturas: os ventos alísios e as brisas marinhas ajudam a manter a temperatura na faixa litorânea em torno dos 25°C. Os extremos máximos estão no sertão, onde a temperatura média anual pode chegar a 40°C. A amplitude térmica sazonal oscila em torno de 3°C no litoral, intensificando-se na direção oeste.

2. FUNDAMENTOS

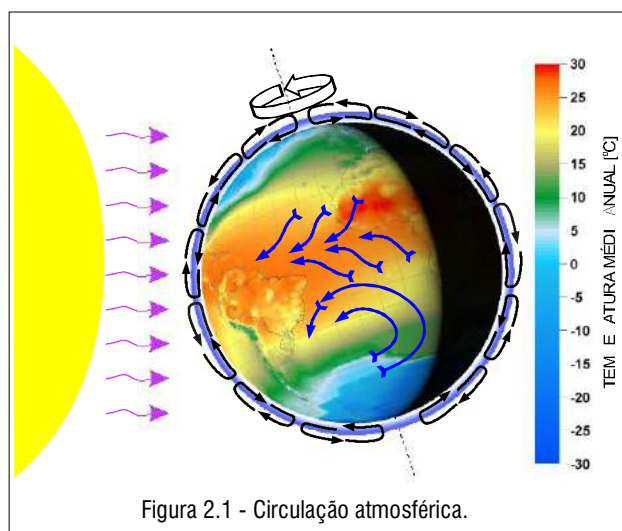


Figura 2.1 - Circulação atmosférica.

2.1 A ENERGIA DO VENTO

Em sua aparente imprevisibilidade, o vento resulta da contínua circulação das camadas de ar da atmosfera, sob a ação predominante da energia radiante do Sol e da rotação da Terra (figura 2.1).

Dentre os mecanismos atuantes na formação dos ventos, destacam-se os aquecimentos desiguais da superfície terrestre, que ocorrem tanto em escala global (diferentes latitudes, estações do ano e ciclo dia-noite), quanto local (mar-terra, montanha-vale). Desse fato resulta que as velocidades e direções de vento apresentam tendências sazonais e diurnas bem definidas, dentro de seu caráter estocástico.

O vento pode variar bastante no intervalo de horas ou dias, porém, em termos estatísticos, tenderá a um regime diurno predominante, regido por influências locais (microescala) e regionais

(mesoescala). No intervalo de meses ou anos, os regimes de vento passam a apresentar notável regularidade, tendo um regime sazonal bem definido ao longo do ano. Ao longo de décadas, em geral, as velocidades médias anuais apresentam variações inferiores a 10% da média de longo prazo.^[24] Os regimes anuais e sazonais são predominantemente controlados pelas grandes escalas atmosféricas: a escala sinótica e a circulação geral planetária.^[25]

Em alturas de até 100m, de interesse para o aproveitamento energético, o vento é afetado de forma acentuada pelas condições de relevo e de rugosidade aerodinâmica do terreno (figura 2.2), presença de obstáculos e estabilidade térmica vertical.

Uma turbina eólica capta uma parte da energia cinética do vento, que passa através da área varrida pelo rotor, e a transforma em energia elétrica. A potência elétrica é função do cubo da velocidade do vento v

$$P = \frac{1}{2} \rho A_r v^3 C_p \eta \quad (\text{Watts})$$

onde: ρ - densidade do ar ($1,225 \text{ kg/m}^3$ no nível do mar e a 15°C); A_r - área varrida pelo rotor ($\pi D^2/4$, D é o diâmetro do rotor); C_p - coeficiente aerodinâmico de potência do rotor (valor máximo teórico = 0,593, na prática atinge valores entorno de 0,50 e é variável com o vento, a rotação, e os parâmetros de controle da turbina); η - eficiência do conjunto gerador/transmissões mecânicas e elétricas ($\sim 0,93$ - $0,98$).

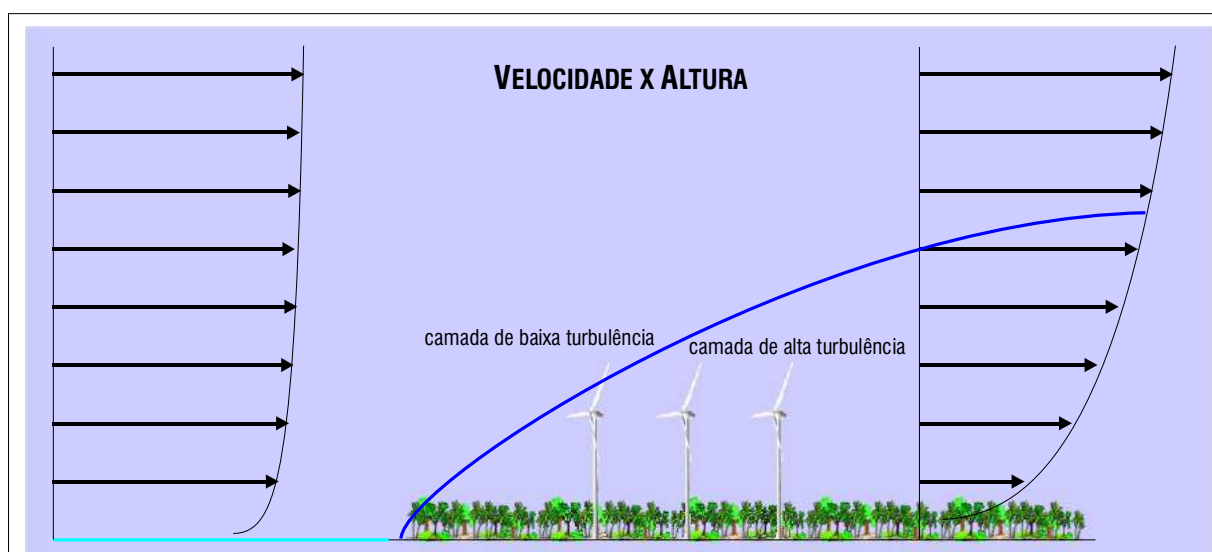


Figura 2.2 - Quando o vento se desloca do mar (esquerda) para a terra (direita), a turbulência aumenta, e a velocidade do vento próximo ao solo diminui. Forma-se uma camada-limite interna entre o vento turbulento e o laminar. O perfil do vento se altera, sendo mais vertical sobre o mar, que tem rugosidade mais baixa, e mais inclinado sobre a floresta, que tem rugosidade maior.

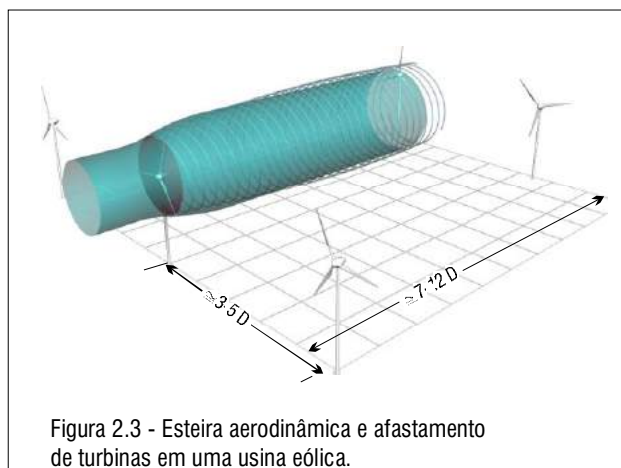


Figura 2.3 - Esteira aerodinâmica e afastamento de turbinas em uma usina eólica.

Ao absorver a energia cinética, o rotor reduz a velocidade do vento imediatamente a jusante do disco; gradualmente essa velocidade se recupera ao se misturar com as massas de ar do escoamento livre. Das forças de sustentação aerodinâmica nas pás do rotor resulta uma esteira helicoidal de vórtices, a qual também gradualmente se dissipa (figura 2.3). Após alguma distância a jusante, o escoamento praticamente recupera a velocidade original e turbinas adicionais podem ser instaladas, sem perdas energéticas significativas. Na prática, essa distância varia com a velocidade do vento, condições de operação da turbina, rugosidade e complexidade do terreno e com a estabilidade térmica da atmosfera.

2.2 TECNOLOGIA

No último milênio, a tecnologia que possibilita o aproveitamento da força do vento para a realização de trabalho (fig. 2.5) já foi amplamente utilizada em aplicações diversas, como a moagem de grãos e o bombeamento da água, tendo desempenhado um importante papel no desenvol-

vimento da civilização ocidental. Foi, por exemplo, com o auxílio da força dos ventos que os holandeses aumentaram significativamente o seu território, através da drenagem de áreas antes ocupadas pela água. Estima-se que durante o apogeu da era dos moinhos de vento, em meados do século XIX, a totalidade de engenhos no continente Europeu somasse uma potência de 1500MW, uma ordem de grandeza que a energia eólica só voltou a atingir novamente em 1988^[61].

Em meados do século XX, a tecnologia de geração de eletricidade em grande escala, alimentando de forma suplementar o sistema elétrico através do uso de turbinas eólicas de grande porte, deu um salto em seu desenvolvimento. Os primeiros aproveitamentos eólio-elétricos foram realizados durante as décadas de 1940-1950 nos Estados Unidos (Smith-Putnan) e Dinamarca (Gedser), e, posteriormente, na Alemanha (Hütter, 1955). Na década de 1970, após a primeira grande crise de preços do petróleo, diversos países — incluindo o Brasil, que desenvolveu a turbina DEBRA 100kW^[62] (figura 2.5) — dispenderam esforços em pesquisa da utilização da energia eólica para geração elétrica.



Figura 2.4 - DEBRA (Deutsch-Brasileira) 100kW, desenvolvida pelos institutos aeroespaciais do Brasil (CTA) e Alemanha (DFVLR).

Nas décadas de 1980 e 1990, experiências de estímulo ao mercado na Califórnia, Dinamarca e Alemanha impulsionaram o aproveitamento eólio-elétrico para uma



Figura 2.5 - Tecnologia dos moinhos de vento, utilizada durante séculos. Após um declínio iniciado com a invenção da máquina a vapor, a energia eólica ganhou força novamente na segunda metade do séc. XX, na forma dos aerogeradores modernos.

escala de contribuição mais significativa ao sistema elétrico, em termos de geração e economia. A produção atingiu escala industrial e alguns dos principais problemas ambientais foram praticamente eliminados. A capacidade geradora mundial passou a crescer em proporções geométricas, fazendo da energia do vento a fonte energética com maiores taxas de crescimento nos últimos 15 anos^[36]. Neste período, a taxa composta de crescimento anual da capacidade instalada foi de 27%^[36]. A figura 2.7 apresenta a evolução cumulativa da capacidade eólico-elétrica instalada no mundo, ao longo das últimas décadas.

Com o acentuado crescimento do mercado, os geradores eólicos encontram-se em franco desenvolvimento tecnológico, tendo como principal tendência o aumento progressivo nas dimensões e capacidade das turbinas. Na figura 2.6 são ilustradas as dimensões de turbinas disponíveis atualmente no mercado mundial. Turbinas eólicas

com capacidade de até 2500kW já estão tecnologicamente consolidadas, com uma grande quantidade de máquinas em operação no mundo. As maiores turbinas ilustradas, apesar de já disponíveis no mercado e com diversas unidades instaladas, ainda podem ser consideradas como na etapa de consolidação tecnológica. A figura 2.8 mostra a montagem de uma turbina de porte médio. Os rotores das turbinas eólicas são

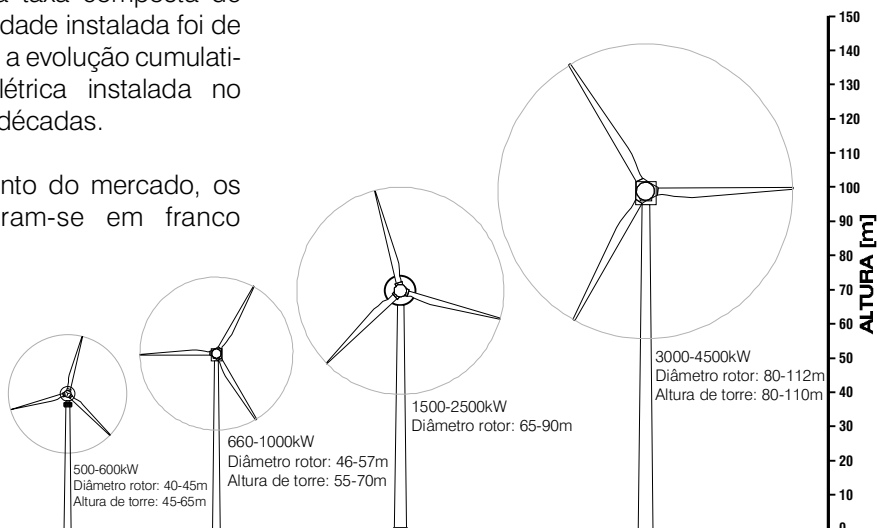


Figura 2.6 - Dimensões típicas das turbinas eólicas no mercado atual.

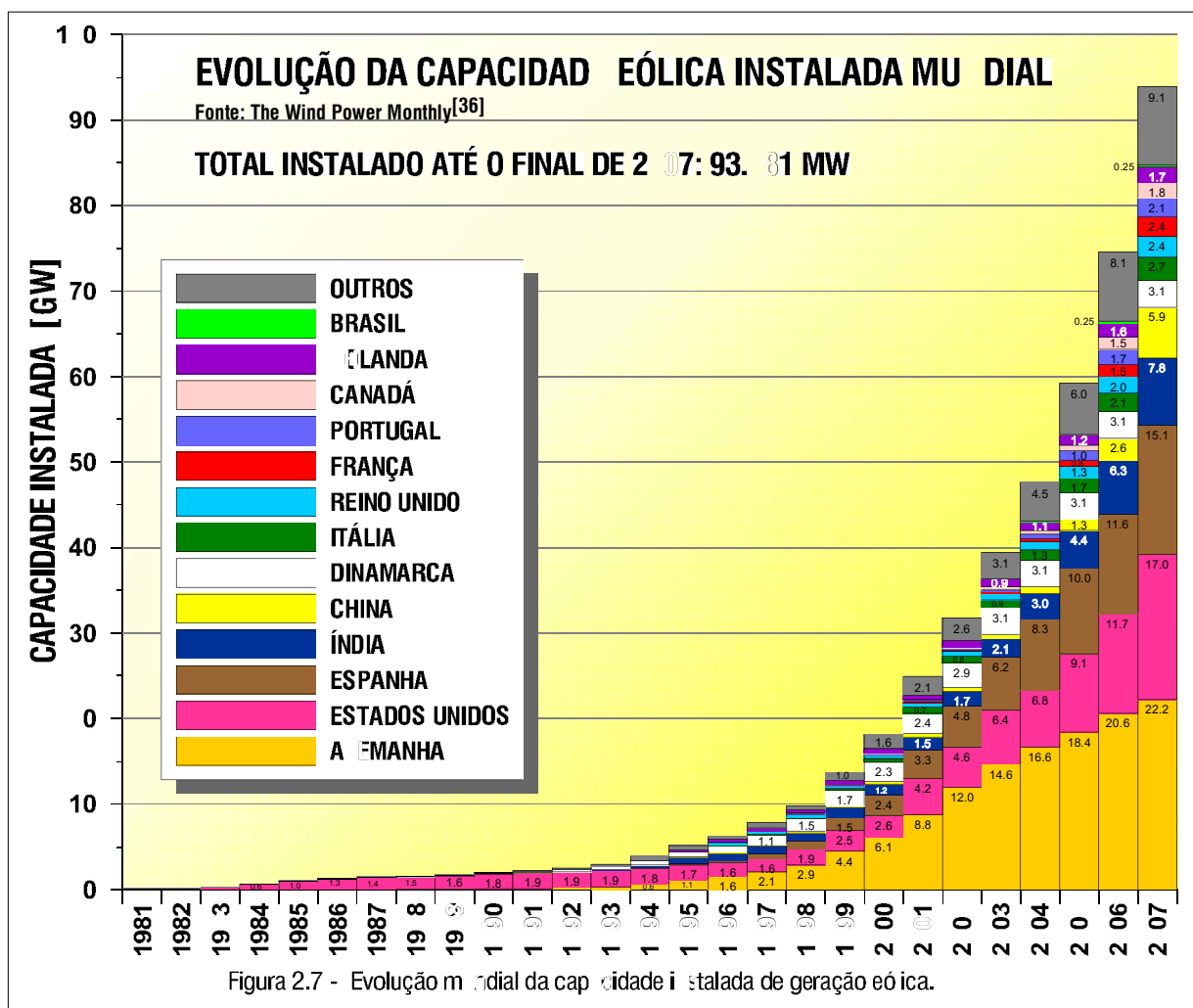


Figura 2.7 - Evolução mundial da capacidade instalada de geração eólica.



Figura 2.8 - Etapas na montagem de um aerogerador, com detalhes do posicionamento da nacele e do rotor.

fabricados com materiais compostos, com tecnologias e requisitos de peso, rigidez e aerodinâmica típicos de estruturas aeronáuticas. A velocidade angular do rotor é inversamente proporcional ao diâmetro D . Usualmente, a rotação é otimizada no projeto, para minimizar a emissão de ruído aerodinâmico pelas pás. Uma fórmula aproximada para avaliação da rotação nominal de operação de uma turbina eólica é dada por^[26]

$$rpm = \frac{895}{D} + 6.9 \quad (D \text{ em metros})$$

À medida em que a tecnologia propicia dimensões maiores para as turbinas, a rotação se reduz: os diâmetros de rotores no mercado atual variam entre 40m e 100m, resultando em rotações da ordem de 30rpm a 15rpm, respectivamente. As baixas rotações atuais tornam as pás visíveis e evitáveis por pássaros em voo. Turbinas eólicas satisfazem os requisitos de ruído, mesmo quando instaladas a distâncias da ordem de 300m de áreas residenciais. Estes aspectos contribuem para que a tecnologia eólio-elétrica apresente o mínimo impacto ambiental, entre as fontes de geração aptas à escala de gigawatts.

O progressivo aumento nos diâmetros das turbinas traz aumentos generalizados no peso das máquinas. O peso de todo o conjunto que fica no topo da torre (rotor e nacele - mancais, gerador, sistemas) pode ser estimado de forma aproximada pela fórmula^[26]

$$\text{Peso(rotor + nacele)} = \frac{D^2}{57.8} \quad (\text{Toneladas})$$

Por essa aproximação, o peso do conjunto no topo da torre é da ordem de 30 toneladas para máquinas de 40m de diâmetro, e será da ordem de 170 toneladas para turbinas de 100m de diâmetro. Dessas ordens de grandeza e da análise da



Figura 2.6 - Detalhes da nacele e interior da nacele: caixa de engrenagens e gerador.

expansão do mercado eólico, pode-se concluir que a geração eólio-elétrica constitui uma indústria importante no consumo de aço e resinas para materiais compostos, com geração de empregos em todo o ciclo produtivo.

Uma usina eólio-elétrica (UEE) é um conjunto de turbinas eólicas dispostas adequadamente em uma mesma área (figura 2.10). Essa proximidade geográfica tem a vantagem econômica da diluição de custos: arrendamento de área, fundações, aluguel de guindastes e custos de montagem,

linhas de transmissão, equipes de operação e manutenção, e estoques de reposição. Usinas eólicas com turbinas de projeto consolidado e equipes de manutenção adequadamente capacitadas apresentam fatores de disponibilidade próximos de 98%.

Usualmente, a geração elétrica se inicia com velocidades de vento da ordem de 2,5 - 3,0 m/s; abaixo desses valores o conteúdo energético do vento não justifica aproveitamento. Velocidades superiores a aproximadamente 12,0 - 15,0 m/s ativam o sistema automático de limitação de potência da máquina, que pode ser por controle de ângulo de passo das pás ou por estol aerodinâmico, dependendo do modelo de turbina. Em ventos muito fortes ($v > 25$ m/s, por exemplo) atua o sistema automático de proteção. Ventos muito fortes têm ocorrência rara e negligenciável em termos de aproveitamento, e a turbulência associada é indesejável para a estrutura da máquina; neste caso a rotação das pás é reduzida (por passo ou estol) e o sistema elétrico é desconectado da rede elétrica. Turbinas eólicas de grande porte têm controle inteiramente automático, através de atuadores rápidos, softwares e microprocessadores alimentados por sensores duplos em todos os parâmetros relevantes. Normalmente, utiliza-se a telemetria de dados para monitoramento de operação e auxílio a diagnósticos/manutenção.

2.3 POTENCIAIS EÓLICOS

O aproveitamento da energia eólica requer extensões de área adequada, com velocidades médias anuais de vento que viabilizem a instalação de usinas. Como a produção de energia é

bastante dependente das velocidades de vento, a avaliação da viabilidade técnica e econômica de empreendimentos eólicos requer uma predição confiável da energia gerada na usina. Para tanto, a determinação do recurso eólico usualmente requer uma rede anemométrica qualificada (equipamentos com alta confiabilidade, durabilidade e adequadamente dispostos em torres de medições altas, 50 a 70m, com anemômetros previamente calibrados em túnel de vento e um sistema eficiente de coleta de dados e verificação de falhas),^[27,28] operando por um período mínimo de um ano. Para a extrapolação dos dados para toda a área, são necessários modelos numéricos representativos da topografia e rugosidade da extensão abrangida. Complementarmente deve-se realizar, sempre que possível, estudos de representatividade climatológica dos dados medidos, através de estudos de correlação e ajustes a partir de dados de medições de longo prazo próximas ao local, avaliando-se as variações interanuais do vento e o seu impacto na geração energética ao longo de toda a vida útil da usina (tipicamente 20 anos). É recomendável que as medições anemométricas sejam mantidas por todo o período de operação da usina, possibilitando um acompanhamento contínuo do desempenho das turbinas e melhorando as estimativas de longo prazo.

Usualmente, o cálculo da produção energética e a localização das turbinas (*micrositing*) dentro de uma usina eólica leva em consideração a curva de potência certificada por órgãos homologadores independentes, a influência de altitude e temperatura na densidade local do ar, o fator de disponibilidade esperado e a avaliação das perdas energéticas por interferência aerodinâmica entre os rotores.^[29, 30] O cálculo do campo de velocidades



Figura 2.10 - Usina Eólio-Elétrica Millenium 10,2 MW (Paraíba), em operação desde abril/2008, com aerogeradores de 800 kW.

em toda a área da usina é usualmente realizado por modelos numéricos de simulação de camada-limite^[31 a 35], que extrapolam os dados anemométricos efetivamente medidos, utilizando modelos detalhados de relevo e rugosidade e avaliando, ainda, a influência da estabilidade térmica vertical da atmosfera. O processo de otimização envolve

o compromisso entre a maximização da energia gerada e o aproveitamento dos fatores condicionantes do terreno e infra-estrutura.

A figura 2.11 ilustra o processo de otimização e *micrositing* de usinas eólicas.

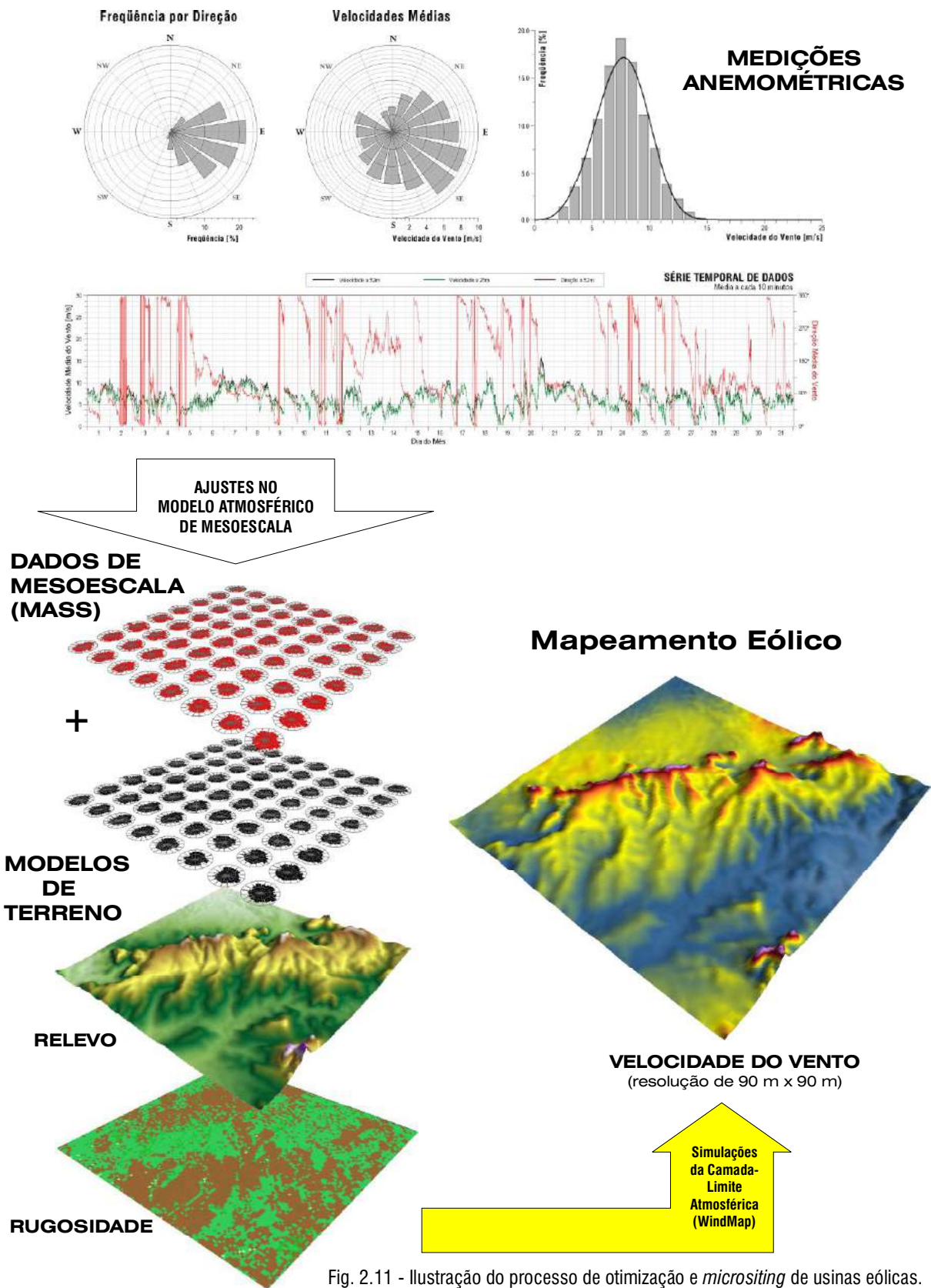


Fig. 2.11 - Ilustração do processo de otimização e *micrositing* de usinas eólicas.

3. METODOLOGIA

3.1 O PROCESSO DE MAPEAMENTO

O mapeamento do potencial eólico do Estado de Alagoas foi realizado a partir de uma rede de medições anemométricas e de um modelo numérico de simulação da camada-limite atmosférica, calculado sobre modelos digitais de terreno. Nas etapas iniciais do projeto, foi realizado um mapeamento preliminar na resolução de 250m x 250m, utilizando o modelo MesoMap, neste caso, constituído por modelamento de mesoescala (MASS) na resolução horizontal de 2.5km x 2.5km, e posterior interpolação para a resolução do mapeamento preliminar (250 x 250m) por modelamento tridimensional de camada-limite (*WindMap*).^[35] Para o mapeamento final, o modelo utilizado foi o SiteWind^[37], que é similar ao MesoMap, mas no qual os parâmetros do modelo de mesoescala levam em consideração também as medições anemométricas. O SiteWind teve a resolução final de 90m x 90m.

3.1.1 O SISTEMA MESOMAP

O *MesoMap* é um conjunto integrado de modelos de simulação atmosférica, bases de dados meteorológicos e geográficos, redes de computadores e sistemas de armazenamento. O sistema foi desenvolvido nos Estados Unidos pela TrueWind Solutions com suporte do NYSEDA (*New York State Energy Research and Development Authority*) e DoE (*US Department of Energy*). Além do projeto inicial de mapeamento eólico do Estado de Nova York, o MesoMap tem sido utilizado em projetos similares nas Américas do Norte e Central, Europa e Ásia e foi utilizado para o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro.^[38]

O MesoMap tem sido continuamente aferido por medições anemométricas em variados regimes de vento e oferece notáveis vantagens sobre métodos tradicionais (e.g. WAsP). Primeiro, porque obtém representatividade para grandes áreas continentais sem a necessidade de dados anemométricos de superfície efetivamente medidos — fator importante para regiões onde medições consistentes e confiáveis são raras. Segundo, por modelar importantes fenômenos meteorológicos não considerados em modelos mais simplificados de escoamento de ventos (por exemplo, WAsP - Jackson-Hunt,^[31] ou WindMap - NOABL).^[32] Estes fenômenos incluem, entre outros, ondas orográficas, ventos convectivos,

brisas marinhas e lacustres e ventos térmicos descendentes de montanhas. Finalmente, o MesoMap simula diretamente os regimes de vento de longo prazo, eliminando a incerteza intrínseca de ajustes climatológicos baseados em correlações de registros de vento de curto e longo prazo, obtidos por medições em superfície.

O Modelo de Mesoescala: O núcleo do sistema MesoMap é o MASS (*Mesoscale Atmospheric Simulation System*),^[37] que é um modelo numérico de mesoescala similar aos modelos de previsão do tempo ETA e MM5 e incorpora os princípios físicos fundamentais da dinâmica atmosférica, que incluem:

- princípios de conservação de massa, *momentum* e energia;
- fluxos de calor e mudanças de fase do vapor d'água;
- módulo de energia cinética turbulenta, que simula os efeitos viscosos e de estabilidade térmica sobre o gradiente vertical de vento.

Como é um modelo atmosférico dinâmico, o MASS exige grande demanda computacional, como o uso de supercomputador ou rede de múltiplos processadores em paralelo. Adicionalmente, o MASS também está acoplado a dois módulos de cálculo: o *ForeWind*, um modelo dinâmico de camada-limite viscosa, e o WindMap,^[35] que é um modelo de simulação tridimensional de escoamento não-divergente (conservação de massa), com interface para dados geográficos de geoprocessamento (SIG) de alta resolução. Para áreas e casos específicos, um destes dois módulos é escolhido para aumentar a resolução espacial das simulações do MASS.

Dados de Entrada: Um amplo conjunto de dados meteorológicos e geográficos é utilizado como entrada para o MASS. Os principais dados geográficos de entrada são: topografia, uso do solo e índice de vegetação por diferença normalizada (IVDN). Os principais dados meteorológicos de entrada são os provenientes das *reanálises*, radiossondagens e temperaturas sobre a terra e oceanos, sobressaindo-se os provenientes das *reanálises*. Utiliza-se o termo *reanálise* para certos bancos de dados em malha geográfica global. No modelamento deste estudo foi utilizado o banco de dados de reanálises produzido pelo US National Center for Atmospheric Research (NCAR). Estes dados contêm seqüências de parâmetros

meteorológicos dos principais níveis de toda a atmosfera terrestre, em intervalos de 6 horas e resolução de 200km x 200km. Em conjunto com dados existentes de radiossondas e temperaturas da superfície terrestre, os dados de reanálises estabelecem as condições de contorno iniciais, bem como condições de contorno laterais atualizadas para a progressão das simulações do MASS. Entretanto, o modelo determina por si só a evolução das condições meteorológicas dentro da região em estudo, com base nas interações entre os distintos elementos da atmosfera e entre a atmosfera e a superfície terrestre.

Como os dados de reanálises são estabelecidos em uma malha com resolução horizontal relativamente baixa, de 200km, o sistema MesoMap precisa ser rodado de forma sucessiva em áreas que são subdivididas em mosaicos de resolução gradualmente maior, onde cada malha utiliza como dados de entrada os parâmetros da respectiva região anterior, até que a resolução desejada seja atingida. No caso do presente Atlas, o modelamento de mesoescala MASS atingiu a resolução de 2,5 km x 2,5 km, ainda não suficiente para se desenvolver projetos de usinas eólicas.

3.1.2 O MODELO WINDMAP

Os dados resultantes do modelamento de mesoescala MASS, juntamente com modelos digitais de terreno, (relevo e rugosidade) estes últimos em resolução (para o mapeamento preliminar) de 250m x 250m, servem como dados de entrada para o software WindMap.^[35], que

recalcula as velocidades médias e direções de vento na resolução do mapa preliminar. Os modelos de terreno foram desenvolvidos a partir de bases topográficas SRTM (*Shuttle Radar Topography Mission* - NASA/USGS), imagens de satélite, modelos de vegetação e uso do solo. No caso do mapeamento final (em que foi utilizado o modelo SiteWind), esses modelos foram ajustados levando em consideração aferições em campo (para o modelo de rugosidade), e foram apresentados em resolução final de 90m x 90m.

Desenvolvimento recente dos métodos baseados na equação da continuidade (conservação de massa ou escoamento não-divergente), originários do NOABL (*Numerical Objective Analysis of Boundary Layer*),^[32] o WindMap utiliza o método dos elementos finitos para calcular o campo de velocidade do escoamento em todo o domínio de cálculo, que se constitui de uma malha tridimensional de pontos sobre o terreno. O *grid* (malha tridimensional de pontos de cálculo) é gerado utilizando-se um sistema de coordenadas conformes ao terreno e que permite um maior refinamento da malha próximo a sua superfície.

3.1.3 O MODELO SITEWIND

O mapeamento final do Estado de Alagoas foi realizado utilizando-se modelamento de mesoescala SiteWind, validado por medições anemométricas realizadas no decorrer do projeto do Atlas Eólico de Alagoas. Juntamente com os dados efetivamente medidos nas torres anemométricas, os sumários estatísticos das

simulações MASS compõem as condições de contorno e dados de inicialização, constituindo-se de estatísticas por direção numa malha regular de 2.5 km x 2.5 km, para distintos níveis de altura sobre o terreno (10m, 25m, 50m, 75m, 100m, 200m e 500m). A partir de um campo inicial de velocidades de vento, a condição de continuidade é satisfeita, de forma iterativa, pela solução do sistema de equações diferenciais parciais, até que o valor da divergência do campo de velocidades esteja abaixo de um certo nível de tolerância. O modelamento de ventos pela formulação da equação da continuidade não resolve as equações fundamentais que determinam

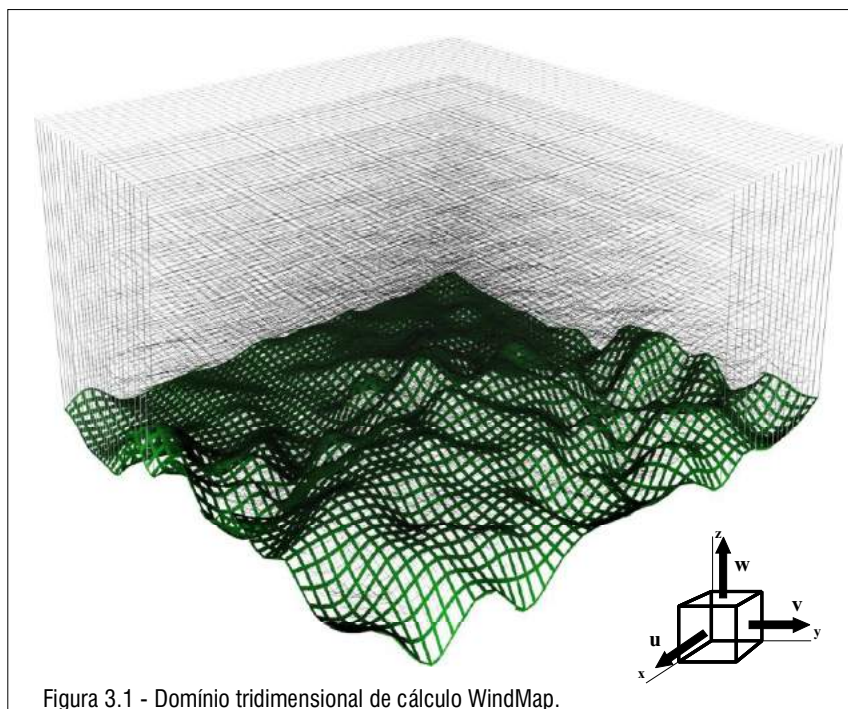


Figura 3.1 - Domínio tridimensional de cálculo WindMap.

a influência da estratificação térmica da atmosfera no escoamento; entretanto, o software WindMap, que também é utilizado no modelo SiteWind, contém ferramentas que reproduzem estes efeitos, considerando altura de camada-limite, perfil logarítmico de velocidade vertical e características de estabilidade térmica da atmosfera baseadas na *Teoria da Similaridade de Monin-Obukhov*.^[39] No modo de otimização, um algoritmo iterativo converge (em termos do mínimo erro quadrático médio) o valor da razão de estabilidade térmica vertical de atmosfera para os valores correspondentes das condições de contorno (estações anemométricas e resultados do MASS). O WindMap permite ainda o uso de um Modelo de Correlação para separar áreas com regimes distintos de vento, como, por exemplo, áreas costeiras sujeitas às brisas marinhas.

O processo de cálculo é realizado por elementos finitos, em um domínio tridimensional, conforme a figura 3.1. O terreno é representado por uma malha regular de m elementos no sentido N-S, n elementos no sentido L-O. No sentido vertical são definidos w elementos, e o espaçamento vertical entre nós da malha pode ter variação logarítmica ou geométrica, de forma a concentrar mais elementos na proximidade da superfície do solo, onde ocorrem os gradientes mais significativos.

No Apêndice são apresentadas algumas fórmulas úteis para o cálculo do perfil de velocidade vertical na camada-limite atmosférica. Nos cálculos mapeamento final do Estado de Alagoas, os parâmetros de estabilidade térmica vertical da

atmosfera foram estimados pelos resultados do modelo de mesoescala e dados anemométricos medidos.

Resultados do Mapeamento: O modelamento de mesoescala realizado para o território do Estado de Alagoas permitiu a simulação de mecanismos tais como brisas marinhas, descolamento de escoamento em relevos complexos, brisas montanha-vale, entre outros.

Os principais resultados da simulação são as velocidades médias anuais e sazonais, calculadas a 50m, 75m e 100m de altura sobre o terreno, rosas-dos-ventos (frequência e velocidade média por direção) e parâmetros das distribuições estatísticas de vento. Estes resultados são apresentados em mapas temáticos para todo o território alagoano.

3.2. MEDIÇÕES ANEMOMÉTRICAS E OUTRAS MEDIDAS

O presente mapeamento contou com uma rede qualificada de seis torres anemométricas. As torres foram instaladas em locais criteriosamente selecionados, representativos das principais regiões do Estado, em áreas, quando possível, de baixa rugosidade e devidamente afastadas de obstáculos. Para a escolha das regiões mais representativas, foi realizado um mapeamento eólico preliminar de todo o Estado, que evidenciou áreas representativas e promissoras para a instalação de torres anemométricas. Estas áreas

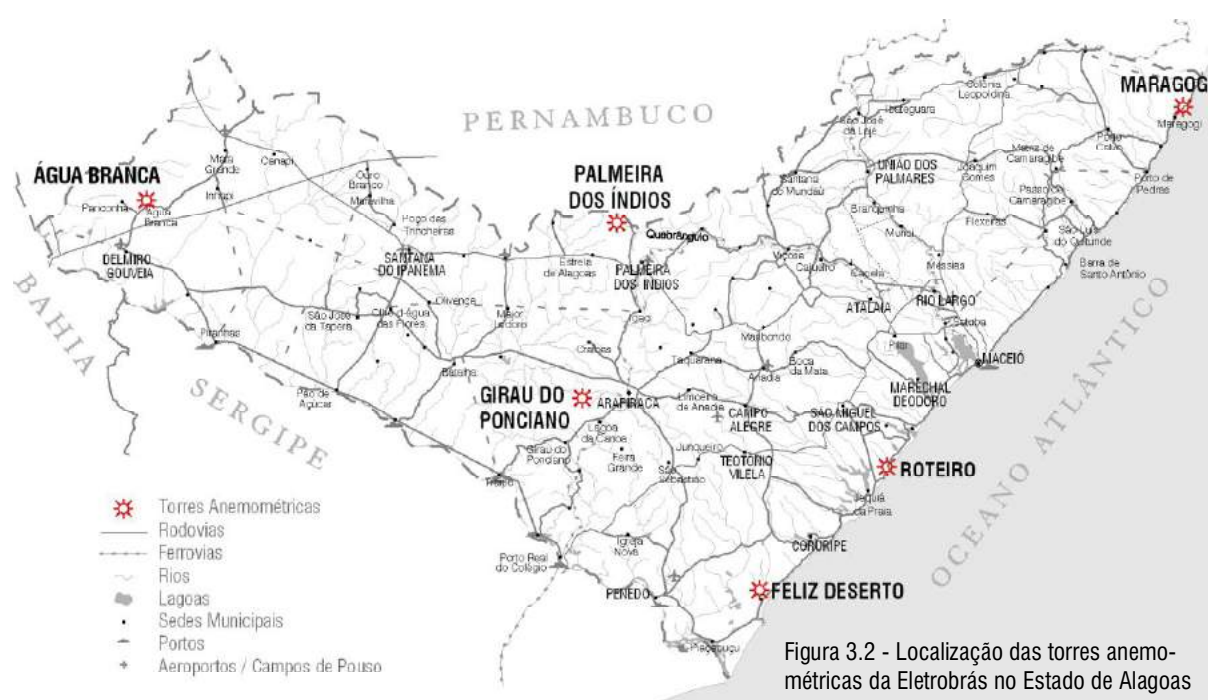


Figura 3.2 - Localização das torres anemométricas da Eletrobrás no Estado de Alagoas



Figura 3.3 - Torre de monitoramento anemométrico de 100m de altura.

foram inspecionadas *in loco*, definindo-se a posição definitiva das torres com o auxílio de GPS (Sistema de Posicionamento Global), imagens de satélite, modelos de topografia e mapa eólico preliminar. Foram instaladas três torres ao longo do litoral (estações de Maragogi, Roteiro e Feliz Deserto) e três torres no interior, sendo uma delas na região de Arapiraca (Girau do Ponciano), outra no centro-norte do Estado, quase na divisa com Pernambuco (Palmeira dos Índios) e outra no extremo oeste (Água Branca). A figura 3.2 situa as torres anemométricas da Eletrobrás utilizadas na elaboração deste Atlas, dentro do Estado de Alagoas.

Sensores de Direção e Velocidade do Vento:

As torres de Palmeira dos Índios (figura 3.3) e Feliz Deserto, com 100m de altura, foram equipadas com anemômetros em três níveis (30, 70 e 100m) e sensores de direção em dois níveis (30 e 70m). A estação de Feliz Deserto foi adicionalmente equipada com um termohigrômetro. As demais torres, com 50m de altura, foram equipadas com anemômetros em dois níveis (30 e 50) e um sensor de direção de topo (50m). Foram utilizados anemômetros com padrão de qualidade internacional, do tipo "Classe 1", conforme definição da Norma 61.400-12-1, usuais em avaliações de potencial eólico e projetos de usinas. Os sensores

foram posicionados em função do vento predominante, de modo a minimizar a interferência das torres e estruturas de suporte sobre os mesmos, conforme recomendações da International Energy Agency^[61]. Todos os anemômetros foram calibrados em túnel de vento certificado pela organização internacional

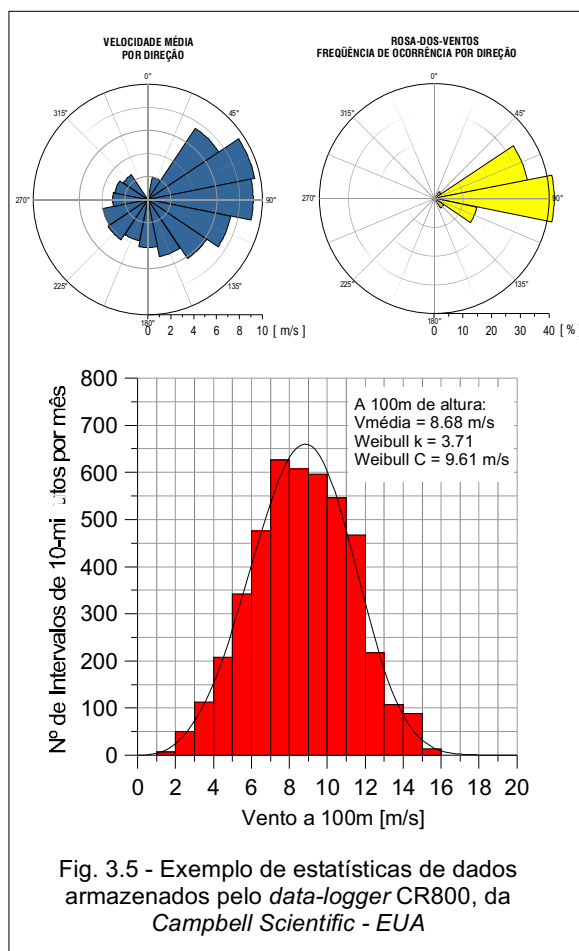


Figura 3.4 - No topo, anemômetro e sensor de direção utilizado pela Eletrobrás no Estado de Alagoas. Em baixo, montagem de uma das torres da Eletrobrás (100m de altura, após concluída).

MEASNET. A figura 3.4 ilustra o processo de montagem de uma torre da Eletrobrás com 100m de altura, e detalhes dos sensores de direção e velocidade do vento utilizados.

Data-logger: Para o registro dos dados, as torres foram equipadas com *data loggers* — sistema de aquisição e armazenamento de dados — alimentados por painéis solares fotovoltaicos. O *data-logger* processa e registra as medições de vento em arquivos de texto, com toda a série temporal de dados, que são amostrados a cada um segundo e gravados a cada 10 minutos (média e desvio padrão de 600 amostras). Os *data-loggers* são programados para levar em consideração os parâmetros de calibração dos respectivos anemômetros a que estão conectados.

Para o acompanhamento da campanha de medição são periodicamente registrados os histogramas de velocidade e as velocidades médias nas duas alturas de medição, rosas-dos-ventos (frequências de ocorrência e velocidades médias por direção), frequência de calmarias e



velocidades médias horárias (regime diurno). Na figura 3.5 são apresentados exemplos de sumários estatísticos mensais: rosas-dos-ventos e histograma de velocidade.

Telemetria de Dados: Os *data loggers* utilizados neste projeto foram integrados a um modem telefônico, que permite que se faça as coletas de dados remotamente, via telefonia celular, possibilitando, assim, a redução dos custos com deslocamento de pessoal para coleta dos dados.

Tratamento e Validação dos Dados: Os dados anemométricos foram auditados utilizando rotinas e algoritmos de validação e verificação, de modo a excluir-se possíveis falhas (ex: atrito em anemômetros) ou incoerências nos registros. Após os testes de validação, os registros considerados suspeitos ou ausentes foram analisados caso a caso. No caso de redundância de sensores (neste caso, em diferentes alturas), os valores rejeitados foram extrapolados por análises da correlação serial e/ou da distribuição estatística dos registros correspondentes do outro sensor. Nos casos onde a redundância de sensores não foi possível, os dados foram completados por correlação com as séries de dados de outras fontes: dados de reanálise do NCAR/NCEP

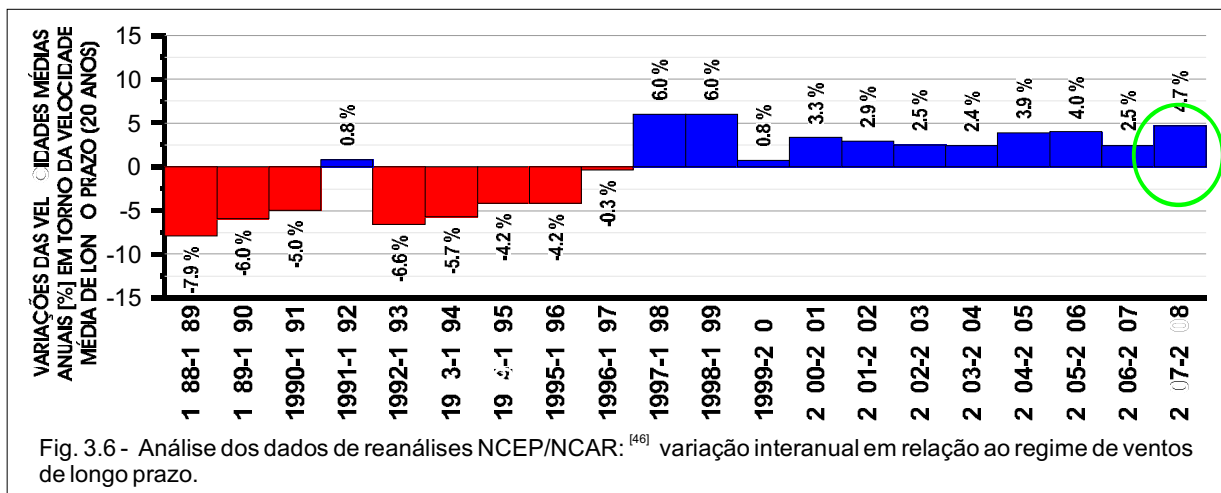
Reanalysis Project, — também utilizados para os ajustes de representatividade climatológica descritos abaixo — ou até mesmo séries registradas por outras torres do projeto, quando o índice de correlação foi suficientemente alto. Após a análise, os dados foram agrupados e consolidados no modelo atmosférico utilizado no mapeamento do Estado de Alagoas.

Representatividade Climatológica: O modelamento *MesoMap* utilizado para este Atlas amostrou dados meteorológicos de reanálise de vinte anos — abrangência razoável considerando-se sua representatividade em relação à vida útil de usinas eólicas. Por outro lado, os dados anemométricos considerados são bastante recentes (de agosto/2007 a julho/2008, cobrindo o período de um ciclo climatológico completo). Assim, tornou-se necessária uma avaliação da representatividade do período medido e da eventual necessidade de ajustes climatológicos. Tal avaliação requer dados consistentes, representativos do longo prazo e com a maior abrangência possível — idealmente da ordem de décadas. Para ajustes climatológicos, tais dados também devem possuir um período de simultaneidade com os dados de curto prazo, permitindo a avaliação das correlações entre as séries medidas.

Entre os registros de longo prazo disponíveis, sobressaíram-se *NCEP/NCAR Reanalysis Project*, (ver explicação no item 3.1.1), constituída de séries de medições de intensidade e direção do vento amostradas a cada 6 horas (4 amostragens diárias) em várias alturas sobre o terreno, no período de Ago/1988 a Jul/2008 (20 anos).^[46]

Os pontos NCEP/NCAR que forneceram melhor correlação com os dados de vento das estações de medição da Eletrobrás tiveram coordenadas (39°22'30"W, 8°34'12"S — utilizado para o ajuste com a estação de Água Branca) e (37°30'00"W, 10°28'48"S — utilizado para o ajuste com as demais estações). As séries mensais de curto prazo (Estações de medição da Eletrobrás) e de longo prazo (NCAR/NCEP a 10 metros de altura sobre o terreno) apresentaram elevados fatores de correlação para o período comum, variando entre 87% e 95%.

O gráfico da figura 3.6 apresenta as variações percentuais interanuais em torno da média de longo prazo (20 anos), para um dos pontos utilizados, mostrando os anos cujo regime de vento está acima ou abaixo da média de longo prazo (e.g. as médias anuais dos anos 1996 a 2008 situaram-se acima da média de longo prazo; ao



passo que no período de 1993 a 1997, as médias situaram-se abaixo). As estimativas de longo prazo foram realizadas utilizando o Método das Somas,^[47,48] que leva em consideração os desvios padrão e a correlação entre as séries de medições de curto prazo e de longo prazo.

3.3 MODELOS DE TERRENO

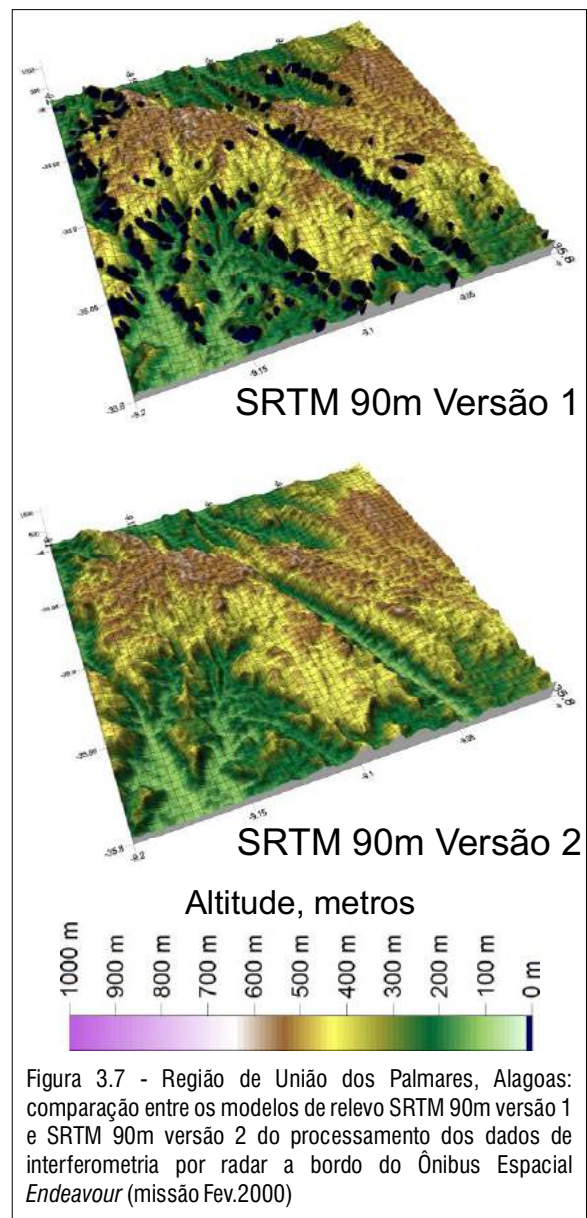
Os regimes de vento são fortemente influenciados pela topografia e rugosidade do terreno. Assim, a acurácia dos resultados é afetada diretamente pela qualidade dos modelos digitais empregados; além disso, os modelos devem ser georreferenciados, de modo a possibilitar o sincronismo das variáveis de terreno e atmosféricas, realizando-se também amostragens de validação em campo e comparações com modelos já existentes.

3.3.1 MODELO DE RELEVO

O Modelo Digital de Relevo para o Estado de Alagoas foi elaborado a partir da base topográfica da *Shuttle Radar Topography Mission* (SRTM), versão 2. SRTM é um projeto internacional liderado pela *National Geospatial-Intelligence Agency* (NGA) e a *National Aeronautics and Space Administration* (NASA), consistindo num sistema de radar especialmente modificado que voou a bordo do ônibus espacial *Endeavour* durante uma missão de onze dias em fevereiro de 2000. Através de duas antenas distantes 60m uma da outra e da técnica de interferometria para converter as imagens captadas em dados altimétricos, a missão gerou uma base topográfica digital de alta resolução, de abrangência quase global.^[40]

Esta é a segunda versão do processamento, disponibilizado recentemente pela NASA, e corrige as lacunas existentes na versão 1, como ocorria

com a região de União dos Palmares (figura 3.7). As falhas existentes anteriormente foram preenchidas recentemente pelo algoritmo TOPOGRID do Arc/Info.



Os dados topográficos SRTM Versão 2 têm resolução horizontal de malha 90m x 90m e representam uma grande evolução em detalhamento e representatividade, em relação ao modelo topográfico existente na época do Atlas Eólico Brasileiro^[38], o GTOPO 30', que possuía resolução de 1000m x 1000m. O detalhamento apresentado pelo modelo SRTM 90m supera o de cartas topográficas 1:25.000 (com diferenças de cotas entre curvas de nível de aproximadamente 10 metros) e representa a melhor base topográfica atualmente disponível para a região, bastante superior ao levantamento das cartas IBGE/DSG (1:50.000 e 1:100.000) existentes. Tal nível de detalhamento permite a realização de projetos básicos de usinas eólicas.

3.3.2 MODELO DE RUGOSIDADE

O Modelo Digital de Rugosidade para Estado de Alagoas foi desenvolvido a partir da interpretação do mosaico de imagens LANDSAT 7 da EMBRAPA^[41], além de aferições com imagens de outros satélites (*LANDSAT 7 - Geocover 1990 e 2000* e série de imagens mensais *Blue Marble* da NASA), com amostragens em campo, com o Mapa de Vegetação do Brasil 2004, os Mapas Municipais Estatísticos (IBGE), e com o Modelo de Uso do Solo desenvolvido pela USGS, pela Universidade de Nebraska e pelo *Joint Research Centre* da Comissão Européia. As amostragens foram realizadas no decorrer do projeto durante as visitas de inspeção às torres anemométricas, e se concentraram tanto nas áreas mais interessantes sob o ponto de vista eólico, definidas com base no

mapeamento eólico preliminar, quanto nas áreas não visíveis nas imagens disponíveis devido à cobertura de nuvens.

A utilização dos mosaicos de imagens de satélite requer que sejam delimitadas áreas para identificação e classificação. As imagens mensais *Blue Marble* da NASA, assim como as amostragens de campo, realizadas em diferentes

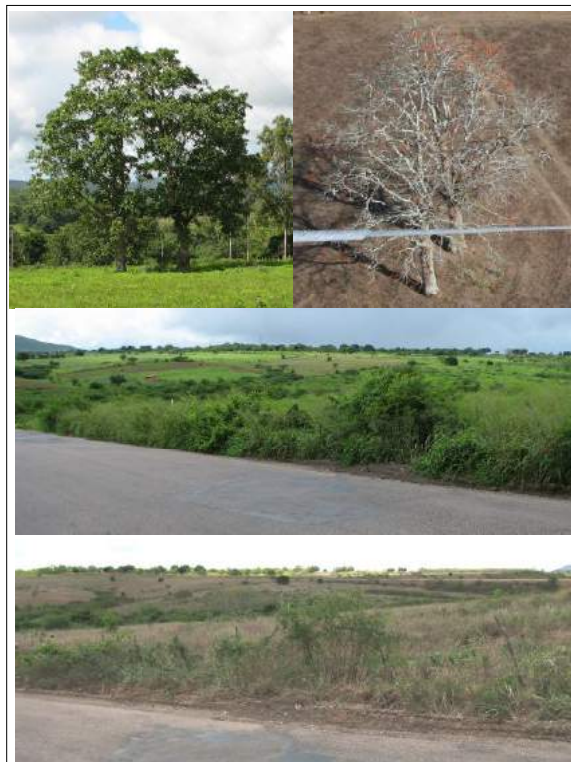


Figura 3.8 - Variação sazonal da porosidade e reflexão da luz no sertão alagoano. Em cima à esquerda e ao centro: estação chuvosa; em cima à direita e em baixo: estação seca.



Figura 3.9 - Paisagens comuns no litoral alagoano, com rugosidades alta (coqueirais) e baixa (canaviais)

épocas do ano, ajudaram a identificar as áreas cuja rugosidade tem variação sazonal, o que ocorre em decorrência da perda das folhas de certas espécies de plantas que fazem parte da *caatinga*, aumentando a porosidade do terreno e a reflexão de calor, conforme ilustrado na figura 3.8.

A associação de classes de rugosidade a essas áreas é realizada por diversas operações de geoprocessamento. O modelo digital de rugosidade para o Estado de Alagoas, na resolução de 90 x 90m foi utilizado no cálculo dos mapas de potencial eólico deste Atlas.

No final deste capítulo são apresentados os modelos digitais de relevo e rugosidade do Estado de Alagoas, assim como a imagem de satélite LANDSAT 7 da EMBRAPA utilizada para a elaboração do modelo de rugosidade.

3.4 REGIMES DE VENTO

Pode-se considerar que os regimes de vento resultam da sobreposição de mecanismos atmosféricos nas escalas global, sinótica e de mesoescala^[25]. Quanto aos mecanismos globais, o Estado de Alagoas situa-se na área de influência dos ventos alísios (figura 3.10), resultando em ventos de relativa constância, (ver mapa do fator de forma de Weibull, p.43) e com acentuada ocorrência das direções sudeste e leste (ver mapa de Rosa-Dos-Ventos, cap. 4, p. 37). Aos ventos

alísios, sobrepõe-se a influência sinótica do centro de alta pressão do Atlântico (Anticiclone do Atlântico). Quanto aos mecanismos de mesoescala, o Estado é influenciado por diversos fenômenos, tais como brisas marinhas, terrestres e lacustres, brisa montanha-vale e jatos noturnos. Eles são responsáveis por variações locais significativas no regime de vento, devido à diversidade de características do terreno, tais como geometria, altitude, obstáculos, cobertura vegetal, albedo e existência de grandes extensões de massas d'água^[24].

Exemplos dessas variações locais ocorrem nas regiões serranas, com acelerações orográficas e ocasionais canalizações do escoamento entre passos de montanhas, bem como uma variada e complexa interação entre o deslocamento atmosférico e as formações montanhosas. Nessas áreas, os ventos mais intensos são geralmente encontrados nos cumes e cristas das elevações, onde o efeito de compressão do escoamento atmosférico é mais acentuado.

Os gráficos apresentados na página a seguir ilustram os regimes diurnos e mensais, calculados a partir dos resultados das medições feitas entre agosto/2007 e julho/2008, nas estações da Eletrobrás. Esses resultados não necessariamente correspondem aos resultados apresentados nos Mapas Sazonais (Cap. 4), que foram elaborados com base no modelamento MesoMap, o qual reflete as variações médias sazonais de longo prazo, que podem variar significativamente de ano para ano.



A figura 3.11 mostra que nas elevações do interior do Estado (Palmeira dos Índios, Girau do Ponciano e Água Branca) os ventos máximos ocorreram, durante o período de medição, no período noturno, principalmente no início das noites. Essa tendência, ainda que presente, foi menos acentuada no litoral (Coruripe, Maragogi e Roteiro), onde foi verificado um regime mais estável ao longo do dia, com maiores variações ao longo do ano. Ao longo do litoral, a porção norte apresentou os ventos máximos soprando durante a primavera, sendo essa tendência deslocada para o início do verão na porção sul.

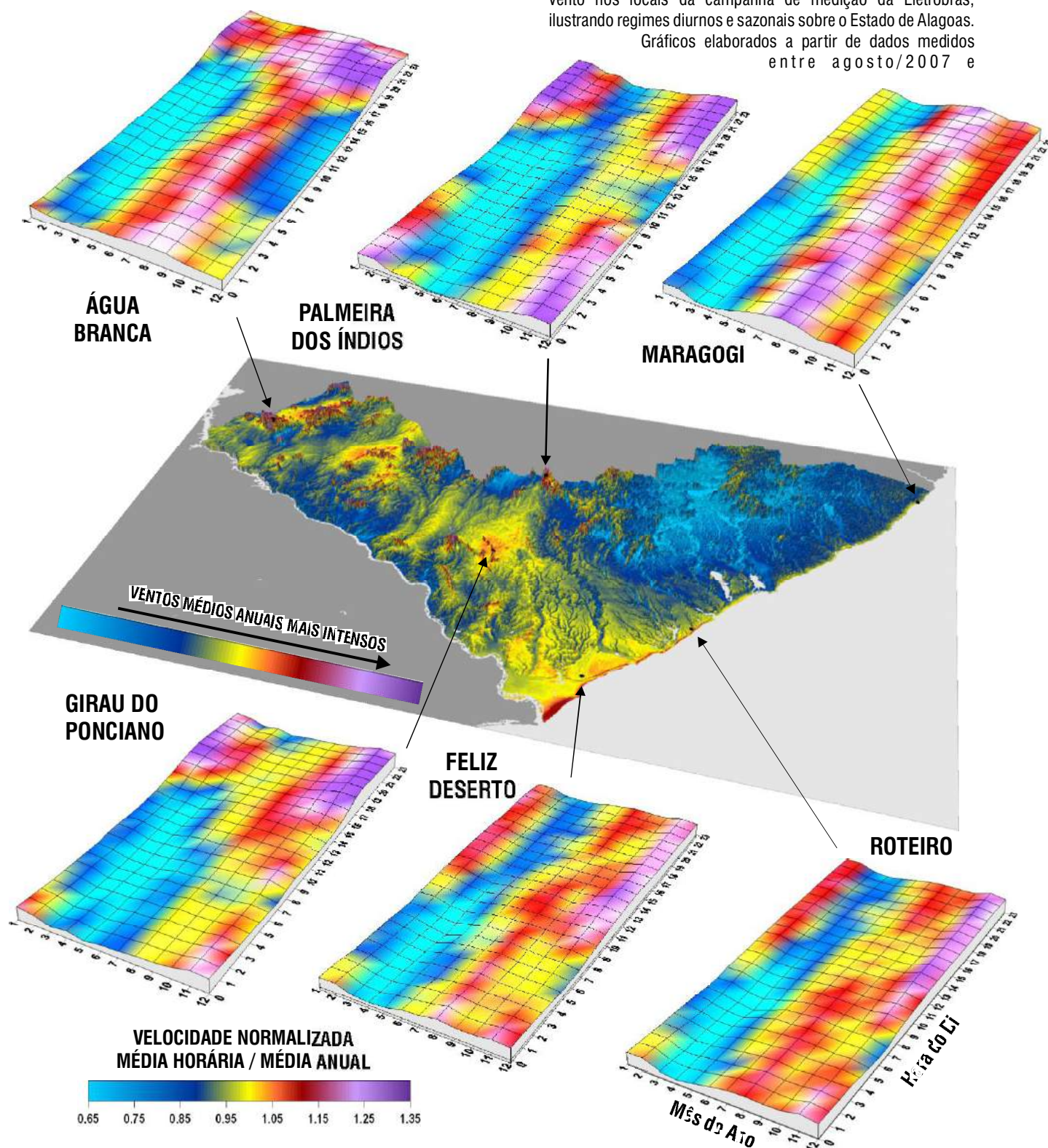
Figura 3.10: Mecanismos dominantes no regime de ventos brasileiro e no Estado de Alagoas.

Com exceção da estação de Maragogi, todas as estações evidenciaram uma predominância de ventos máximos no segundo semestre, com a região central do Estado tendendo a um deslocamento para o início do ano. Salienta-se que esse regime é favorável à complementaridade entre a produção eólica-elétrica e a produção hidrelétrica, pois a vazão mensal dos rios (ver gráfico 1.4, p. 13), tende a ser menor no segundo semestre, coincidindo com o período em que a

velocidade do vento é maior. Essa complementaridade também se verifica, com um menor grau de correlação, entre os regimes diurnos de ventos e as curvas de demanda dos centros consumidores, que normalmente apresentam os horários de pico no início da noite, coincidindo, como em Palmeira dos Índios e Girau do Ponciano, com os horários de ventos mais intensos.

Figura 3.11 - Médias horárias normalizadas da velocidade do vento nos locais da campanha de medição da Eletrobrás, ilustrando regimes diurnos e sazonais sobre o Estado de Alagoas.

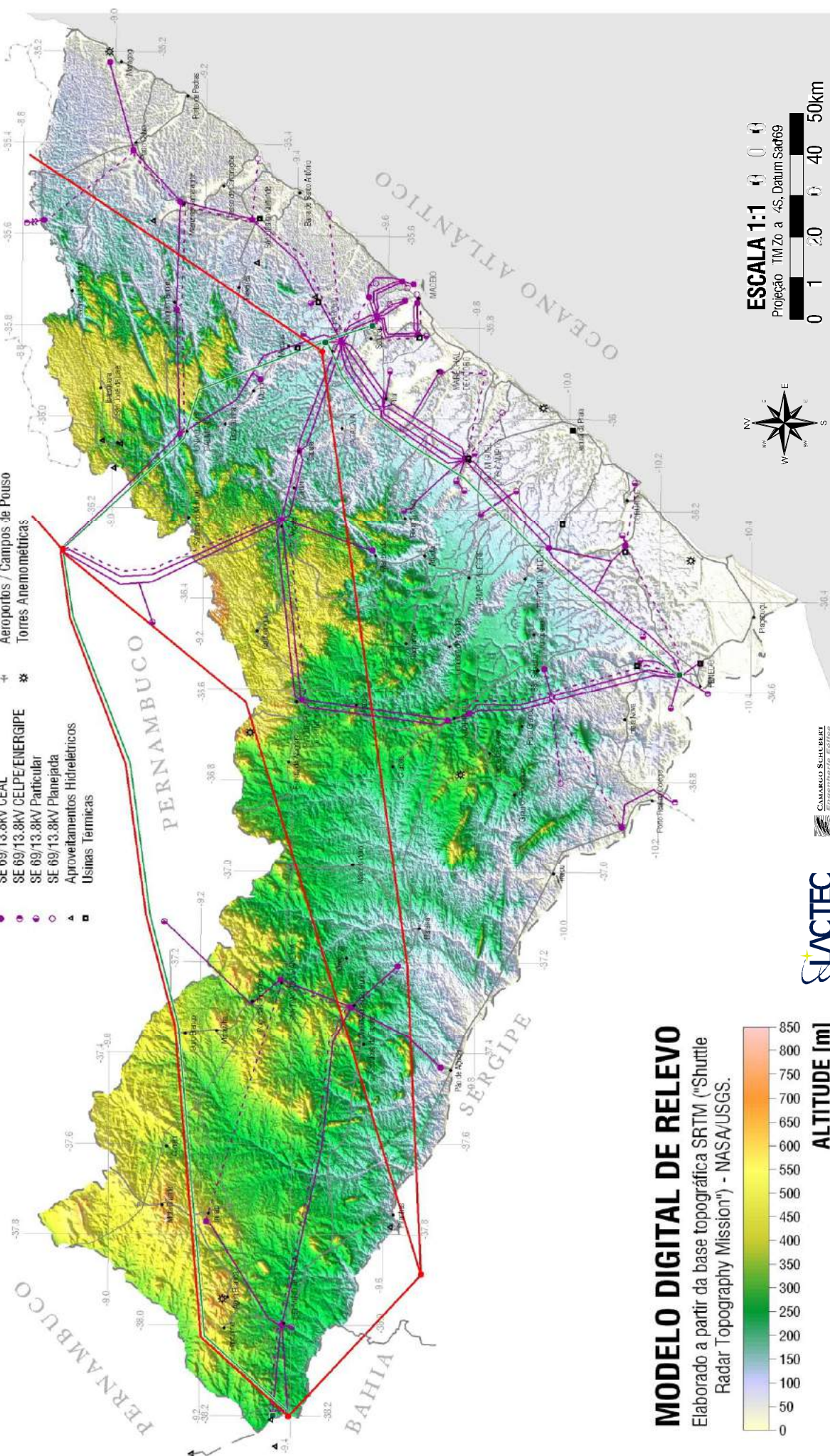
Gráficos elaborados a partir de dados medidos entre agosto/2007 e



ESTADO DE ALAGOAS ATLAS EÓLICO

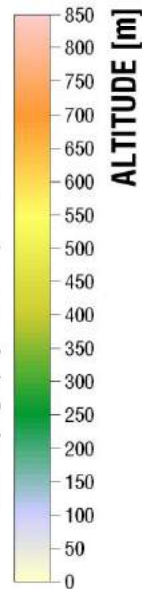


- | | |
|--|---|
| LT 500kV
LT 230 Kv
LT 69 Kv
LT Planejada
SE 500/69kV CHESF
SE 230/69kV CHESF
SE 69/13.8kV CEAL
SE 69/13.8kV CELPE/ENERGIPE
SE 69/13.8kV Particular
SE 69/13.8kV Planejada
Aproveitamentos Hidrelétricos
Usinas Térmicas | Rodovias Existentes
Rodovias Planejadas
Ferrovias
Lagoas
Sedes Municipais
Portos
Aeroportos / Campos de Pouso
Torres Anemométricas |
|--|---|



MODELO DIGITAL DE RELEVO

Elaborado a partir da base topográfica SRTM ("Shuttle Radar Topography Mission") - NASA/USGS.



ESCALA 1:1
Projeção TMZ o a 4S, Datum Sad69

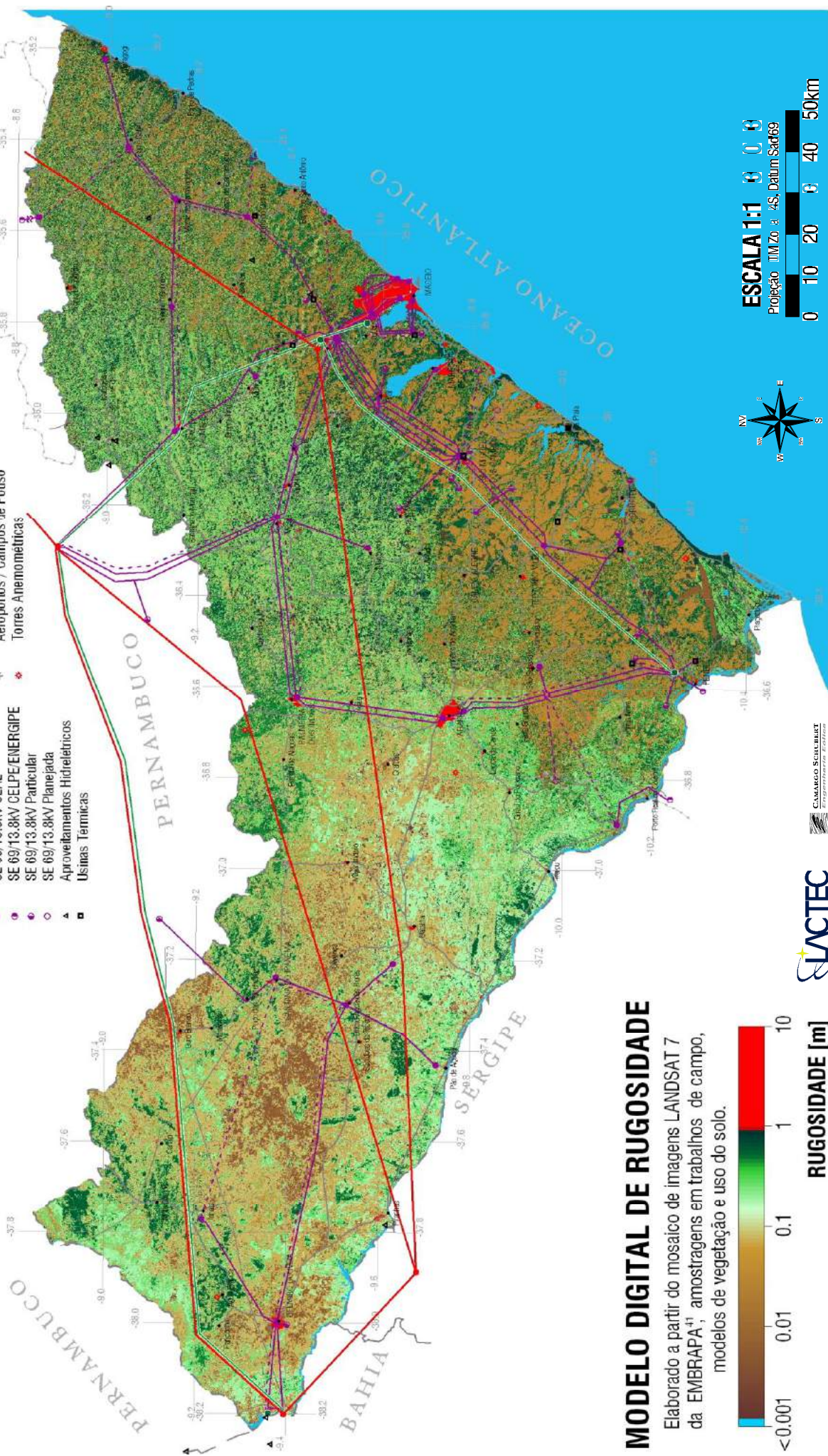


CAMARGO SCHUBERT
Engenharia Civil

ESTADO DE ALAGOAS ATLAS EÓLICO

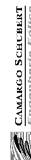
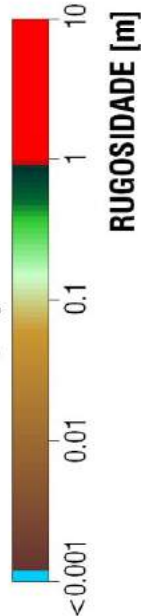


- | | |
|--|---|
| <p>— Rodovias Existentes</p> <p>--- Rodovias Planejadas</p> <p>— Ferrovias</p> <p>— Lagoas</p> <p>• Sedes Municipais</p> <p>✈ Portos</p> <p>✈ Aeroportos / Campos de Pouso</p> <p>✈ Torres Anemométricas</p> | <p>— LT 500kV</p> <p>— LT 230 Kv</p> <p>— LT 69 Kv</p> <p>— LT Planejada</p> <p>• SE 500/69kV CHESF</p> <p>• SE 230/69kV CHESF</p> <p>• SE 69/13.8kV CEAL</p> <p>• SE 69/13.8kV CELPE/ENERGIPE</p> <p>• SE 69/13.8kV Particular</p> <p>• SE 69/13.8kV Planejada</p> <p>▲ Aproveitamentos Hidrelétricos</p> <p>■ Usinas Térmicas</p> |
|--|---|



MODELO DIGITAL DE RUGOSIDADE

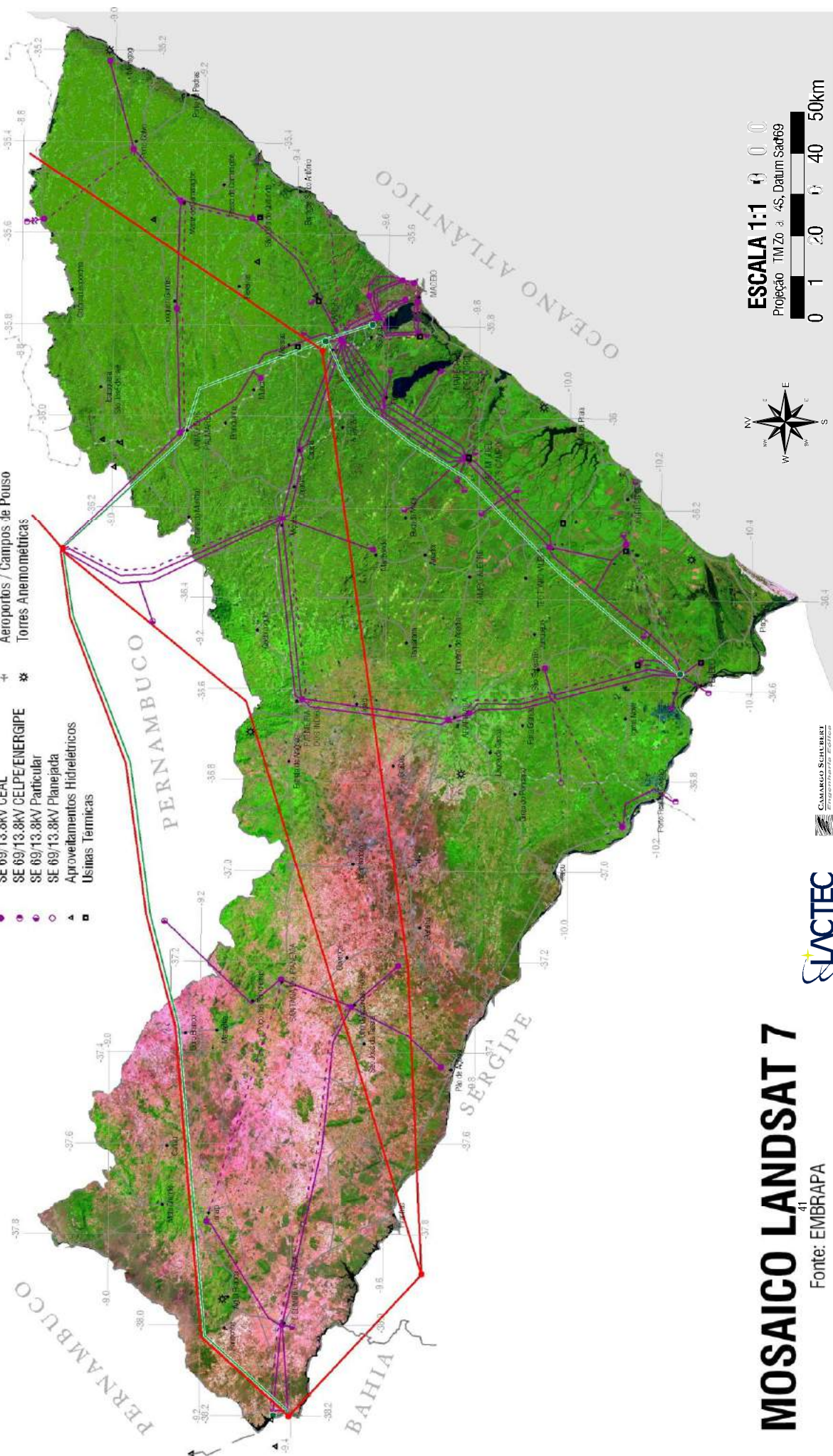
Elaborado a partir do mosaico de imagens LANDSAT 7 da EMBRAPA⁴¹, amostragens em trabalhos de campo, modelos de vegetação e uso do solo.



ESTADO DE ALAGOAS ATLAS EÓLICO

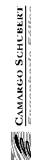


- | | |
|--|---|
| LT 500kV
LT 230 Kv
LT 69 Kv
LT Planejada
SE 500/69kV CHESF
SE 230/69kV CHESF
SE 69/13.8kV CEAL
SE 69/13.8kV CELPE/ENERGIPE
SE 69/13.8kV Particular
SE 69/13.8kV Planejada
Aproveitamentos Hidrelétricos
Usinas Térmicas | Rodovias Existentes
Rodovias Planejadas
Ferrovias
Lagoas
Sedes Municipais
Portos
Aeroportos / Campos de Pouso
Torres Anemométricas |
|--|---|



MOSAICO LANDSAT 7

Fonte: EMBRAPA



ESCALA 1:1
Projeção TMZ 84S, Datum Sad69



4. MAPAS EÓLICOS DE ALAGOAS

4.1 ROSA-DOS-VENTOS ANUAL, FREQUÊNCIAS X DIREÇÃO

4.2 ROSA-DOS-VENTOS ANUAL, VELOCIDADES X DIREÇÃO

4.3 DENSIDADE DO AR, MÉDIA ANUAL

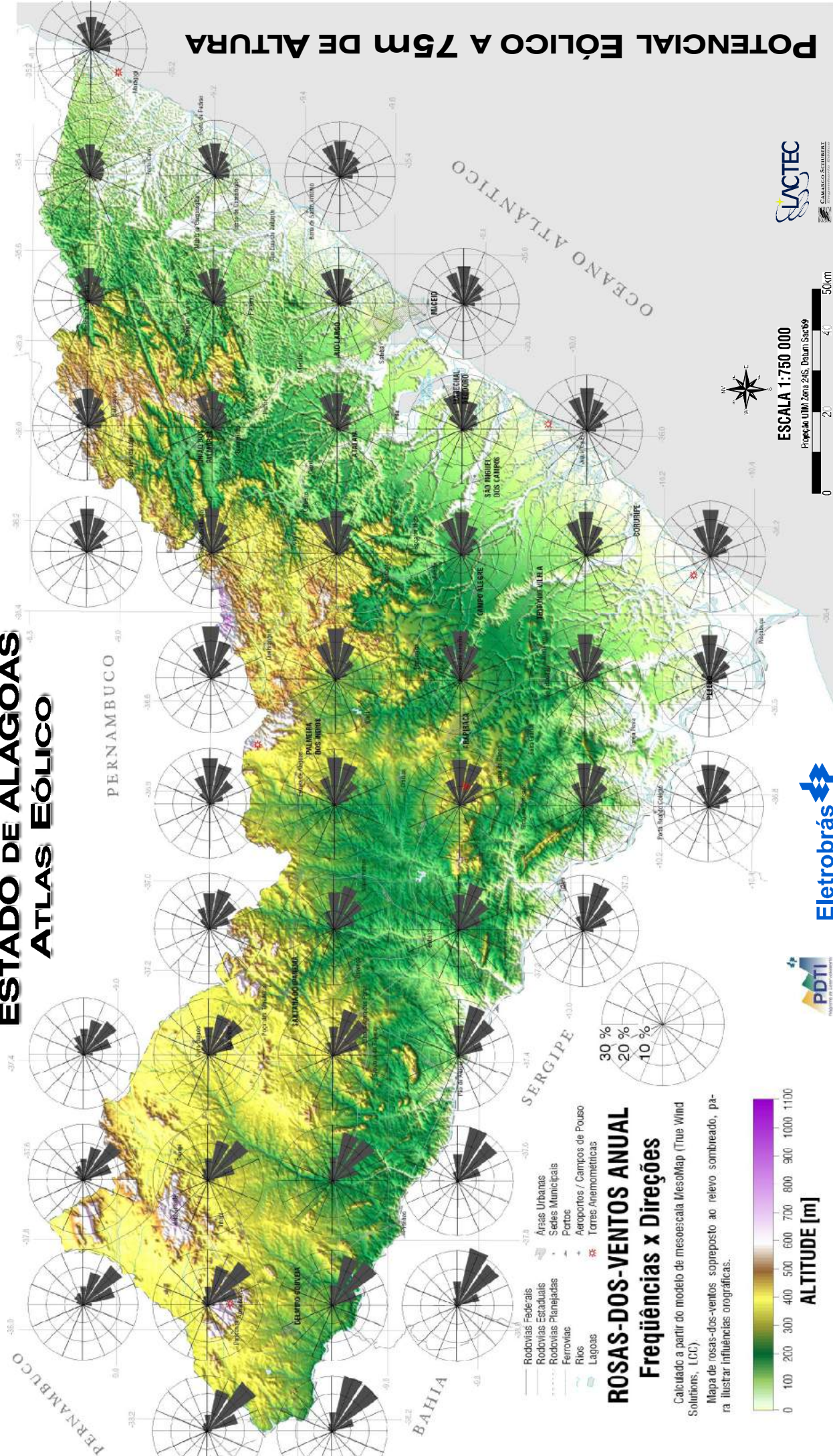
4.4 FATOR DE FORMA DE WEIBULL ANUAL

4.5 POTENCIAL EÓLICO A 50 metros DE ALTURA

4.6 POTENCIAL EÓLICO A 75 metros DE ALTURA

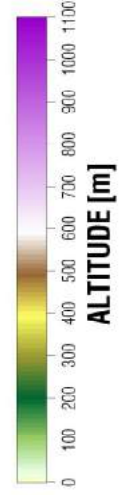
4.7 POTENCIAL EÓLICO A 100 metros DE ALTURA

ESTADO DE ALAGOAS ATLAS EÓLICO



ROSAS-DOS-VENTOS ANUAL Frequências x Direções

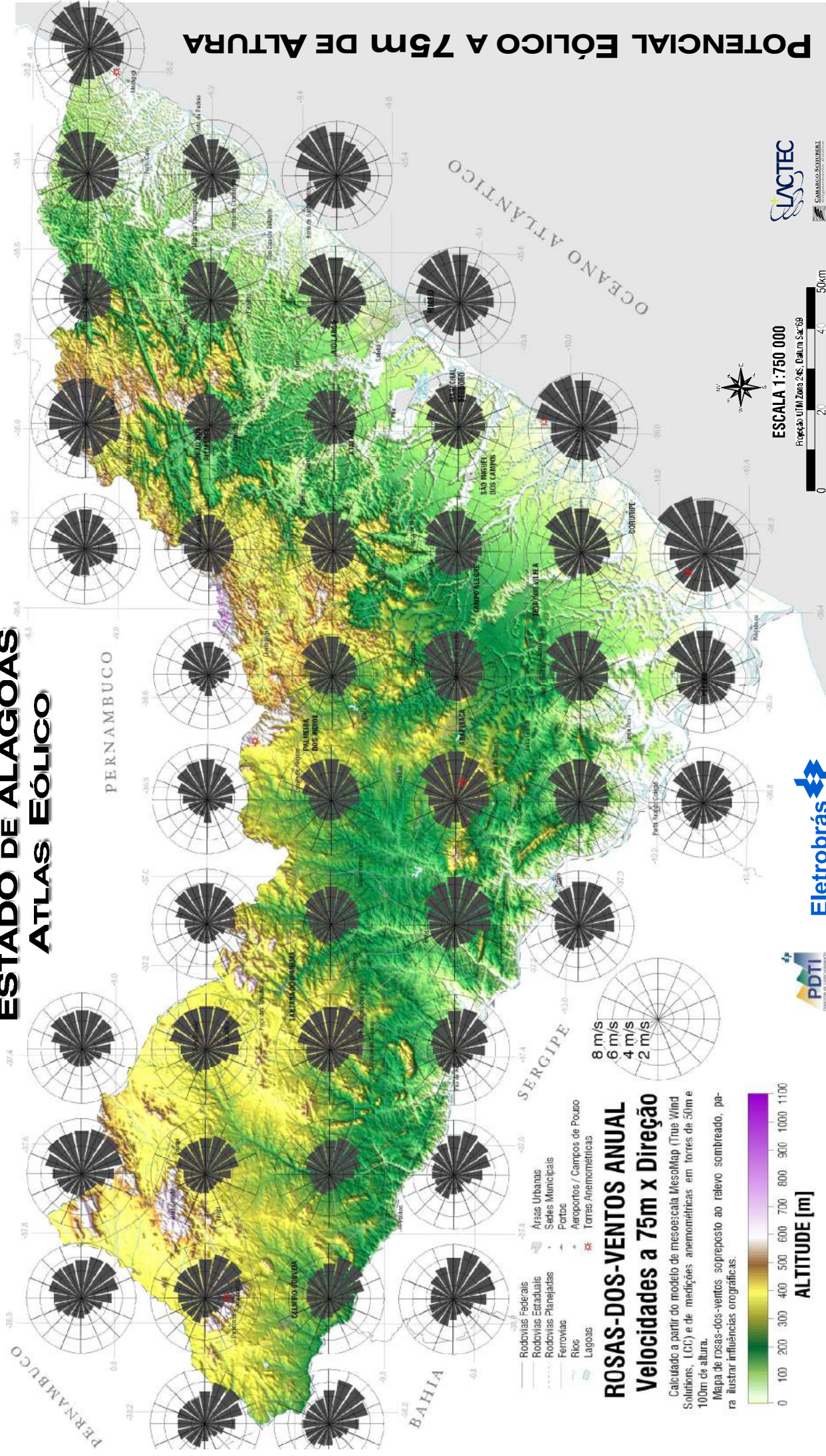
Calculado a partir do modelo de mesoescala MesosMap (True Wind Solutions, LLC)
Mapa de rosas-dos-ventos sobreposto ao relevo sombreado, para ilustrar influências orográficas.



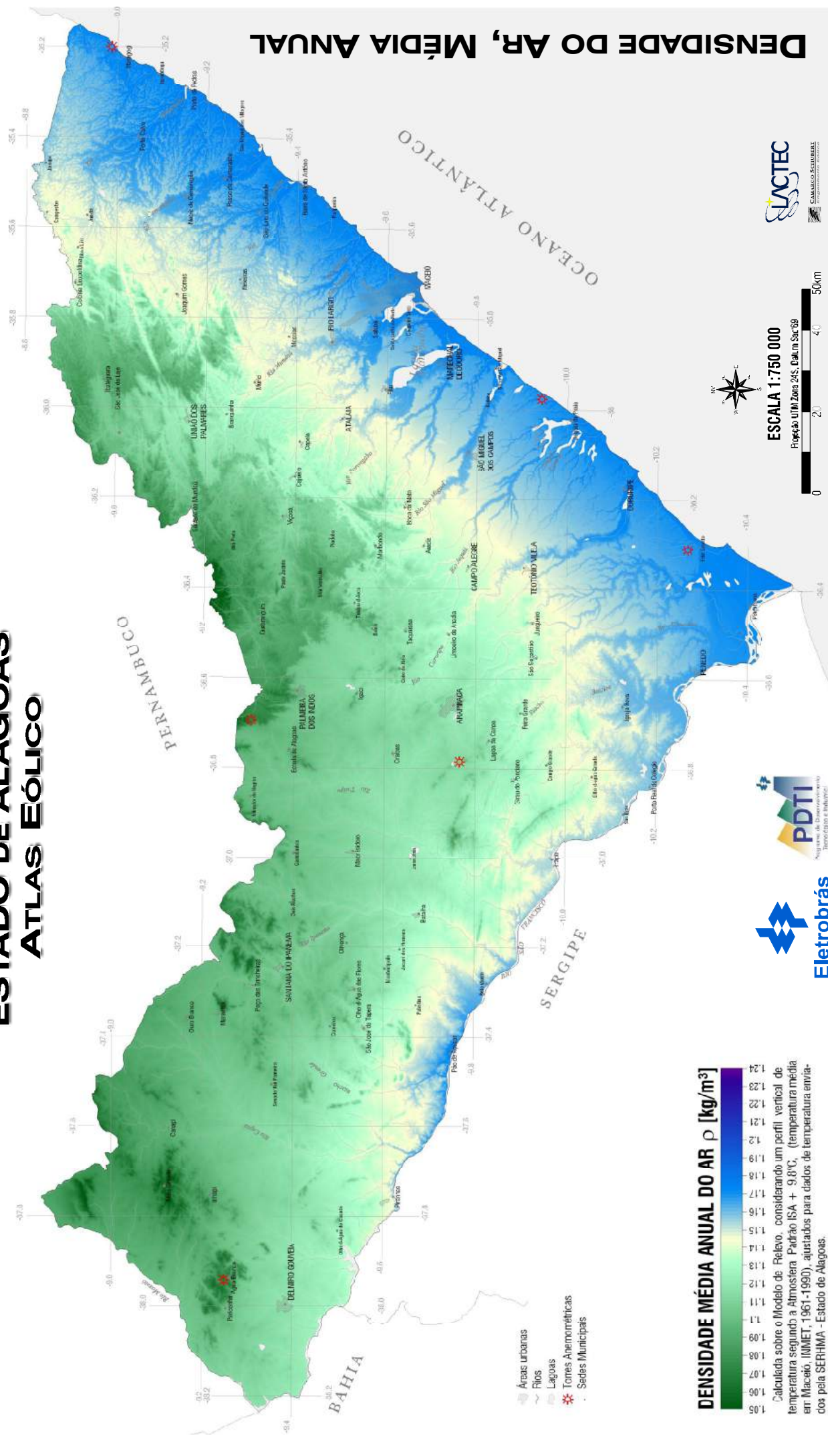
ESCALA 1:750 000
Projeção UTM Zona 24S, Datum SBR89
0 20 40 50cm



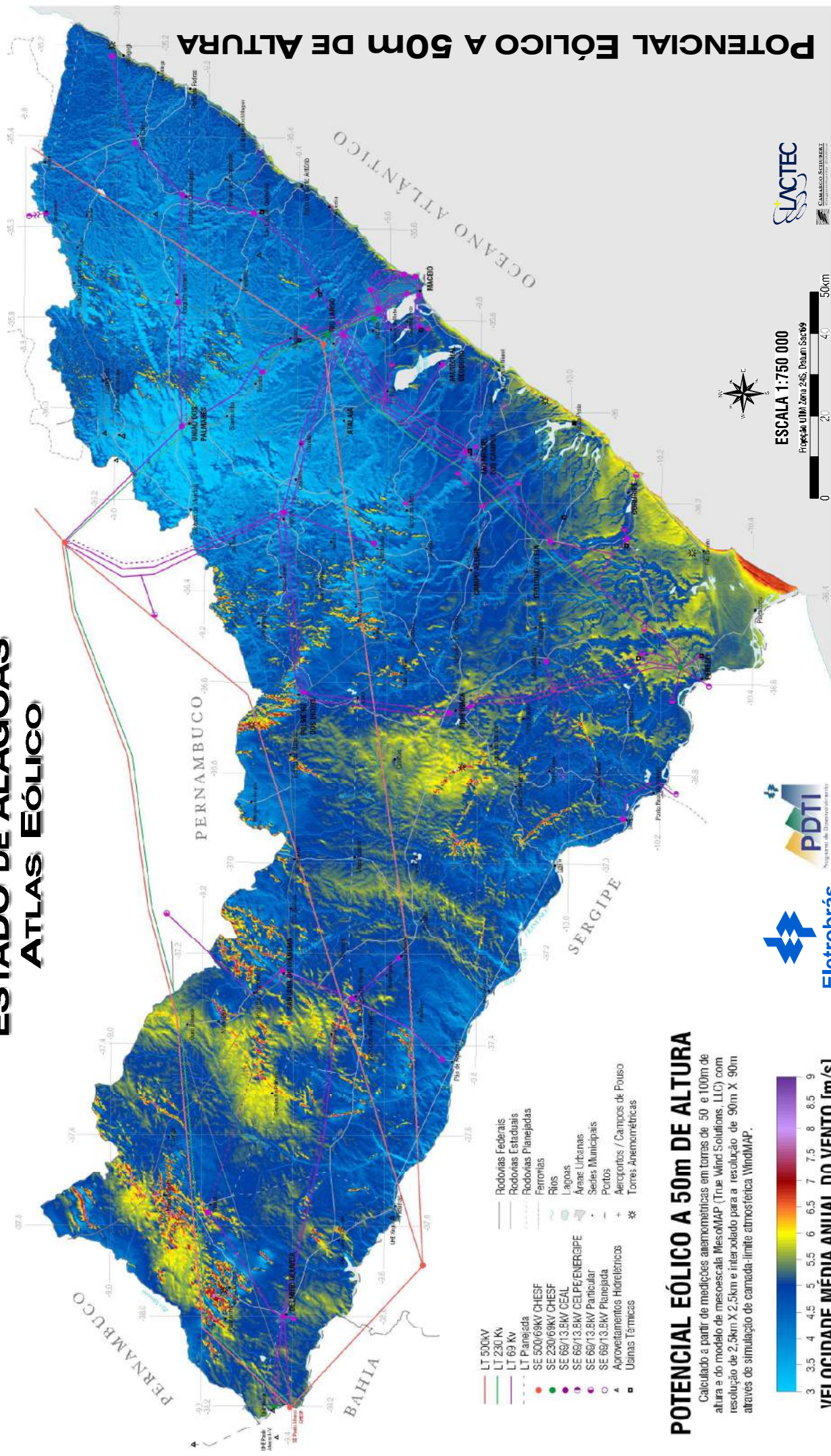
ESTADO DE ALAGOAS ATLAS EÓLICO



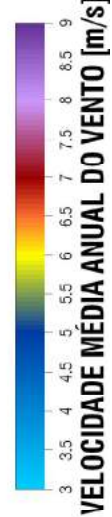
ESTADO DE ALAGOAS ATLAS EÓLICO



ESTADO DE ALAGOAS ATLAS EÓLICO



POTENCIAL EÓLICO A 50m DE ALTURA
 Calculado a partir de medições anemométricas em torres de 50 e 100m de altura e do modelo de mesoescala MesosMAP (True Wind Solutions, LLC) com resolução de 2,5km X 2,5km e interpolado para a resolução de 90m X 90m através de simulação de camada-limite atmosférica WindMAP.



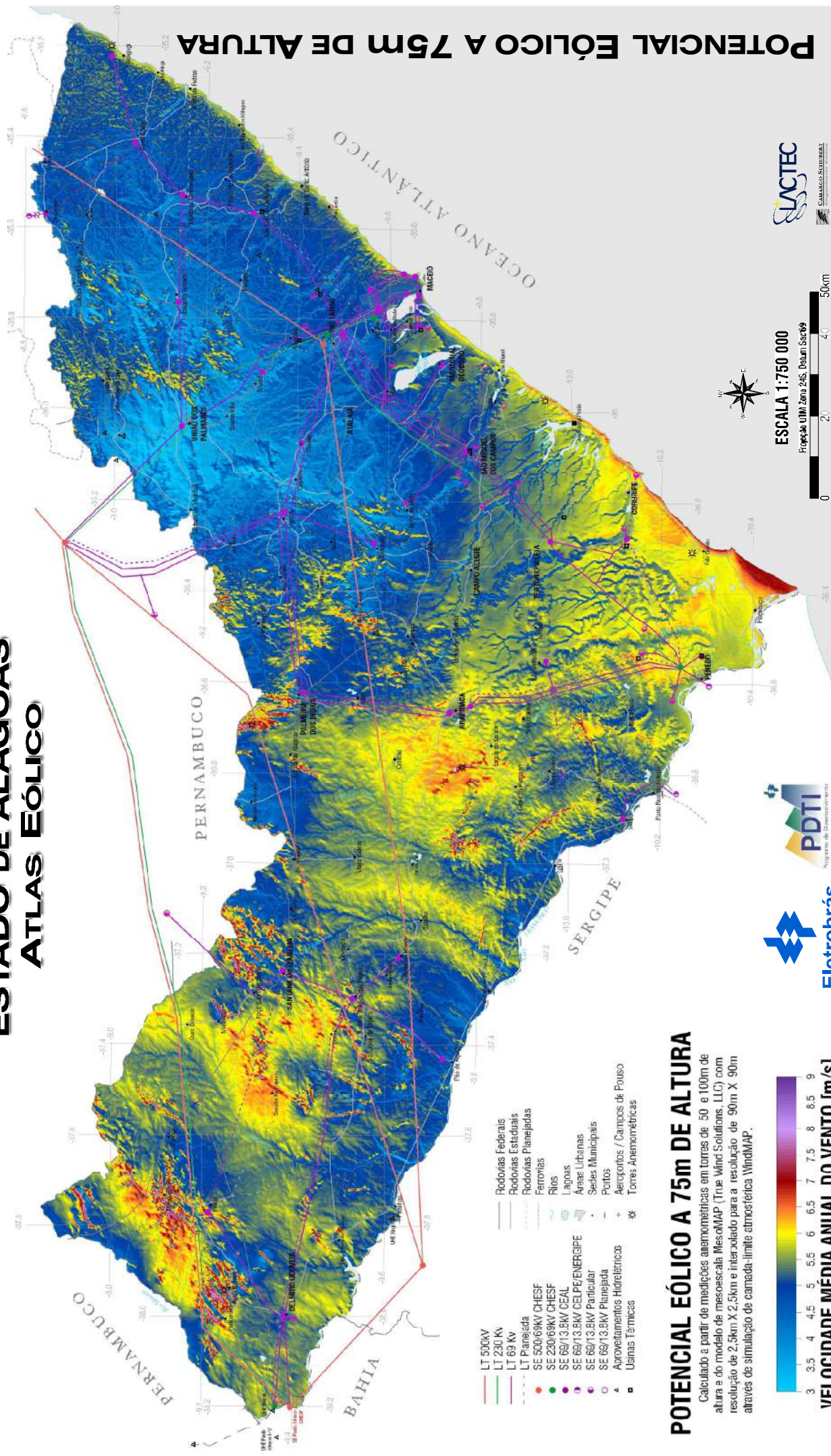
- LT 500KV
- LT 230 KV
- LT 69 KV
- - - LT Plançada
- SE 500/69KV CHESF
- SE 230/69KV CHESF
- SE 69/13.8KV CEAL
- SE 69/13.8KV CELPE/ENERGIPE
- SE 80/13.8KV Particular
- SE 69/13.8KV Plançada
- ▲ Aproveitamentos Hidrelétricos
- Usinas Térmicas
- Rodovias Federais
- Rodovias Estaduais
- Rodovias Planjeleadas
- Ferrovias
- Rios
- Lagos
- Áreas Urbanas
- Séries Municipais
- Portos
- + Aeródromos / Campos de Pouso
- * Torres Anemométricas



ESCALA 1:750 000
 Projeção UTM Zona 24S, Datum SGR89

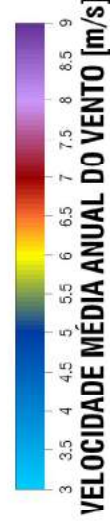


ESTADO DE ALAGOAS ATLAS EÓLICO



POTENCIAL EÓLICO A 75m DE ALTURA

Calculado a partir de medições anemométricas em torres de 50 e 100m de altura e do modelo de mesoescala MesosMAP (True Wind Solutions, LLC) com resolução de 2,5km X 2,5km e interpolado para a resolução de 90m X 90m através de simulação de camada-limite atmosférica WindMAP.



MAPAS EÓLICOS SAZONAIS

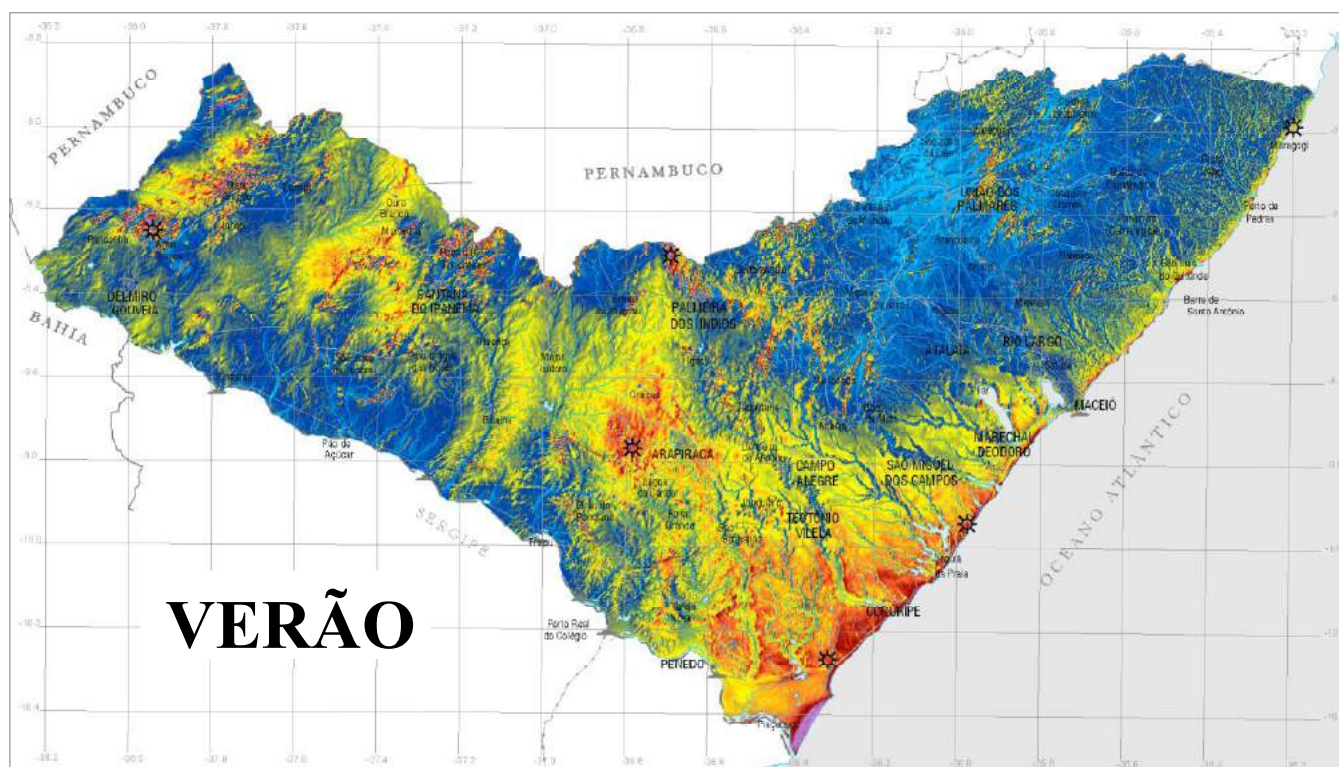
4.8 POTENCIAL EÓLICO SAZONAL A 50 metros

4.9 POTENCIAL EÓLICO SAZONAL A 75 metros

4.10 POTENCIAL EÓLICO SAZONAL A 100 metros

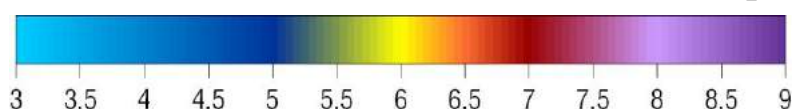
ESTADO DE ALAGOAS

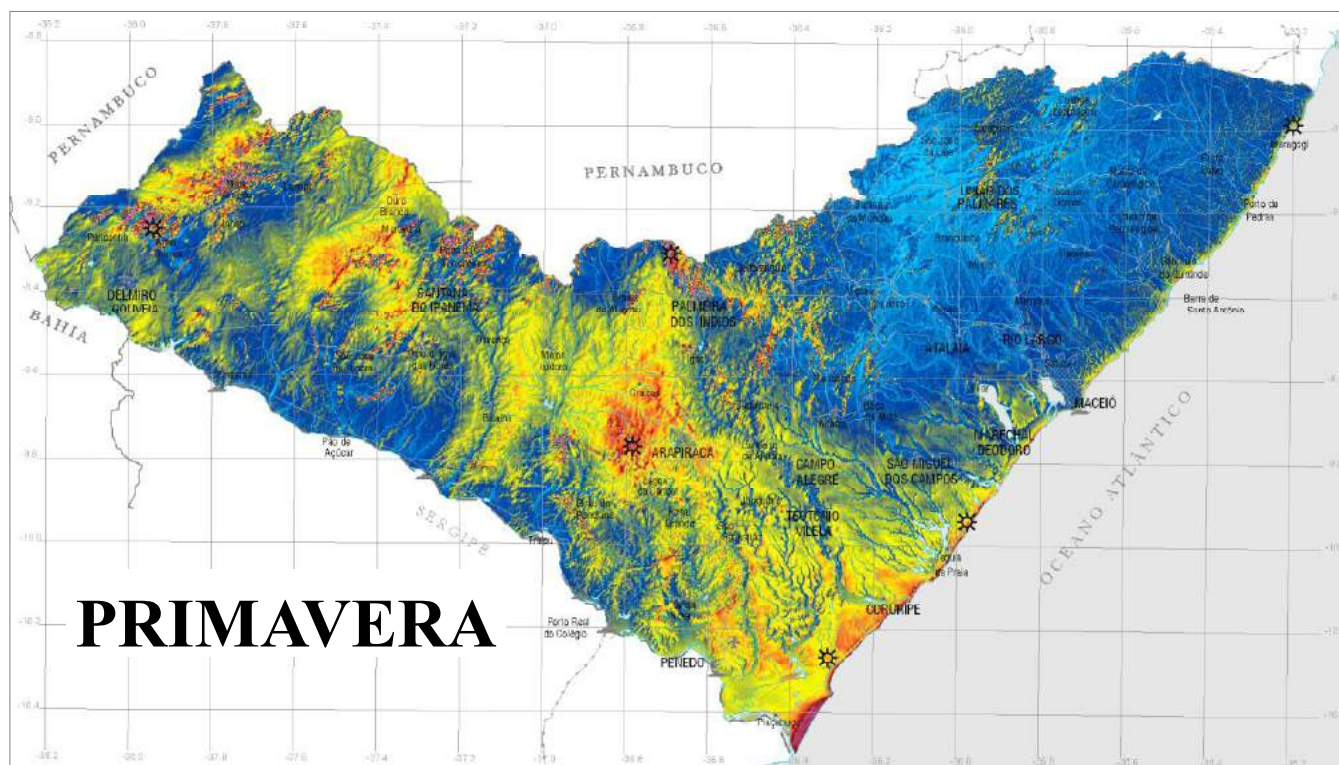
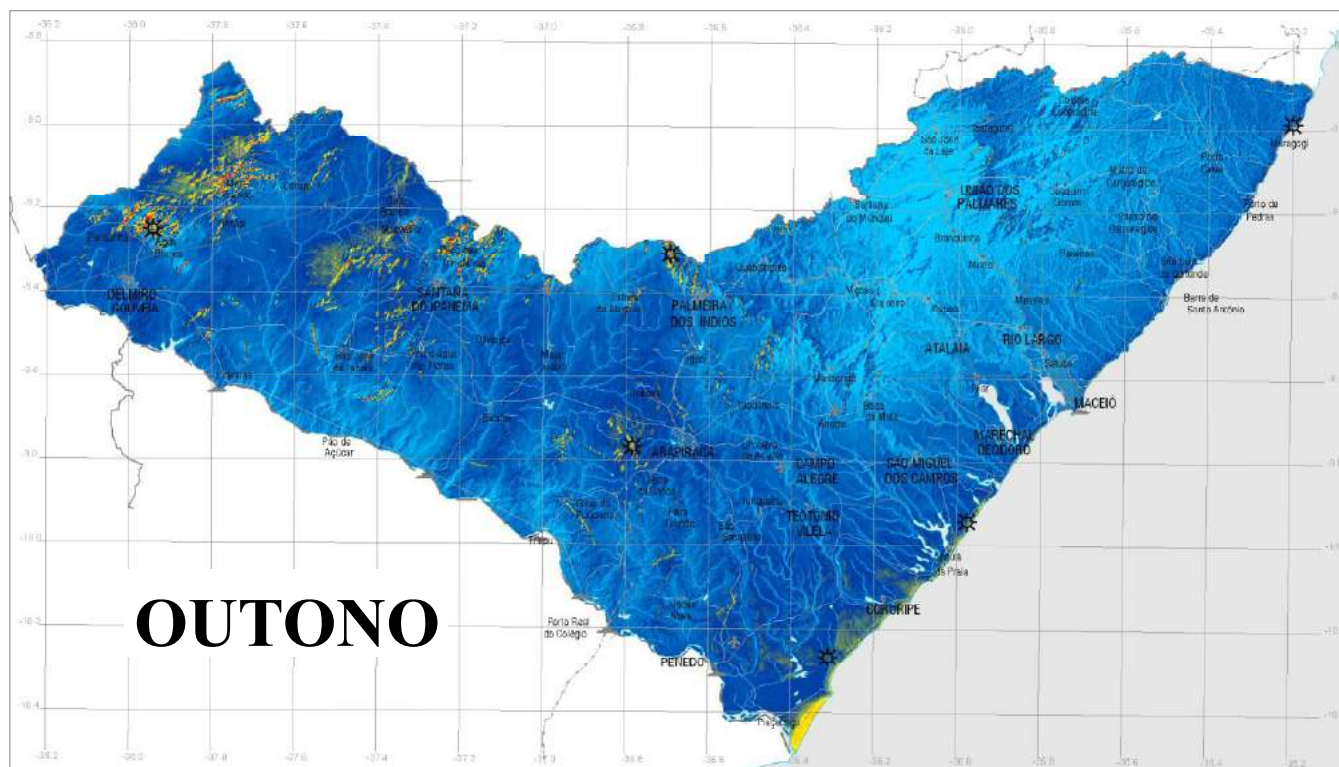
ATLAS EÓLICO



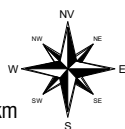
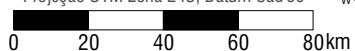
POTENCIAL EÓLICO SAZONAL

VELOCIDADE MÉDIA A 50m DE ALTURA [m/s]




ESCALA 1:2 000 000

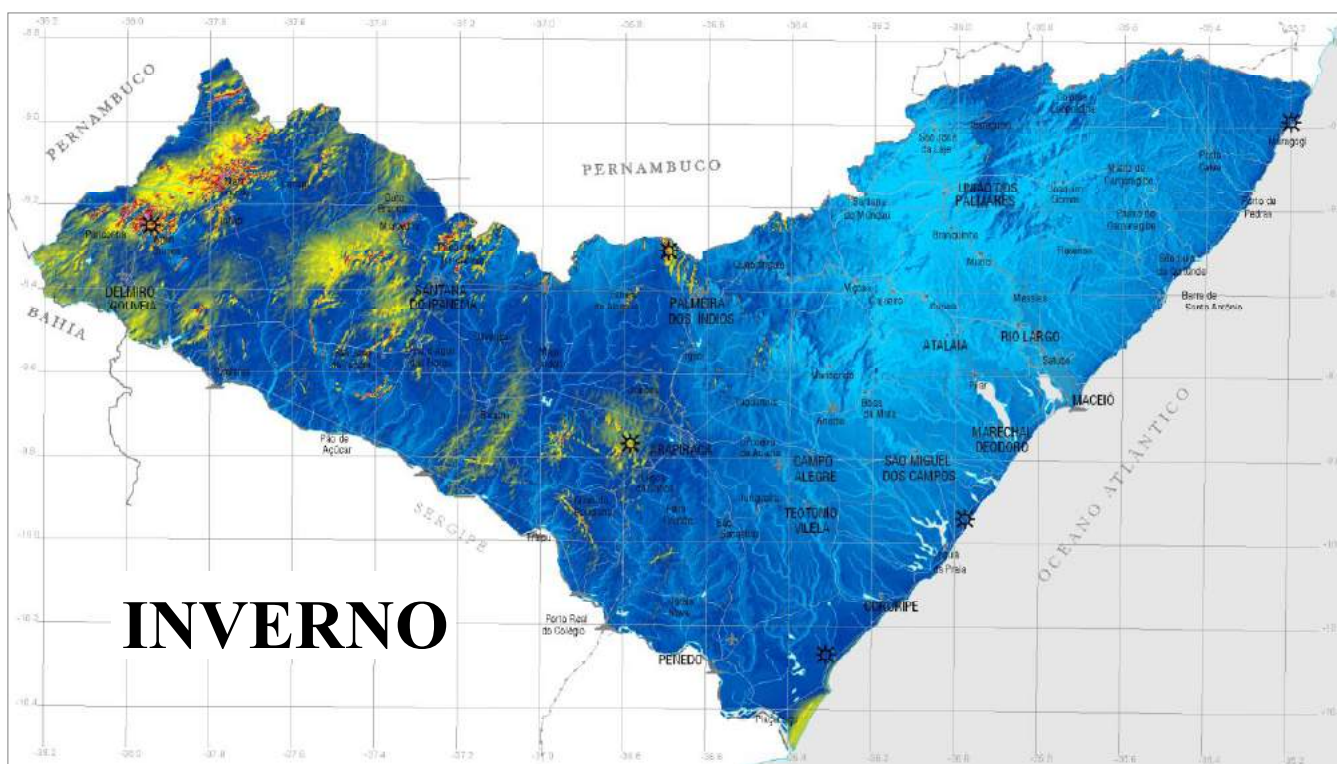
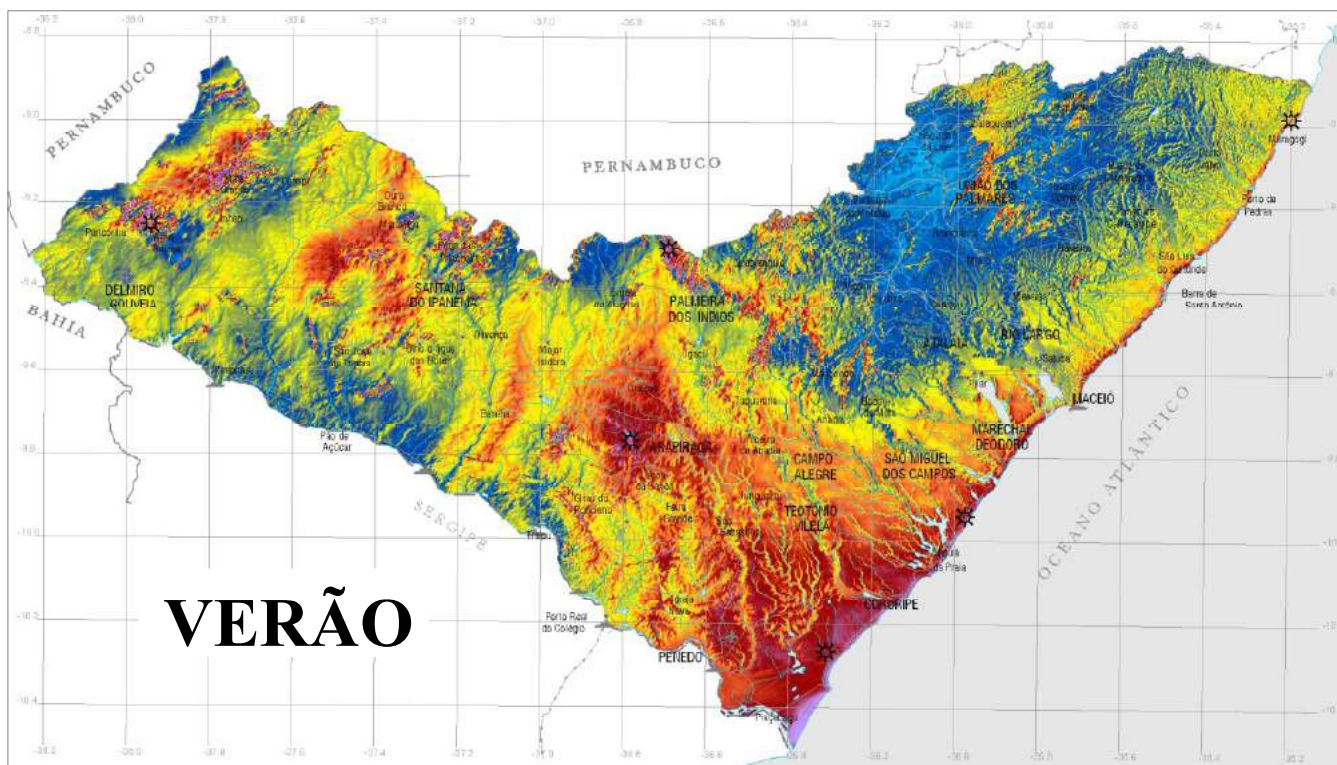
Projeção UTM Zona 24S, Datum Sad'69



- Rodovias Federais
- Rodovias Estaduais
- - - Rodovias Planejadas
- Ferrovias
- Rios
- Lagoas
- Áreas Urbanas
- Sedes Municipais
- Portos
- + Aeroportos / Campos de Pouso
- ★ Torres Anemométricas

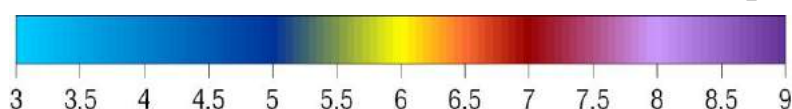
ESTADO DE ALAGOAS

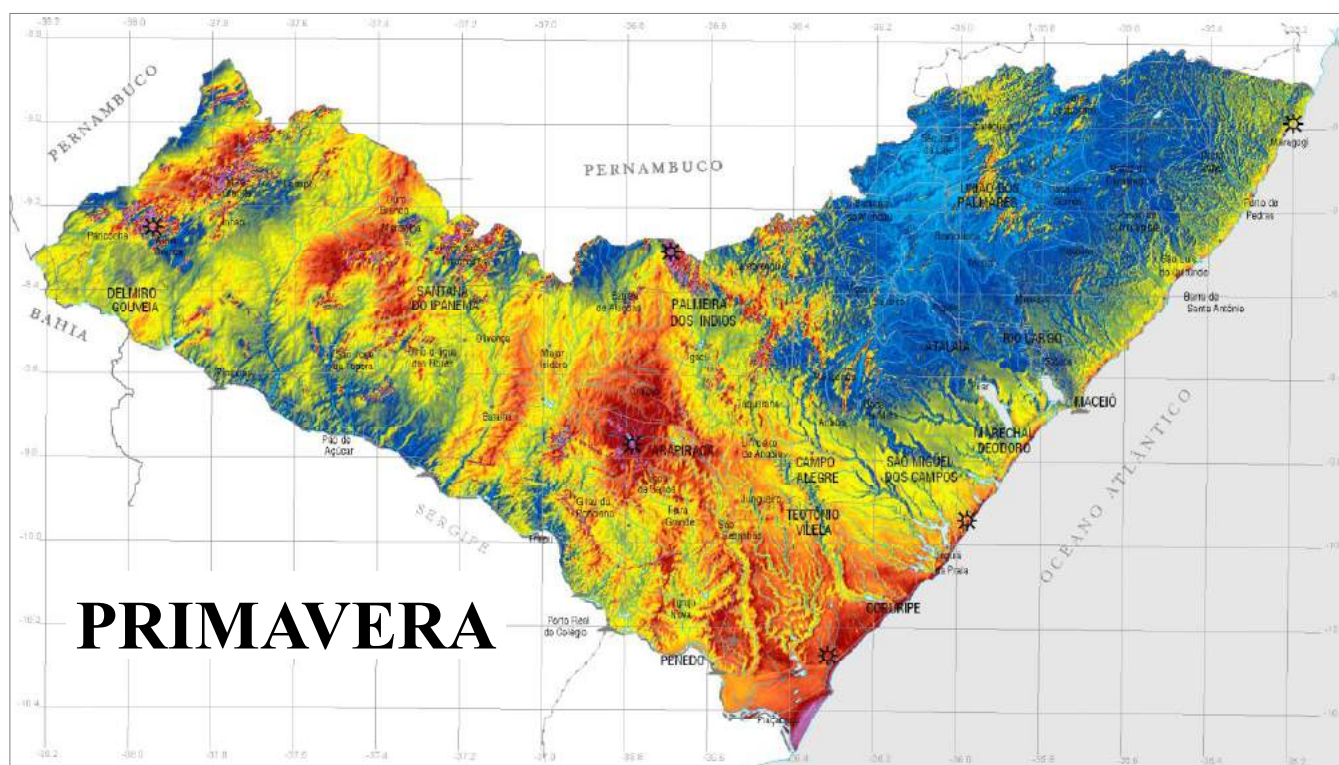
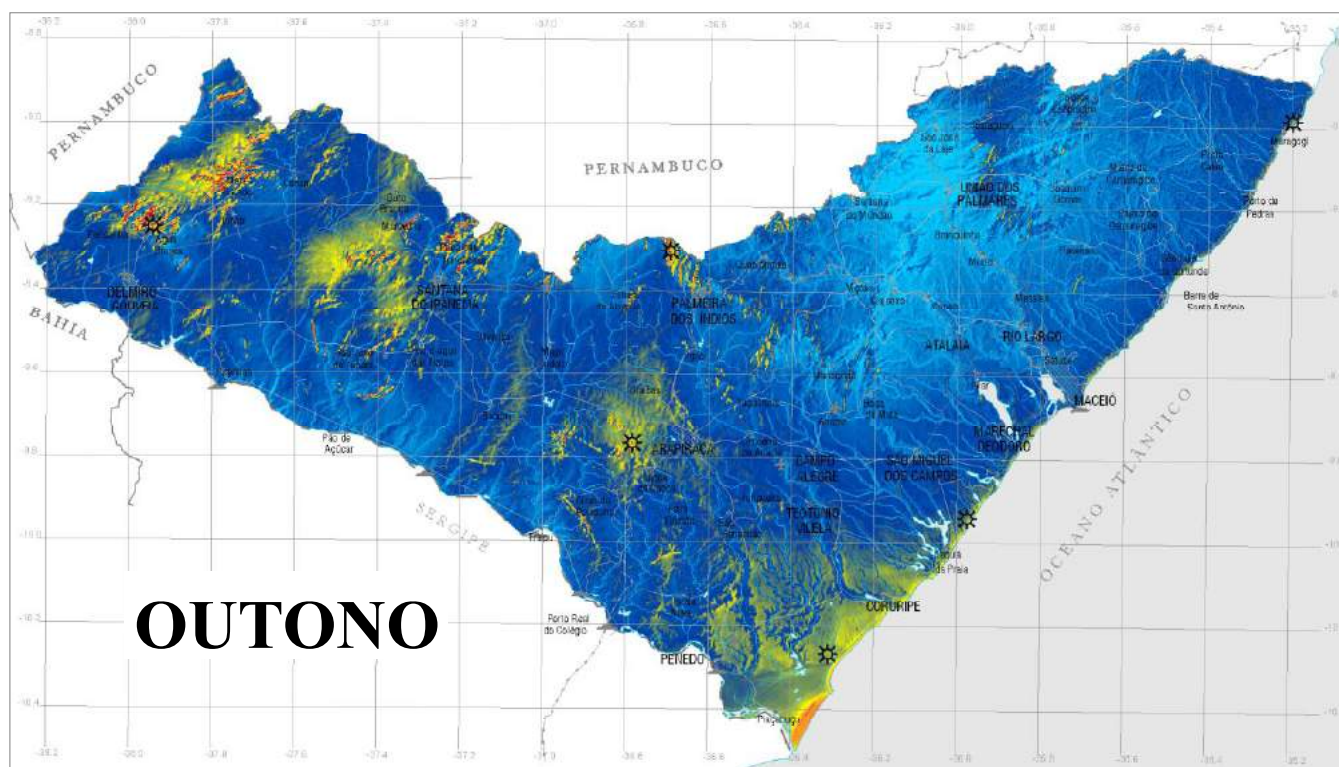
ATLAS EÓLICO



POTENCIAL EÓLICO SAZONAL

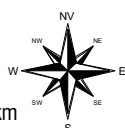
VELOCIDADE MÉDIA A 75m DE ALTURA [m/s]




ESCALA 1:2 000 000

Projeção UTM Zona 24S, Datum Sad'69

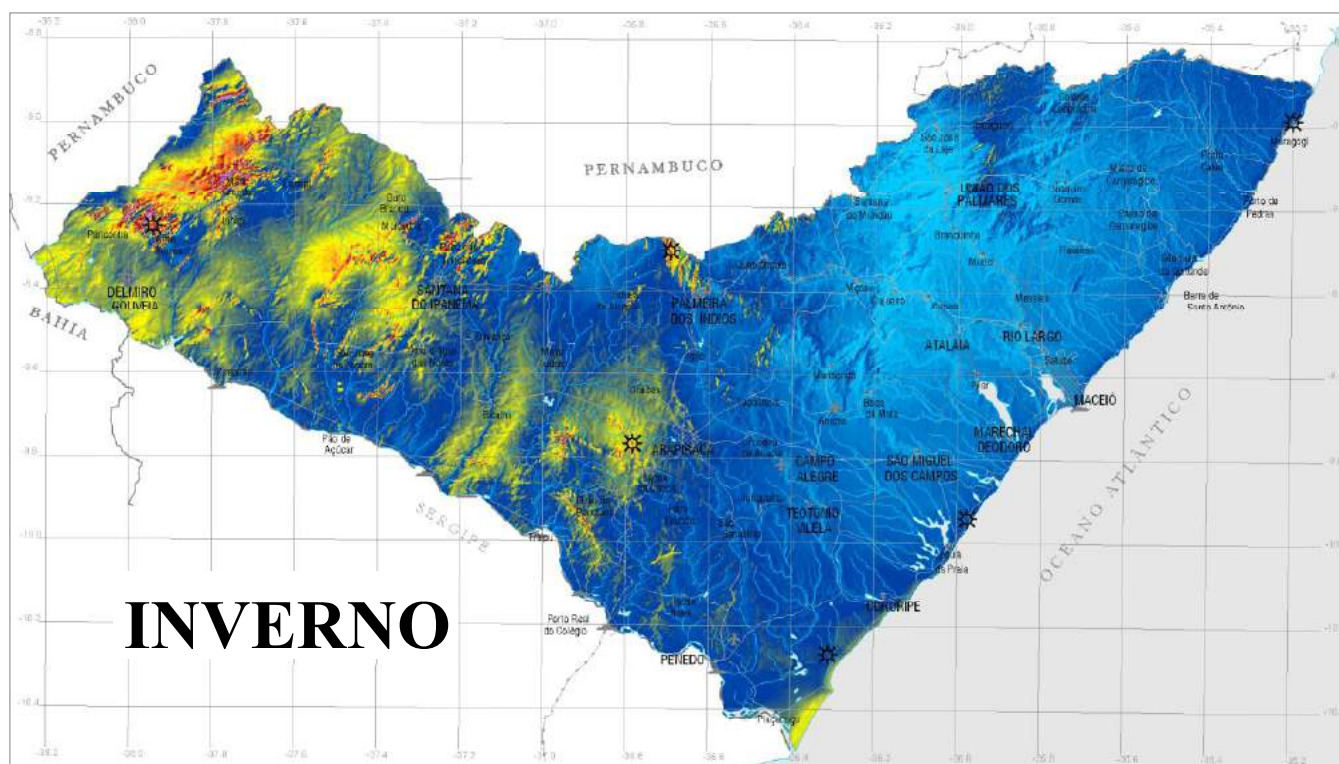
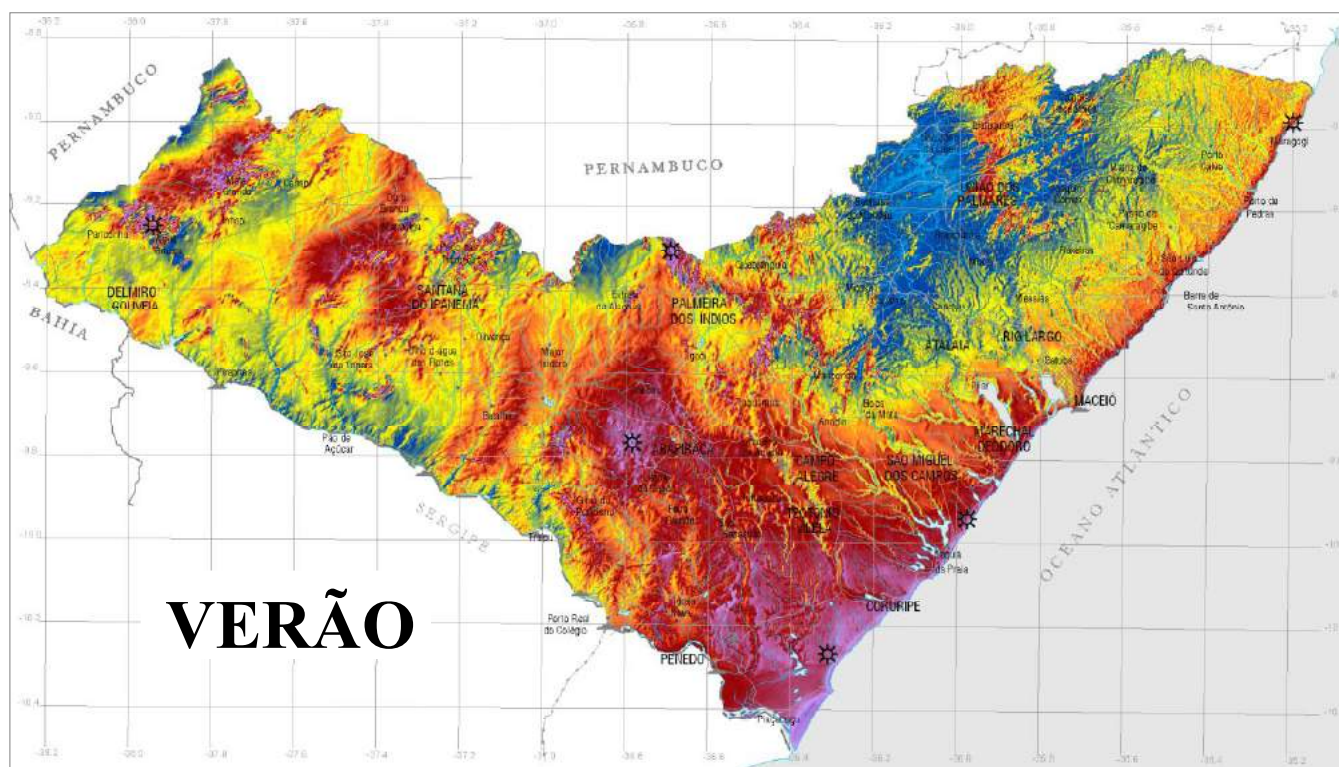
0 20 40 60 80km



- Rodovias Federais
- Rodovias Estaduais
- - - Rodovias Planejadas
- Ferrovias
- Rios
- Lagoas
- Áreas Urbanas
- Sedes Municipais
- Portos
- + Aeroportos / Campos de Pouso
- * Torres Anemométricas

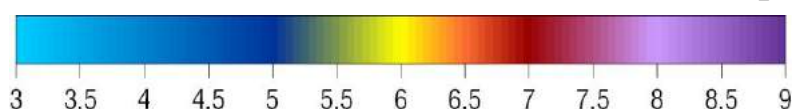
ESTADO DE ALAGOAS

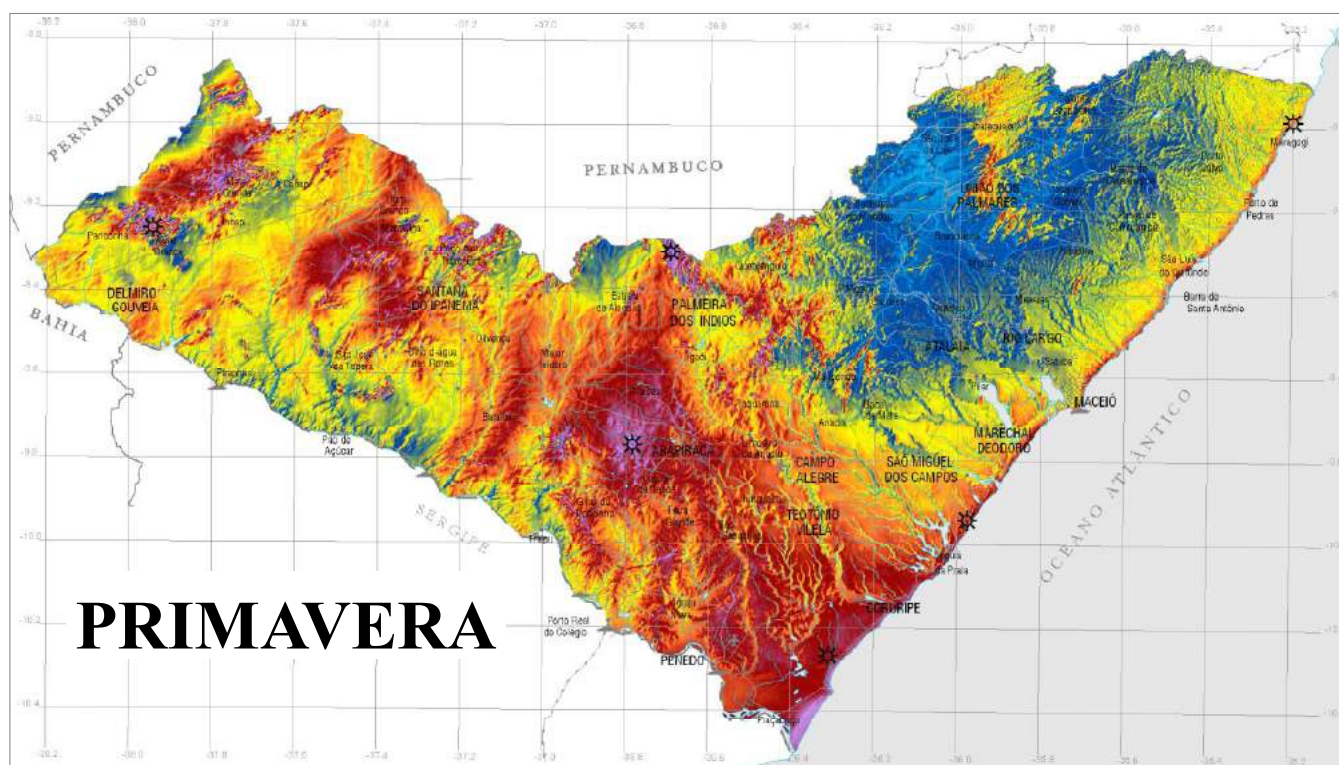
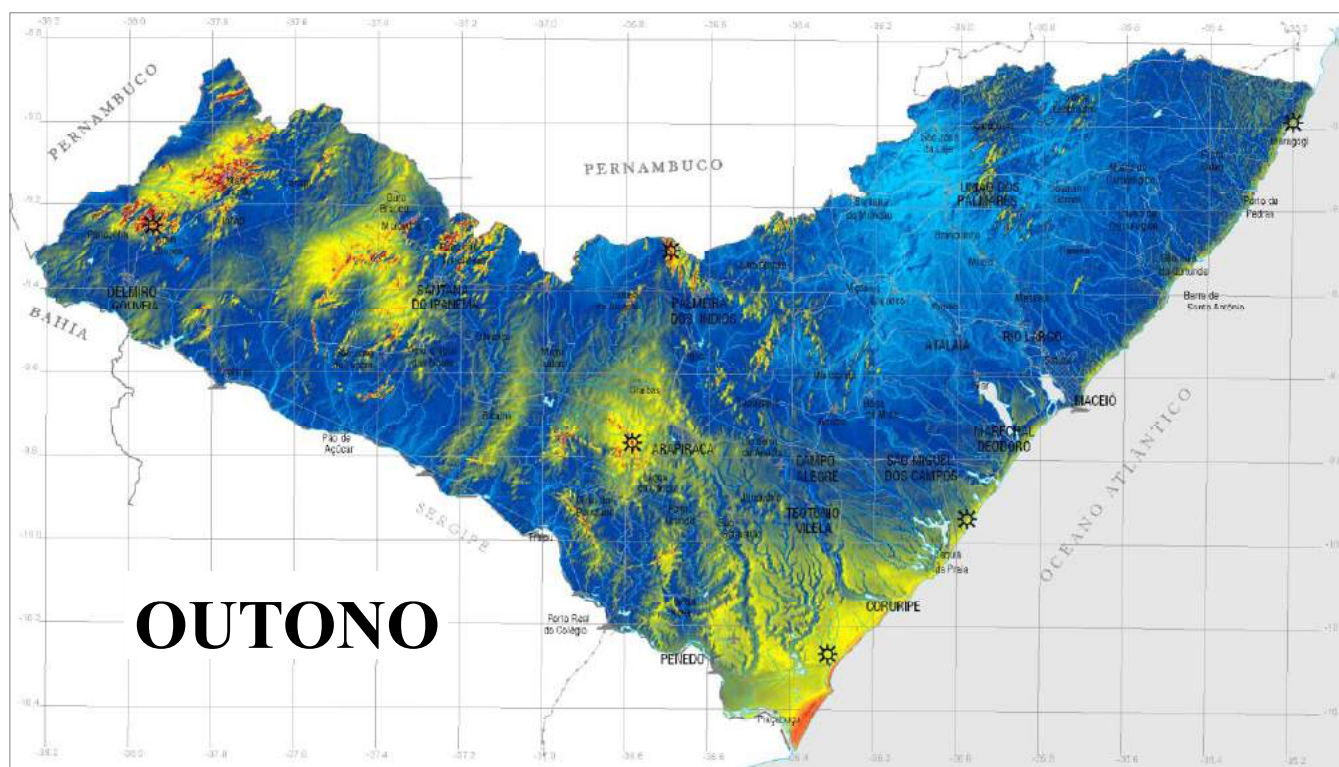
ATLAS EÓLICO



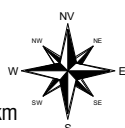
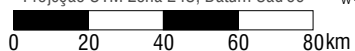
POTENCIAL EÓLICO SAZONAL

VELOCIDADE MÉDIA A 100m DE ALTURA [m/s]




ESCALA 1:2 000 000

Projeção UTM Zona 24S, Datum Sad'69



- Rodovias Federais
- Rodovias Estaduais
- - - Rodovias Planejadas
- Ferrovias
- Rios
- Lagoas
- Áreas Urbanas
- Sedes Municipais
- Portos
- + Aeroportos / Campos de Pouso
- ★ Torres Anemométricas

5. ANÁLISES E DIAGNÓSTICOS

5.1 POTENCIAL EÓLICO ESTIMADO

O potencial eólico do Estado de Alagoas foi calculado a partir da integração dos mapas de velocidades médias anuais, utilizando-se recursos de geoprocessamento e cálculos de desempenho e produção de energia de usinas eólicas no estado-da-arte mundial.

Nesse processo foram adotadas as seguintes considerações:

- Para as velocidades de vento calculadas nas 3 alturas, 50m, 75m e 100m, foram consideradas curvas médias de desempenho de turbinas eólicas comerciais nas classes de 500 kW, 1,5 MW e 3,0 MW, com diâmetros de rotor de 40m, 80m e 100m, e torres de 50m, 75m

e 100m de altura, respectivamente. Na figura 5.1 são apresentadas as curvas de potência das turbinas consideradas.

- Foi considerada uma taxa de ocupação média de terreno de 2,0 MW/km², o que representa cerca de 20% do realizável por usinas eólicas comerciais em terrenos planos, sem restrições de uso do solo (e.g. topografia desfavorável, áreas habitadas, difícil acesso, áreas alagáveis, restrições ambientais) e sem obstáculos ^[38, 43 a 45].
- Para todo o território de Alagoas, nos respectivos mapas com resolução de 90m x 90m, foram integradas as áreas com velocidades médias anuais a partir de 6,0m/s, em faixas de 0,5m/s. A integração e o cálculo

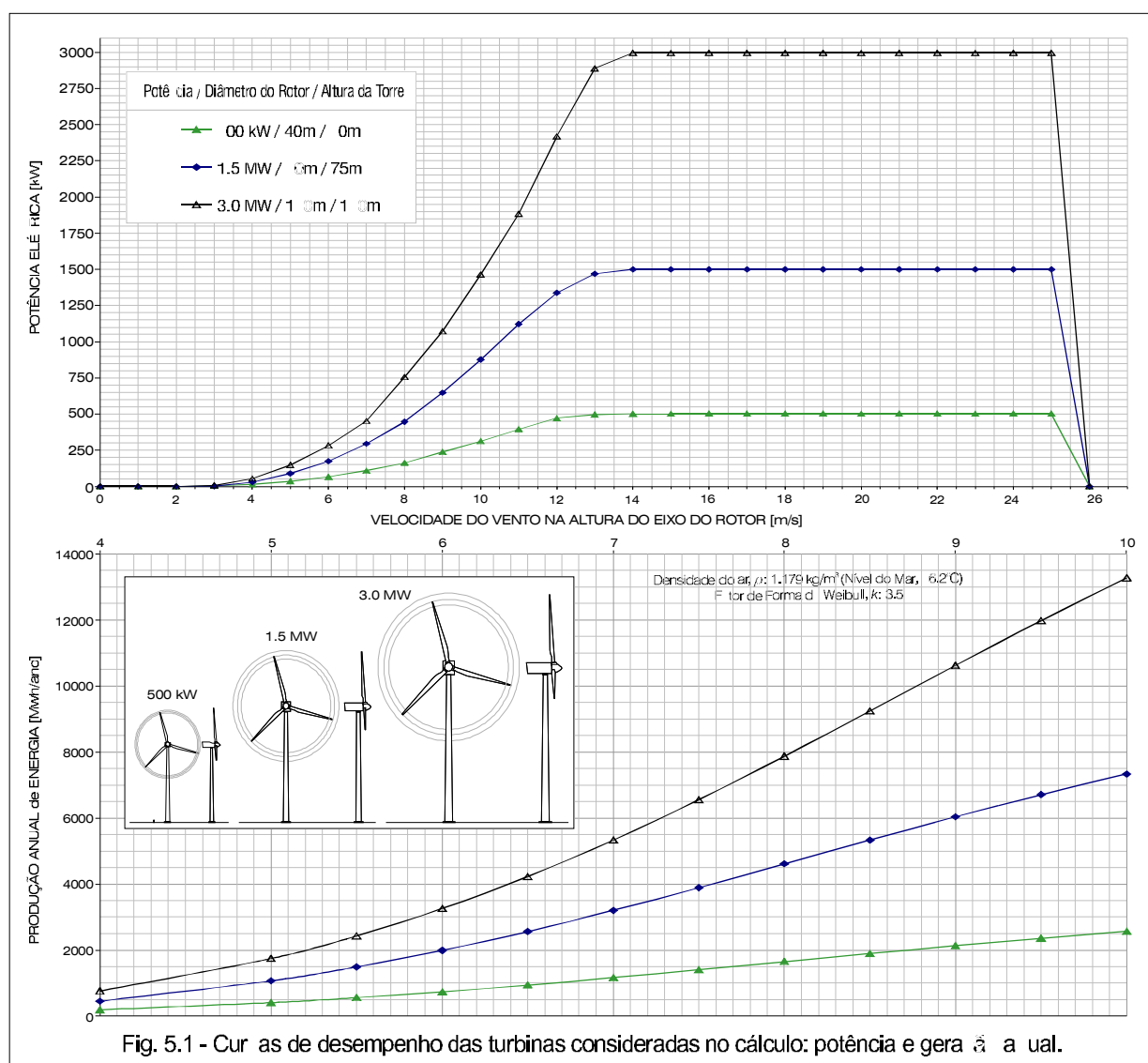


Fig. 5.1 - Curvas de desempenho das turbinas consideradas no cálculo: potência e geração anual.

do potencial de geração foi realizado considerando-se usinas eólicas implantadas em terra (*onshore*), sendo descartadas as áreas abrangidas pelas principais lagoas, rios, represas e mar.

- Os fatores de capacidade foram corrigidos para o efeito da densidade local do ar, a partir do Mapa de Densidade do Ar.
- Na integração das curvas de potência das turbinas, foram calculadas as distribuições de velocidade dos ventos locais, considerando os Fatores de Forma de Weibull (k) apresentados no mapa correspondente.

No cálculo de geração e desempenho de usina foi considerado um fator de disponibilidade de 98%, um fator de eficiência (interferência aerodinâmica entre rotores) de 97% e um fator de perdas de 2%.

A tabela 5.1 apresenta o resultado da integração dos mapas e o Potencial Eólico do Estado de Alagoas. Deve ser observado que os fatores de capacidade e o potencial de geração não apresentarão variações significativas ao utilizar-se curvas de potência de turbinas eólicas com dimensões próximas das consideradas, por exemplo, considerar-se turbinas de 1,2 MW-1,8 MW ao invés de 1,5 MW.

Os limiares mínimos de atratividade para investimentos em geração eólica dependem dos contextos econômicos e institucionais de cada país, variando, em termos de velocidades médias anuais, entre 5,5m/s e 7,0m/s. Tecnicamente, médias anuais a partir de 6,0m/s já constituem condições favoráveis para a operação de usinas eólicas.

Os resultados da integração cumulativa indicam um potencial instalável de 173MW, 336MW, e 649MW, para áreas com ventos iguais ou superiores a 7,0m/s (tabela 5.1), nas alturas de 50m, 75m e 100m, respectivamente.

O fator de capacidade médio estimado para as áreas com velocidades médias anuais nas faixas de 7,0-7,5m/s, 7,5-8,0m/s e 8,0-8,5m/s, são respectivamente de 25,6 %, 30,2 % e 34,9 % na altura de 75m.

A capacidade instalável, para locais com velocidades superiores a 7,0m/s, resultaria, portanto, em uma produção anual de 458 Gwh, 822GWh e 1.340GWh, nas alturas de 50m, 75m e 100m, o que representaria, respectivamente, 22%, 39% e 64% do consumo de energia elétrica do Estado, calculado com base no ano de 2006, em 2,1TWh^[12]. O potencial eólico de Alagoas é, portanto, bastante apreciável, se considerado em relação às dimensões do Estado e à sua capacidade de consumo.

POTENCIAL DE GERAÇÃO EÓLICA

INTEGRAÇÃO POR FAIXAS DE VELOCIDADE						INTEGRAÇÃO CUMULATIVA			
ALTURA [m]	VENTO [m/s]	ÁREA [km ²]	POTÊNCIA INSTALÁVEL [MW]	FATOR DE CAPACIDADE	ENERGIA ANUAL [GWh]	VENTO [m/s]	ÁREA [km ²]	POTÊNCIA INSTALÁVEL [MW]	ENERGIA ANUAL [GWh]
50	6.0 - 6.5	333	665	0.185	1075	≥ 6.0	572	1143	2150
	6.5 - 7.0	153	305	0.231	617	≥ 6.5	239	478	1075
	7.0 - 7.5	53	107	0.275	257	≥ 7.0	87	173	458
	7.5 - 8.0	21	42	0.322	117	≥ 7.5	33	66	201
	8.0 - 8.5	8	16	0.371	52	≥ 8.0	12	24	84
	≥ 8.5	4	8	0.440	32	≥ 8.5	4	8	32
75	6.0 - 6.5	1767	3534	0.168	5212	≥ 6.0	2246	4493	7203
	6.5 - 7.0	311	623	0.214	1169	≥ 6.5	479	959	1991
	7.0 - 7.5	109	219	0.256	491	≥ 7.0	168	336	822
	7.5 - 8.0	40	80	0.302	211	≥ 7.5	59	117	332
	8.0 - 8.5	14	27	0.349	82	≥ 8.0	19	38	120
	≥ 8.5	5	11	0.411	38	≥ 8.5	5	11	38
100	6.0 - 6.5	4657	9315	0.143	11640	≥ 6.0	5920	11840	15870
	6.5 - 7.0	938	1877	0.176	2890	≥ 6.5	1263	2526	4230
	7.0 - 7.5	225	450	0.217	856	≥ 7.0	325	649	1340
	7.5 - 8.0	69	138	0.259	313	≥ 7.5	100	199	484
	8.0 - 8.5	23	47	0.303	124	≥ 8.0	31	61	170
	≥ 8.5	7	15	0.359	47	≥ 8.5	7	15	47

Tabela 5.1: potencial eólico do Estado de Alagoas

5.2 ANÁLISE

O mapeamento do Potencial Eólico de Alagoas evidenciou áreas propícias para empreendimentos eólicos; algumas dessas áreas, descritas a seguir, estão indicadas na figura 5.2.

Área 1: Dunas de Piaçabuçu: acesso pela AL-101, é uma das regiões mais promissoras para aproveitamentos eólicos do Estado (figura 5.3), com velocidades médias em torno de 7m/s, a 75m de altura. Com cerca de 15km de extensão, a região tem vocação para comportar dezenas de megawatts. A conexão mais próxima é a que liga Penedo com São Miguel dos Campos (69 kV e 230 kV), a aproximadamente 25km do local. Constituindo uma

Áreas 3: Carneiros, Senador Rui Palmeira e Girau do Ponciano: essas elevações centrais com topografia ondulada no sertão alagoano podem ser utilizadas para aproveitamentos eólicos, se consideradas torres de 100m de altura. A essa altura, há extensas áreas onde a velocidade média anual chega a 7,0m/s. No alto dos morros existem áreas menores em que as velocidades chegam a 8,0 m/s, a 75m de altura, não sendo ainda comuns, no entanto, parques eólicos em topo de morros no Brasil devido ao custo do acesso para as máquinas para montagem das turbinas. Esse tipo de empreendimento é, entretanto, bastante comum em outros países, devendo eventualmente tornar-se mais usual

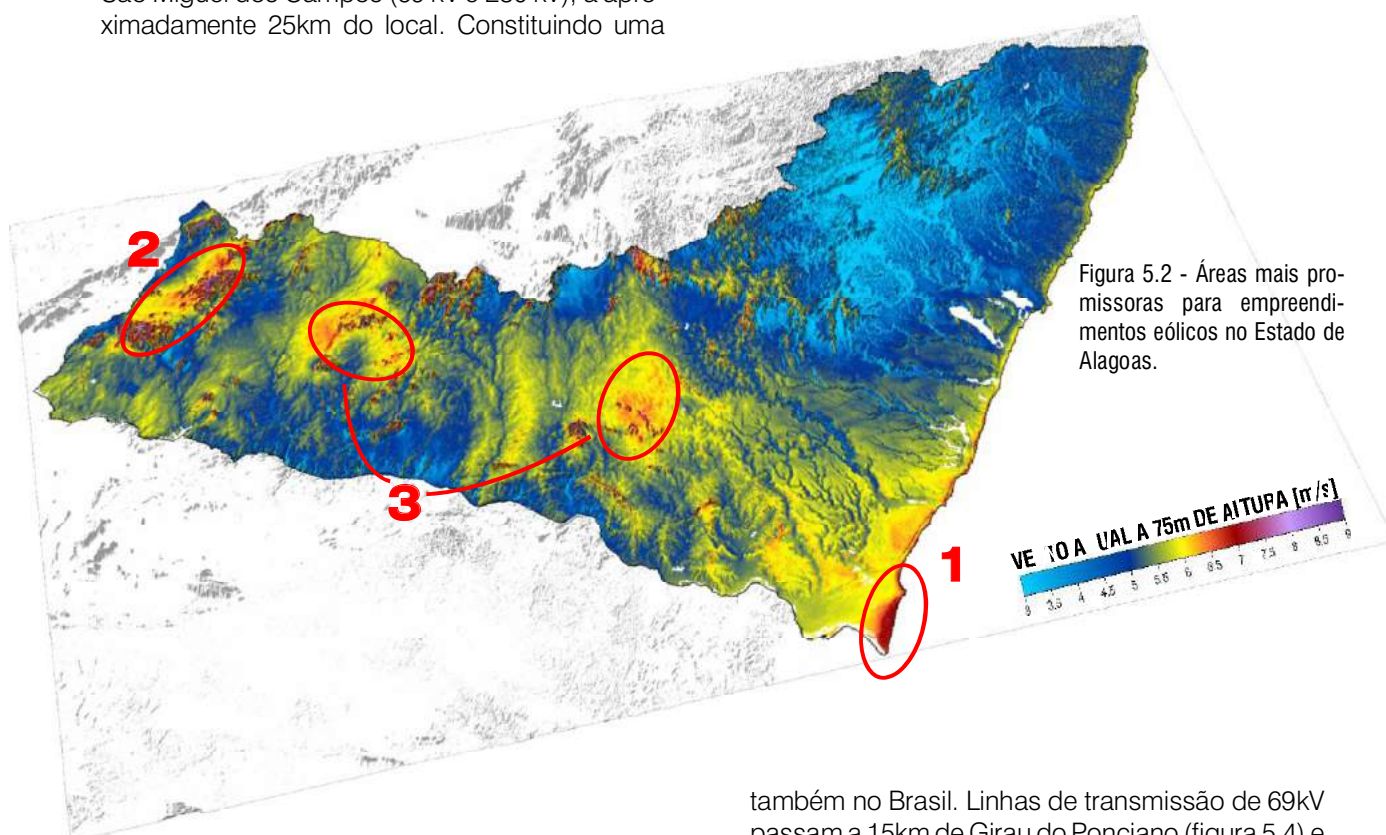


Figura 5.2 - Áreas mais promissoras para empreendimentos eólicos no Estado de Alagoas.

área de proteção ambiental (decreto Nº 88.421, de 21 de junho de 1983), o desenvolvimento de projetos eólicos nesta região deverá ser feito com as devidas autorizações dos órgãos ambientais competentes.

Área 2: Serras de Água Branca e Mata Grande: elevações no oeste do Estado contendo áreas propícias para aproveitamentos eólicos, condicionadas a estudos de acesso, pois o relevo é relativamente acidentado. A região é atravessada por duas linhas de transmissão (230kV e 500kV) da CHESF, que partem das usinas de Paulo Afonso, e é acessível pelas BR423, BR-316 e AL-145. As velocidades médias anuais são em torno de 7,5m/s, a 75m de altura, chegando a 8,0m/s nos locais mais elevados.

também no Brasil. Linhas de transmissão de 69kV passam a 15km de Girau do Ponciano (figura 5.4) e a 10km de Craíbas. O principal centro consumidor é a cidade de Arapiraca, com 200 mil habitantes.



Figura 5.3 - Aspecto do extremo sul (foz do Rio São Francisco) da região de dunas em Piaçabuçu, AL.



Figura 5.4: aspecto da região de Girau do Ponciano

Ainda que os resultados apresentados neste Atlas sejam bastante representativos das condições médias anuais do vento sobre o Estado, mapeando as áreas mais promissoras com anemometria qualificada e avançadas técnicas de modelamento e simulação numérica, variações significativas em torno da média podem ocorrer na microescala. O vento é bastante sensível às características locais de relevo, rugosidade e presença de obstáculos, e essas variações ocorrem especialmente nos locais onde esses parâmetros são mais complexos. A análise da viabilidade técnica e econômica de im-

plantação de usinas eólicas nas áreas aqui indicadas como mais promissoras requer campanhas de medições e modelamentos específicos, compreendendo medições anemométricas qualificadas nas áreas de projeto e o desenvolvimento de modelos de terreno em alta resolução.

O potencial de geração eólica do Estado de Alagoas é relativamente promissor (336 MW a 75m de altura, para áreas com ventos iguais ou superiores a 7,0m/s) e poderá ser aproveitado nos limites de inserção do sistema elétrico regional.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] IBGE. **Mapa dos Compartilhamentos do Relevo**. <<http://mapas.ibge.gov.br/relevo/viewer.htm>> Acesso em 5 jun. 2008.
- [2] BRAZTOA. **Caderno de Subsídios Viagem Técnica Costa dos Corais/AL**. Disponível em: <www.braztoa.com.br/site/arquivos/pdfs/vivencias_2006/caderno_de_subsidios_costa_do_corais.doc> Acesso em 4 jun. 2008.
- [3] UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA. Instituto de Geociências. **Glossário Geológico Ilustrado**. Disponível em: <<http://www.unb.br/ig/glossario/index.html>> Acesso em: 5 jun. 2008.
- [4] BANCO DO NORDESTE. **Perfil Econômico-Alagoas**. Fortaleza, 2002.
- [5] IBGE. **Senso 1991**. <<http://www.ibge.gov.br>> Acesso em 7 jun. 2008.
- [6] IBGE. **Senso 2000**. <<http://www.ibge.gov.br>> Acesso em 8 jun. 2008.
- [7] IBGE. **Contagem da População 2007**. <<http://www.ibge.gov.br>> Acesso em 8 jun. 2008.
- [8] IBGE. **Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios (PNAD) 2001, 2002, 2003, 2004**. <<http://www.ibge.gov.br>> Acesso em 8 jun. 2008.
- [9] IBGE. **Contas Regionais do Brasil**. <<http://www.ibge.gov.br>> Acesso em 8 jun. 2008.
- [10] ALAGOAS. Secretaria de Estado do Planejamento e do Orçamento. **Anuário Estatístico 2006**. <<http://www.planejamento.al.gov.br/estudos%20e%20pesquisa/estatisticas/anuario-estatistico/>> Acesso em 6 jul. 2008.
- [11] IBGE. **Projeção da População: 1980-2050**. Revisão 2004. <[Http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/populacao/projecao_da_populacao/default.shtm](http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/populacao/projecao_da_populacao/default.shtm)> Acesso em 7 jun. 2008.
- [12] ALAGOAS. Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico. **Balanco Energético 2006 e 2007**.
- [13] BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Balanco Energético Nacional 2007**. <https://ben.epe.gov.br/BEN2007_Default.aspx> Acesso em 10 jul. 2008.
- [14] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **Revisão Quadrimestral da Projeção de Mercado e Carga - Segunda Revisão**. Rio de Janeiro, 2007.
- [15] BRASIL. Ministério dos Transportes. **Anuário Estatístico Portuário 2006**. <<http://www.antaq.gov.br/Portal/estatisticasanuario.asp>> Acesso em 5 jun. 2008.
- [16] BRASIL. Ministério dos Transportes. **Mapa Detalhado de Hidrovias**. 2008. <<http://www.transportes.gov.br/bit/inhidro.htm>> atualizado em Acesso em 5 jun. 2008.
- [17] PORTAL DO BRASIL. **Região Nordeste**. <http://www.portalbrasil.net/estados_al.htm> Acesso em 15 jun. 2008.
- [18] ANEEL. **Banco de Informações de Geração**. <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15>> Acesso em 20 jun. 2008.
- [19] ANEEL. **Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico**. <<http://sigel.aneel.gov.br/brasil/viewer.htm>> Acesso em 18 jun. 2008.
- [20] COMPANHIA ENERGÉTICA DE ALAGOAS - CEAL. Planejamento e Expansão. **Configuração Plano Decenal 2008-2017**. [enviados pela CEAL] em: 11 jul. 2008.
- [21] IBGE. **Carta Internacional ao Milionésimo**. <ftp://geoftp.ibge.gov.br/mapas/Carta_Internacional_ao_Milionesimo> Acesso em: 11 jul. 2008.
- [22] DER-AL. **Mapa Rodoviário 2006**.
- [23] DNIT. **Mapa Rodoviário Alagoas 2002**.
- [24] AMARANTE, O.A.C. do; SCHULTZ, D.J. *Wind Energy Resource Map of the State of Paraná, Brazil*. **Dewi Magazin**, Germany, n. 15, p. 70-75, ago. 1999.
- [25] ROHATGI, J. S.; NELSON, V. *Wind Characteristics - An Analysis for the Generation of Wind Power*. 1994. Alternative Energy Institute, West Texas A&M University.
- [26] MOLLY, J. P. Technical Trends in Wind Turbine Development. *DEWI Magazin*, No. 20, p. 52-59, fev. 2002.
- [27] AWS SCIENTIFIC, INC. *Wind Resource Assessment Handbook*. In: *WINDPOWER '96 TRAINING SEMINAR EDITION, National Renewable Energy Laboratory*, Denver, Colorado: jun. 23, 1996.
- [28] OBERMEIER, J. L.; BLITTERSDORF, D. *Quality, Precision and Accuracy of the Maximum #40 Anemometer*. Apresentado na *American Wind Energy Association National Conference "WindPower 96"* e Publicado na *AWEA Conference Proceedings*. Denver, Colorado, jun. 23-27 1996.
- [29] JENSEN, N.O. *A Note on Wind Generator Interaction*. Riso National Laboratory, Report Riso-M-2411. Roskilde, Dinamarca, 1984.

- [30] FRANDSEN, S. ***On the Wind Speed Reduction in the Center of Large Clusters of Wind Turbines***. Riso National Laboratory, Roskilde, Denmark. Publicado durante a *European Wind Energy Conference "EWEC 1991"*, Amsterdam, Holanda, out. 14-18, 1991.
- [31] TROEN, I.; MORTENSEN, N. G.; PETERSEN, E. L. ***Wind Atlas Analysis and Application Program***. Risoe National Laboratory, Dinamarca.
- [32] PHILLIPS, G.T. ***A Preliminary User's Guide for the NOABL Objective Analysis Code***, DOE/ET/20280-T1, U.S. Department of Energy, jul. 1979.
- [33] MARKUS, M.; BAILEY, B. ***Survey of Wind Flow Models***. National Renewable Energy Laboratory, TAT-5-15208-01, out. 1996.
- [34] BARNARD, J. C., An Evaluation of Three Models Designed for Siting Wind Turbines in Areas of Complex Terrain, ***Solar Energy***, Vol. 46 No.5 p. 283-294, 1991.
- [35] BROWER, M. ***WindMap™ Version 3.10***. Brower & Company, 2001. Disponível em: <<http://www.browerco.com>>
- [36] WINDPOWER MONTHLY NEWS MAGAZINE. ***The Windicator***. Vol. 24, No.1, p. 71. jan. 2008.
- [37] BROWER, M.; BAILEY, B.; ZACK, J. ***Micrositing Using the MesoMap System***. American Wind Energy Association, 2002. Disponível em: <<http://www.truewind.com>>
- [38] AMARANTE, O. A. C. do; BROWER, M.; ZACK, J. ***Atlas do Potencial Eólico Brasileiro***, MME.
- [39] STULL, R. B. ***An Introduction to Boundary Layer Meteorology***. Atmospheric Sciences Library, Kluwer Academic Publishers, 1991.
- [40] NASA. ***Shuttle Radar Topography Mission***. <<http://www2.jpl.nasa.gov/srtm/index.html>> Acesso em: 19 jul. 2008.
- [41] EMBRAPA. ***Coleção Brasil Visto do Espaço - Alagoas***. Campinas, 2001. 1 CD-ROM
- [42] SMITH, R. ***Diálogo Sobre Energia Eólica***. Banco do Nordeste, 16 de junho de 2008. Apresentação em Power Point.
- [43] AMARANTE, O. A. C. do. ***Atlas do Potencial Eólico do Estado do Ceará***. SEINFRA/CE, 2001. /ELETROBRÁS/CEPEL. 2001.
- [44] AMARANTE, O. A. C. do; SILVA, F. J. L. da. ***Atlas do Potencial Eólico do Estado da Bahia***. Camargo Schubert Engenharia Eólica, COELBA/Iberdrola Empreendimentos do Brasil, out. 2001.
- [45] DO AMARANTE, O. A. C., da Silva, F. J. L., Custódio, R. S., Gravino, N. ***Atlas Eólico do Rio Grande do Sul***. SEMC/RS. Agosto 2002.
- [46] NOAA/CIRES CLIMATE DIAGNOSTICS CENTER. ***NCAR/NCEP Reanalysis Project***.
- [47] AMERICAN WIND ENERGY ASSOCIATION. ***AWEA Standard Performance Testing of Wind Energy Conversion Systems***. AWEA 1.1, 1988
- [48] NYGAARD, T. A. ***Estimating Expected Energy Capture at Potencial Wind Turbine Sites in Norway***. Proceedings of Amsterdam European Wind Energy Conference EWEC 1991.
- [49] NATIONAL OCEANIC AND ATMOSPHERIC ADMINISTRATION AND NATIONAL AERONAUTICS AND SPACE ADMINISTRATION ***U.S. Standard Atmosphere***. Washington, D.C., 1962.
- [50] INMET - INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA, <<http://www.inmet.gov.br>> Acesso em 5 jun. 2008
- [60] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA ***Recommended Practices for Wind Turbine Testing and Evaluation***, Part 11, "Wind Speed Measurement and Use of Cup Anemometry". 1ª edição, 1999
- [61] WIZELIUS, T. ***Developing Wind Power Projects - Theory and Practice***. EarthScan, USA, 2006.
- [62] MOLLY, J.-P. ***Design of the DFVLR 25m wind energy converter and first operating results***. Zeitschrift fuer Flugwissenschaften und Weltraumforschung, vol. 8, Nov.-Dez. 1984, p. 419-424.
- [63] ***Energia Eólica***, DEWI, Deutsches Windenergie-Institut, Wilhelmshaven, 1998.

APÊNDICE - FÓRMULAS ÚTEIS

1.1. DISTRIBUIÇÃO DE WEIBULL

A Distribuição Estatística de Weibull caracteriza-se por dois parâmetros: um de escala (C , em m/s) e outro de forma (k , adimensional). A frequência de ocorrência de uma velocidade u é representada matematicamente por^[25]

$$f(u) = \frac{k}{C} \left(\frac{u}{C} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{u}{C} \right)^k}$$

Na Figura 1.1 é apresentada a distribuição de Weibull para diferentes fatores de forma. No caso do fator de forma ser igual a 2, deriva-se a Distribuição de Rayleigh, caracterizada apenas pelo fator de escala (C , em m/s), que representa, neste caso, a velocidade média do vento^[25]

$$f(u) = \frac{2}{C} \left(\frac{u}{C} \right) e^{-\left(\frac{u}{C} \right)^2}$$

Por ser mais geral, a Distribuição de Weibull apresenta melhor aderência às estatísticas de velocidade do vento, uma vez que o fator de forma pode assumir valores bastante superiores a 2.^[43]

A função densidade de probabilidade cumulativa, $F(u)$, associada à probabilidade da velocidade do vento ser maior que u , expressa-se por

$$F(u) = \int_u^{\infty} f(u) du = e^{-\left(\frac{u}{C} \right)^k}$$

O valor médio ou valor esperado da variável aleatória (valor médio da velocidade do vento) é dado por

$$\bar{u} = \int_0^{\infty} u f(u) du = C \Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right)$$

onde a Função Gama (Γ) é definida por

$$\Gamma(z) = \int_0^{\infty} t^{z-1} e^{-t} dt$$

A Tabela 1.1 apresenta a Função Gama para diversos valores de k .

O Fluxo ou Densidade de Potência Eólica é definido como

$$\bar{E} = \frac{1}{2} \rho \bar{u}^3 \quad (\text{W/m}^2)$$

que, expressando-se em termos da distribuição de Weibull, resulta em

$$\bar{E} = \frac{1}{2} \rho C^3 \Gamma \left(1 + \frac{3}{k} \right) \quad (\text{W/m}^2)$$

onde ρ é a densidade do ar.^[31]

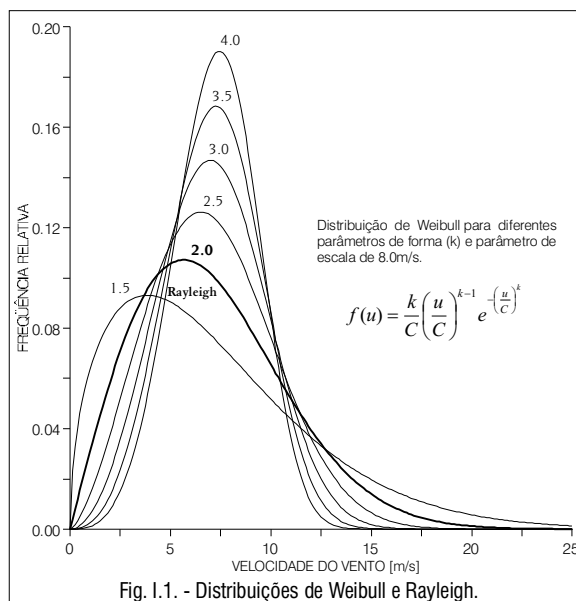


Fig. 1.1. - Distribuições de Weibull e Rayleigh.

Tab. 1.1 - Função Gama para diferentes valores de k .

k	$\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)$	k	$\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)$
1.6	0.896574	2.5	0.887264
1.7	0.892245	2.6	0.888210
1.8	0.889287	2.7	0.889283
1.9	0.887363	2.8	0.890451
2.0	0.886227	2.9	0.891690
2.1	0.885694	3.0	0.892980
2.2	0.885625	3.5	0.899747
2.3	0.885915	4.0	0.906402
2.4	0.886482	5.0	0.918169

A Tabela 1.2 apresenta a correspondência entre o fluxo de potência eólica e a velocidade média do vento, para diferentes fatores de forma de Weibull.

Tabela 1.2 - Variação do fluxo de potência eólica com a velocidade média do vento e o fator de forma de Weibull (k).

FLUXO DE POTÊNCIA EÓLICA [W/m ²]	VELOCIDADE DO VENTO [m/s]					
	Weibull k	1.75	2.00	2.25	2.50	3.00 4.00
0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
100		4.2	4.4	4.6	4.7	4.9 5.1
150		4.8	5.1	5.2	5.4	5.6 5.9
200		5.3	5.6	5.8	5.9	6.2 6.4
250		5.7	6.0	6.2	6.4	6.6 6.9
300		6.1	6.4	6.6	6.8	7.1 7.4
350		6.4	6.7	6.9	7.1	7.4 7.7
400		6.7	7.0	7.3	7.5	7.8 8.1
450		6.9	7.3	7.5	7.8	8.1 8.4
500		7.2	7.5	7.8	8.0	8.4 8.7
600		7.6	8.0	8.3	8.5	8.9 9.3
700		8.0	8.4	8.7	9.0	9.3 9.8
800		8.4	8.8	9.1	9.4	9.8 10.2
900		8.7	9.2	9.5	9.8	10.2 10.6
1000		9.0	9.5	9.8	10.1	10.5 11.0

Nível do Mar, 15 °C ($\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$)

1.2 LEI LOGARÍTMICA E RUGOSIDADE

Em condições neutras de estratificação térmica vertical da atmosfera, o perfil de velocidade vertical

do vento na camada-limite pode ser aproximado pela *Lei Logarítmica* segundo a relação

$$u(h) = \frac{u_*}{\kappa} \ln\left(\frac{h}{z_o}\right)$$

onde $u(h)$ é a velocidade do vento na altura h , z_o é a *rugosidade* do terreno $\kappa \cong 0.4$, é a constante de Von Kármán e u_* é a *velocidade de atrito*.

Escrevendo-se a Lei Logarítmica para representar a velocidade do vento em duas alturas h_1 e h_2 , e dividindo uma expressão pela outra, pode-se relacionar as velocidades do vento em duas alturas

$$\frac{u(h_2)}{u(h_1)} = \frac{\ln(h_2/z_o)}{\ln(h_1/z_o)}$$

Explicitando-se a *rugosidade* nesta expressão, tem-se

$$z_o = \exp\left(\frac{u(h_2)\ln(h_1) - u(h_1)\ln(h_2)}{u(h_2) - u(h_1)}\right)$$

A velocidade vertical do vento na camada-limite também pode ser expressa em termos da *Lei de Potência* segundo a relação

$$u(h_2) = u(h_1) \left(\frac{h_2}{h_1}\right)^\alpha$$

onde $u(h)$ é a velocidade do vento na altura h e α é o *expoente de camada-limite*.

Desta relação, pode-se explicitar o *expoente de camada-limite* em função das velocidades de vento em duas alturas, resultando em

$$\alpha = \ln\left(\frac{u(h_2)}{u(h_1)}\right) / \ln\left(\frac{h_2}{h_1}\right)$$

I.3. DENSIDADE DO AR

A potência gerada por uma turbina eólica é função direta da densidade do ar que impulsiona o rotor. As curvas de potência fornecidas pelos fabricantes são usualmente dadas para condições padrão da atmosfera (15 °C, nível do mar, densidade do ar de 1.225 kg/m³). Portanto, o desempenho das máquinas, nas diversas condições de operação, deve ser corrigido para o efeito da variação da densidade com a altitude e a temperatura locais. No Capítulo 4 foi apresentado o mapa de densidade média anual para todo o Estado de Alagoas, considerando um perfil vertical de temperatura

segundo a Atmosfera Padrão ISA + 9,8 °C, [49] que corresponde à temperatura média anual medida na cidade de Maceió [50]. O mapa de densidade do ar foi calculado sobre o modelo de relevo na resolução de 90m x 90m e ajustado para dados de temperatura fornecidos pela SERHMA - Estado de Alagoas, [39].

Uma expressão para o cálculo da densidade do ar (ρ , em kg/m³) a partir da temperatura do ar (T , em °C) e altitude (z , em metros) é dada por

$$\rho = \frac{352.98 \times \left[1 - \frac{z}{45271}\right]^{5.2624}}{(273.15 + T)}$$

I.4 PRODUÇÃO ANUAL DE ENERGIA (PAE) E FATOR DE CAPACIDADE

A Produção Anual de Energia (PAE) de uma turbina eólica pode ser calculada pela integração das curvas de potência ($P(u)$, em kW) e da frequência de ocorrência das velocidades de vento ($f(u)$) [63] (Figura II.2)

$$PAE = 8.76 \times \int_u P(u) f(u) du \quad (\text{MWh})$$

$$PAE \cong 8.76 \times \sum_{i=1}^N P(u_i) f(u_i) \Delta u_i \quad (\text{MWh})$$

O *fator de capacidade* é definido como a razão entre a energia efetivamente gerada e a energia teórica que seria gerada considerando-se a potência nominal (P_n) do aerogerador

$$FC = \left(\frac{PAE}{8.76 \times P_n} \right)$$

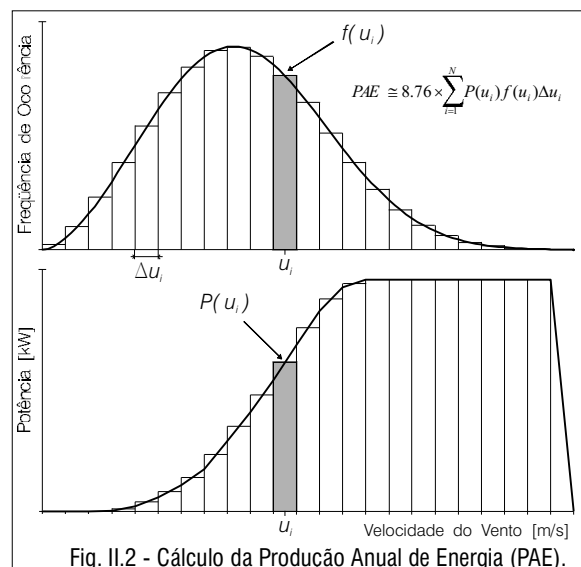


Fig. II.2 - Cálculo da Produção Anual de Energia (PAE).

I.5 OUTRAS FÓRMULAS UTILIZADAS PELO SOFTWARE WINDMAP

O resultado do cálculo realizado pelo programa WindMap é um campo de velocidades não-divergente, ou seja, que satisfaz a equação da continuidade, ou conservação de massa, conforme a equação diferencial

$$\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} + \frac{\partial w}{\partial z} = 0$$

Supondo-se uma condição inicial de campo de escoamento divergente, definida localmente em um dado elemento pelas componentes u_o, v_o, w_o . As componentes ajustadas de velocidade não-divergente podem ser definidas como

$$u = u_o + \bar{u} \quad v = v_o + \bar{v} \quad w = w_o + \bar{w}$$

onde $\bar{u}, \bar{v}, \bar{w}$ definem a correção necessária para eliminar a divergência local do escoamento, e são representadas respectivamente por

$$\bar{u} = \tau_h + \frac{\partial \phi}{\partial x} \quad \bar{v} = \tau_h + \frac{\partial \phi}{\partial y} \quad \bar{w} = \tau_v + \frac{\partial \phi}{\partial z}$$

O potencial de velocidade de perturbação ϕ é resultante das influências do terreno no campo de escoamento, bem como de eventuais erros introduzidos nas condições de inicialização do modelo. Os coeficientes τ_h e τ_v modelam o desvio entre as condições de estabilidade térmica vertical real e neutra da atmosfera. Para

$$\tau_h = \tau_v = \text{constante}$$

as velocidades de perturbação adicionam uma correção irrotacional ao campo de escoamento, e, assim, a vorticidade inicialmente presente no campo de escoamento é eliminada. A determinação do potencial de velocidade é realizada a partir da equação da continuidade, forçando o escoamento a ser não-divergente. Maiores detalhes sobre os algoritmos e métodos de solução adotados no modelo NOABL/WindMap são apresentados na Referência [32].

O perfil de velocidade vertical do vento pode ser aproximado pela Lei Logarítmica segundo a relação^[39]

$$u(z) = \frac{u_*}{\kappa} \left[\ln \left(\frac{z}{z_o} \right) - \Psi \left(\frac{z}{L} \right) \right]$$

onde $u(z)$ é a velocidade do vento na altura z , z_o é a rugosidade do terreno, $\kappa \simeq 0.4$ é a constante de Von

Kármán e u_* é a velocidade de atrito. A expressão anterior leva em consideração apenas a influência da rugosidade no perfil de velocidade, negligenciando o efeito da estratificação térmica da atmosfera e, portanto, desvios significativos podem ocorrer em relação ao perfil de velocidade real da atmosfera.

A Teoria da Similaridade de Monin-Obukhov descreve um perfil mais geral da velocidade vertical, levando em consideração os efeitos da rugosidade e da estabilidade térmica, expressando-se matematicamente por^[39]

$$u(z) = \frac{u_*}{\kappa} \ln \left(\frac{z}{z_o} \right)$$

onde Ψ é uma função empírica da estratificação térmica da atmosfera (Businger, 1973; Dyer, 1974) e L é o comprimento de estabilidade de Obukhov. O software WindMap realiza, através da escolha de diferentes valores de L , a simulação de condições de atmosferas neutra, instável e estável. A referência [39] apresenta as funções de similaridade ($\Psi(\zeta), \zeta = (z/L)$) para as diferentes condições de estabilidade atmosférica.