

ESTADO da BAHIA

Atlas do Potencial Eólico

coelca
Grupo IBERDROLA

iberdrola
empreendimentos
do brasil s.a.

CAMARGO SCHUBERT
Engenharia Eólica

ESTADO da BAHIA

Atlas do Potencial Eólico

Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento COELBA-ANEEL



Odilon A. Camargo do Amarante
Fabiano de Jesus Lima da Silva



Vanessa da Cunha Melo Ribeiro
Manuel Júlio Bautista Vidal
Ricardo Souza Martin



Agradecimentos

Este Atlas do Potencial Eólico do Estado da Bahia só se tornou possível pelo trabalho em equipe e gestão estratégica da COELBA - Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia, ao prospectar, medir e disponibilizar à comunidade o conhecimento detalhado deste potencial energético natural e renovável, associado aos regimes de vento no território baiano.

Especiais agradecimentos a Laura Cristina da Fonseca Porto pela proposição do projeto e participação efetiva em sua primeira fase, a Edmilson Cardoso Santana pelo apoio e incentivo constantes e, também, às diversas equipes que realizaram a montagem/desmontagem das torres e às equipes da COELBA que, com seu suporte na leitura de dados das torres anemométricas, construíram ao longo de meses e anos a base fundamental para o presente mapeamento.

Índice

1.	INTRODUÇÃO	
	1.1	O Estado da Bahia 01
	1.2	Geografia 02
	1.3	Demografia e Infra-Estrutura 02
	1.4	Climatologia 03
2.	FUNDAMENTOS	
	2.1	A Energia do Vento 05
	2.2	Tecnologia 05
	2.3	Potenciais Eólicos 06
3.	METODOLOGIA	
	3.1	Medições Anemométricas 07
	3.2	Modelos de Relevo e Rugosidade 08
	3.3	Metodologia de Cálculo 08
	3.4	Validação e Análise 08
4.	O POTENCIAL EÓLICO DA BAHIA	
	4.1	Regimes de Vento sobre a Bahia 15
	4.2	Mapas do Potencial Eólico 21
	4.3	Potencial Eólico Estimado 33
	4.4	Análise 33
5.	REFERÊNCIAS	35

APÊNDICES:

- I. Sumários Anemométricos COELBA
- II. Fórmulas Úteis
- III. Aspectos Econômicos

1. Introdução

Este Atlas é fruto da iniciativa da COELBA - Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia, que conduziu desde 1994 um programa de medições anemométricas visando avaliar o potencial eólico estadual. No ano 2000, este projeto teve um incentivo adicional ao ser incluído no programa de Pesquisa e Desenvolvimento da COELBA, através de sua aprovação pela ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica.

Este Atlas contém as informações fundamentais acerca dos recursos eólicos do Estado da Bahia, estabelecendo a referência mais atual para estudos, planejamento e projetos a partir desta fonte energética; adicionalmente, espera-se que as informações aqui contidas possam subsidiar estudos de outras áreas, tais como arquitetura, agronomia, biologia e ciências ambientais.

1.1 O Estado da Bahia

A Bahia ocupa a porção mais meridional da região Nordeste do Brasil (Fig.1). É o quinto estado brasileiro em área territorial, com 567.295,03 km², onde vive uma população de 13 milhões de pessoas. O território baiano se situa entre as latitudes 18°20'07"S e 8°32'00"S, e entre as longitudes 46°36'59"W e 37°20'37"W. Seus pontos extremos abrangem



Fig.1

distâncias de 1013 km no sentido Leste-Oeste, e 1088 km no sentido Norte-Sul. O litoral, com extensão da ordem de 1000km, abriga praias de notável beleza.

A Bahia se encontra na região de transição entre distintos regimes de ventos: mais ao norte atuam os ventos alísios - que convergem para a depressão barométrica equatorial, e mais ao sul predomina a dinâmica da interação entre o centro de altas pressões Anticiclone Subtropical do Atlântico Sul e as incursões de massas polares.

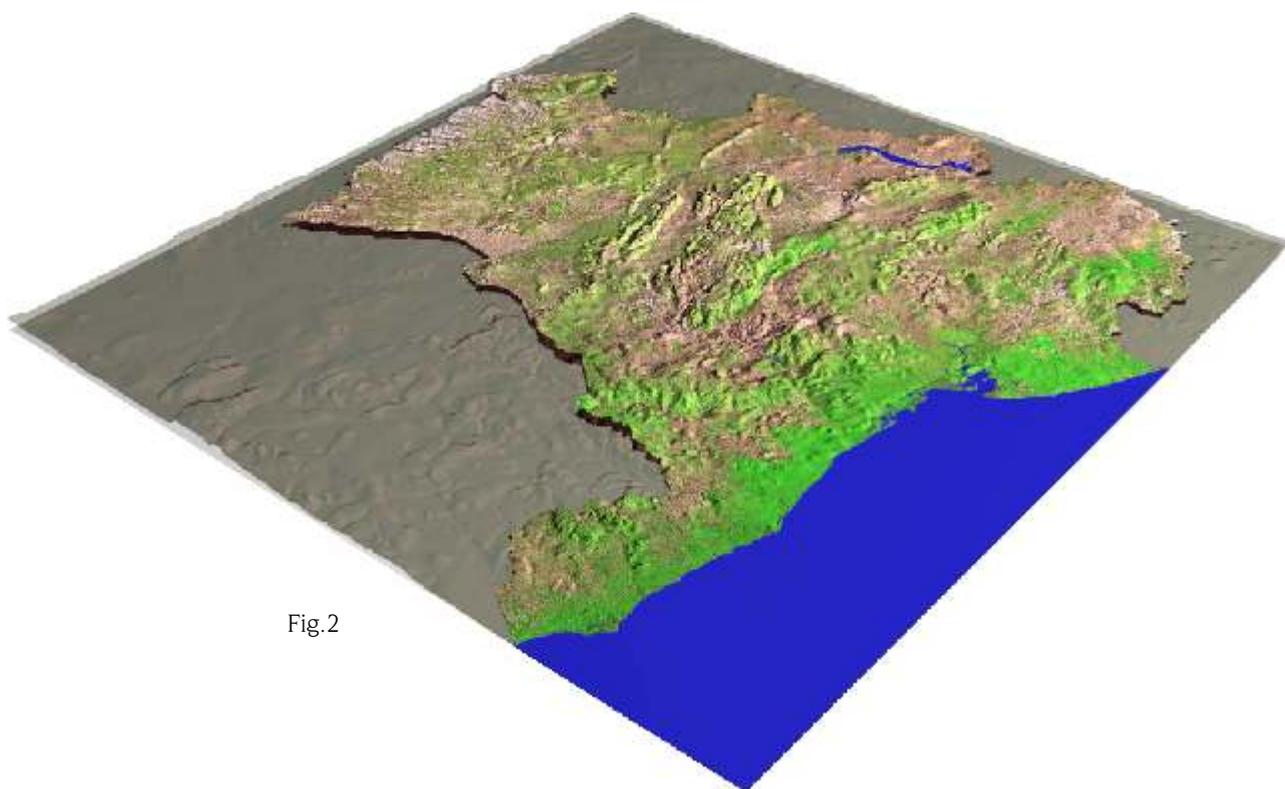


Fig.2

1.2 Geografia

Partindo-se do leste, a faixa atlântica da Bahia possui uma área extensa, sem grandes elevações e aerodinamicamente rugosa pela densa cobertura vegetal; na parte central do Estado, surgem chapadões de orientação norte-sul, bastante elevados e onde ocorrem algumas importantes áreas de baixa rugosidade; das chapadas, o relevo desce até o vale do Rio São Francisco, para em seguida subir suavemente para o extremo oeste, onde se encontra uma extensa área plana com altitudes próximas a 1000m, recoberta por agricultura intensiva e pouco rugosa.

Ao longo da extensão litorânea da Bahia, o relevo não constitui obstáculo à progressão dos ventos e brisas marinhas, pois predominam altitudes inferiores à centena de metros e em raros locais a altitude ultrapassa 300m. Entretanto, ao longo de uma ampla faixa junto à costa, predomina uma vegetação adensada e relativamente alta - floresta tropical pluvial e vegetação secundária - cuja rugosidade reduz a intensidade dos ventos médios de superfície.

Na extensa área dos chapadões centrais, especialmente da Chapada Diamantina, as altitudes são superiores a 1000m e chegam a superar os 1500m em algumas regiões, capazes de acelerar os escoamentos atmosféricos. Nesta região, ocorrem diversas manchas localizadas de savanas, com vegetação rarefeita, campos e arbustos baixos, que combinam pouca rugosidade com grandes elevações.

O vale do Rio São Francisco, abrigado pelas chapadas ao longo de grande extensão, torna-se aberto e mais plano na região da represa de Sobradinho, onde a vegetação de savana e caatinga também apresenta menor rugosidade.

Na extremidade oeste da Bahia, amplas áreas agrícolas conjugam baixas rugosidades a terrenos bastante planos, com elevações entre 800 e 1000 metros.

1.3 Demografia e Infra-Estrutura

Aproximadamente 20% da população do Estado da Bahia se concentra na capital, Salvador, e sua região metropolitana. Cerca de 30% da população estadual reside em centros urbanos com mais de 100 mil habitantes [Ref.1]. A Figura 3 apresenta os centros urbanos no Estado, onde o tamanho dos símbolos está proporcional à raiz quadrada do respectivo número de habitantes. (Em uma escala linear, grande parte das pequenas cidades não seria visível, dada a desproporção entre a população de Salvador (>2,4 milhões) e as cidades com menos de 10.000 habitantes. Existem ainda vazios demográficos importantes, especialmente ao longo das regiões Norte e Oeste do estado. Em anos recentes, a fronteira Oeste vem sendo ocupada por atividade agrícola moderna e de larga escala, criando, de forma acelerada, novos pólos de desenvolvimento no Estado da Bahia.

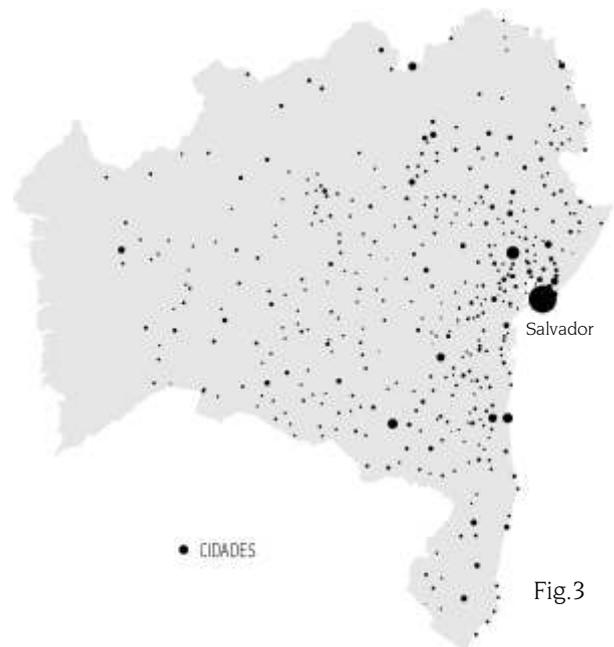


Fig.3



Fig.4

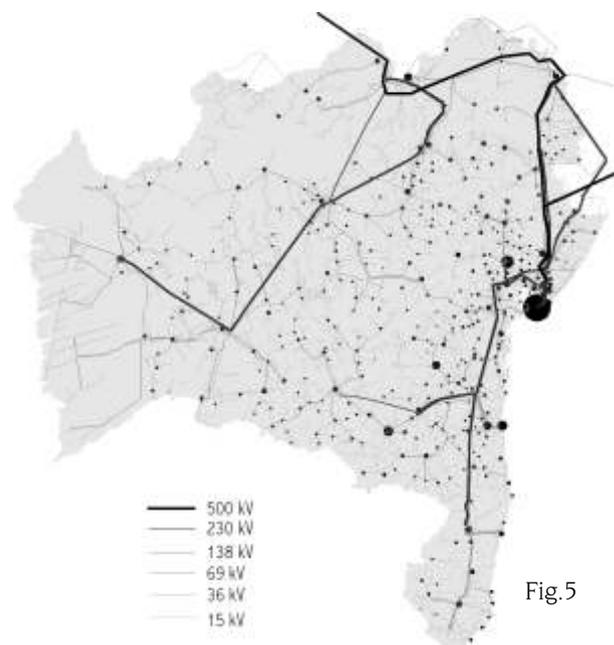
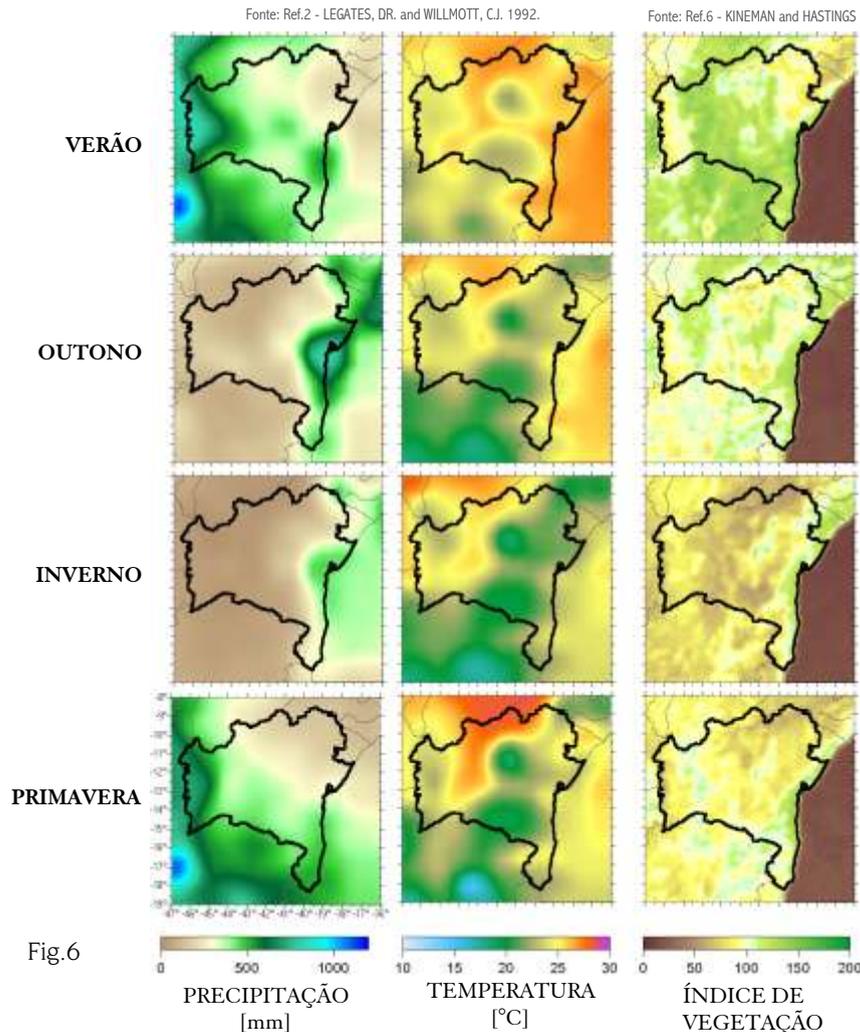


Fig.5



A Figura 4 apresenta uma síntese da infra-estrutura rodoviária no Estado da Bahia. Por sua notável dimensão territorial, a Bahia se caracteriza por distâncias da ordem de 1000km entre suas distintas regiões.

O sistema elétrico de transmissão existente no Estado da Bahia é apresentado na Figura 5. A oferta predominante de energia elétrica no Estado é oriunda do complexo de usinas hidrelétricas no Rio São Francisco, concentradas na região próxima a seu extremo Nordeste.

1.4 Climatologia

A Figura 6 apresenta a sazonalidade dos índices de precipitação, temperatura média e índice de vegetação por diferenças normalizadas (IVND). Os dados de precipitação e temperaturas médias são oriundos de séries climatológicas de longo prazo (60 anos, Ref.2), enquanto os índices de vegetação se referem ao período 1985-1988 [Ref.4].

Sobressai a distribuição pluviométrica homogênea ao longo do ano, para a faixa atlântica da Bahia -

especialmente sua metade sul - o que resulta também em índices de vegetação mais estáveis nesta região. Esta é a região com os maiores índices pluviométricos do Estado, superiores a 1.200 mm anuais [Ref.3].

Nas chapadas do extremo oeste existe uma sazonalidade bem definida, com chuvas de primavera e verão e secas no restante do ano. Esta região do Estado apresenta índice pluviométrico anual acima de 1.000 mm.

Naturalmente, a distribuição das temperaturas médias anuais apresenta correlação com o relevo, porém são dominadas por outros fatores regionais. As temperaturas mais elevadas da Bahia se encontram no vale do Rio São Francisco, região de menor altitude e ao abrigo dos chapadões centrais.

As áreas ao longo da faixa atlântica, nos chapadões de oeste e na vertente sul da Chapada Diamantina, apresentam características dos climas Úmido e Úmido a Subúmido [3]. O clima Semi-árido é encontrável nas depressões do vale do Rio São Francisco. Nos extremos norte e nordeste do Estado, o clima tem características de Árido.

2. Fundamentos

2.1 A Energia do Vento

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 de vento v :

$$P \text{ (em Watts)} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_r \cdot v^3 \cdot C_p,$$

- densidade do ar em $[\text{kg/m}^3]$

$$A_r = \frac{D^2}{4}, \text{ onde } D \text{ é o diâmetro do rotor}$$

C_p - coeficiente aerodinâmico de potência do rotor (valor máximo teórico = 0,593, na prática atinge 0,45 e é variável com vento, rotação, e parâmetros de controle da turbina)

- eficiência do conjunto gerador/transmissões mecânicas e elétricas ($\sim 0,93-0,98$).

A absorção de energia cinética reduz a velocidade do vento imediatamente a jusante do disco do rotor; gradualmente essa velocidade se recupera, ao se misturar com as massas de ar predominantes do escoamento livre. Das forças de sustentação aerodinâmica nas pás do rotor resulta uma esteira helicoidal de vórtices, a qual também gradualmente se dissipa. Após alguma distância a jusante da turbina, o escoamento praticamente recupera as condições de velocidade originais; e turbinas adicionais podem ser instaladas, minimizando as perdas de desempenho causadas pela interferência da turbina anterior. Na prática, essa distância varia com a velocidade do vento, condição de operação da turbina, rugosidade de terreno e condição de estabilidade térmica vertical da atmosfera. De modo geral, uma distância considerada segura para a instalação de novas turbinas é da ordem de 10 vezes o diâmetro D quando instalada a jusante, e $5 \times D$ quando instalada ao lado, em relação ao vento predominante, conforme pode ser visto na Figura 7.

2.2 Tecnologia

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 prática para avaliação da rotação nominal de operação de uma turbina eólica é:

$$\text{rpm} = 1150/D$$

À medida em que a tecnologia propicia dimensões maiores para as turbinas, a rotação se reduz: os

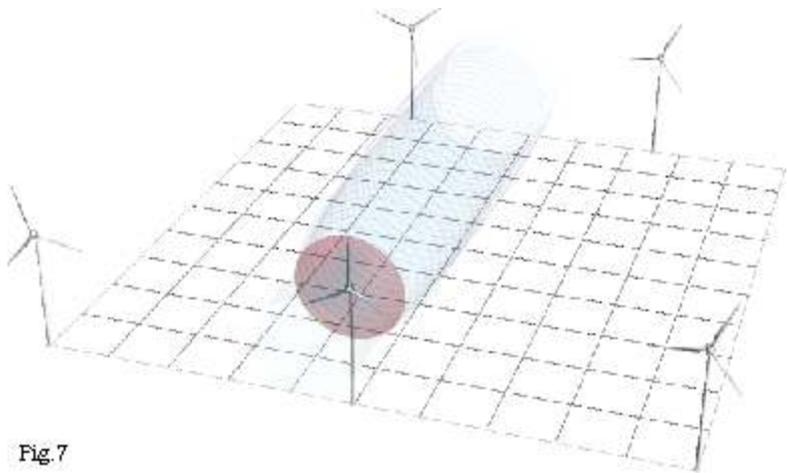


Fig.7

diâmetros de rotores no mercado atual variam entre 40m e 80m, resultando em rotações da ordem de 30rpm a 15rpm, respectivamente. As baixas rotações atuais tornam as pás visíveis e evitáveis por pássaros em voo. Quanto aos níveis de ruído, turbinas eólicas satisfazem os requisitos ambientais, 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. Um bom exemplo disso é a densamente povoada e ambientalmente rigorosa Alemanha, onde já estão instaladas mais de 8.500 turbinas eólicas, com taxas de expansão estáveis na ordem de 1 GW/ano.

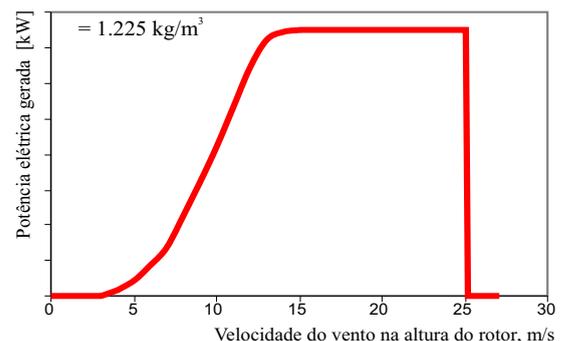


Fig.8

Uma usina eólio-elétrica (UEE) é um conjunto de turbinas eólicas dispostas adequadamente em uma mesma área (Fig.7). Essa proximidade geográfica tem a vantagem econômica da diluição de custos: arrendamento de área, fundações, aluguel de guindastes e custos de montagem, 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 típicos da ordem de 0.98.

A Fig.8 mostra a forma típica de curva de potência de turbinas eólicas. 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 12.0m/s - 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, no 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 (passo ou estol) e o sistema elétrico é desconectado da rede elétrica. Turbinas eólicas de grande porte tem controle inteiramente automático, através de atuadores rápidos, software e microprocessadores alimentados por sensores duplos em todos os parâmetros relevantes. Usualmente se usa telemetria de dados para monitoramento de operação e auxílio a diagnósticos/manutenção (Sistema SCADA).

A Figura 9 mostra aspectos de fabricação de pás de rotores de turbinas eólicas (Wobben Windpower e, Tectis, Sorocaba SP) - componente que apresenta requisitos técnicos similares ao de indústria aeronáutica: rigidez/peso, acabamento aerodinâmico, qualidade e rastreabilidade. A Figura 10 ilustra pequenas centrais eólicas em áreas de chapadas com campos (UEE Palmas 2,5 MW, Wobben-COPEL).

2.3 Potenciais Eólicos

As curvas de potência fornecidas por fabricantes de turbinas, medidas por órgãos independentes de homologação, se referem a velocidades de vento quase instantâneas (médias de 10 minutos) e densidade $\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$ (ISA, nível do mar). Correções para a densidade do ar de cada local, com base em altitude e temperatura, são recomendáveis.

A energia gerada - anual ou mensal - é calculada por multiplicação da potência pelo tempo de duração de ocorrência associado a intervalos de velocidades de vento. A duração de ocorrência de uma velocidade v é geralmente aproximada pela distribuição estatística de Weibull:

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

$p(v)$ - probabilidade - ou duração - de ocorrência da velocidade v , dada por valor entre 0 e 1;

C - parâmetro de escala, em m/s

k - parâmetro de forma, adimensional.

Uma distribuição estatística alternativa é a de Rayleigh, que equivale à de Weibull quando $k = 2$. Catálogos de turbinas eólicas usualmente apresentam curvas de produção de energia em função da velocidade média

anual do vento, calculados pela distribuição de Rayleigh. Porém, como o parâmetro k pode assumir valores muito superiores a 2 no Estado da Bahia, o cálculo utilizando a equação de Weibull acima será mais representativo.

Usinas eólio-elétricas requerem áreas com regimes adequados de vento: frequência e intensidade. E os regimes de vento são bastante específicos de micro-região, sensíveis principalmente a parâmetros meteorológicos e a condições locais de relevo e rugosidade. Este Atlas apresenta os regimes de vento medidos/calculados com detalhamento da ordem de 1 km x 1 km, para todo o território da Bahia.



Fig. 9: Fabricação de pás de rotores eólicos



Fig. 10: Usinas eólio-elétricas

3. Metodologia

Este Atlas apresenta os regimes de vento de interesse para a geração elétrica, calculados para toda a extensão do território da Bahia a partir de medições realizadas pela COELBA e outras existentes, considerando os parâmetros fundamentais de influência: relevo, rugosidade, altura de camada-limite e estabilidade térmica da atmosfera. O resultado é apresentado em mapas temáticos, com as variáveis apresentadas em 255 níveis de cor, na resolução 1km x 1km.

Uma síntese da metodologia utilizada é ilustrada na Figura 11. Uma descrição geral das etapas é apresentada a seguir, incluindo a apresentação dos modelos utilizados.

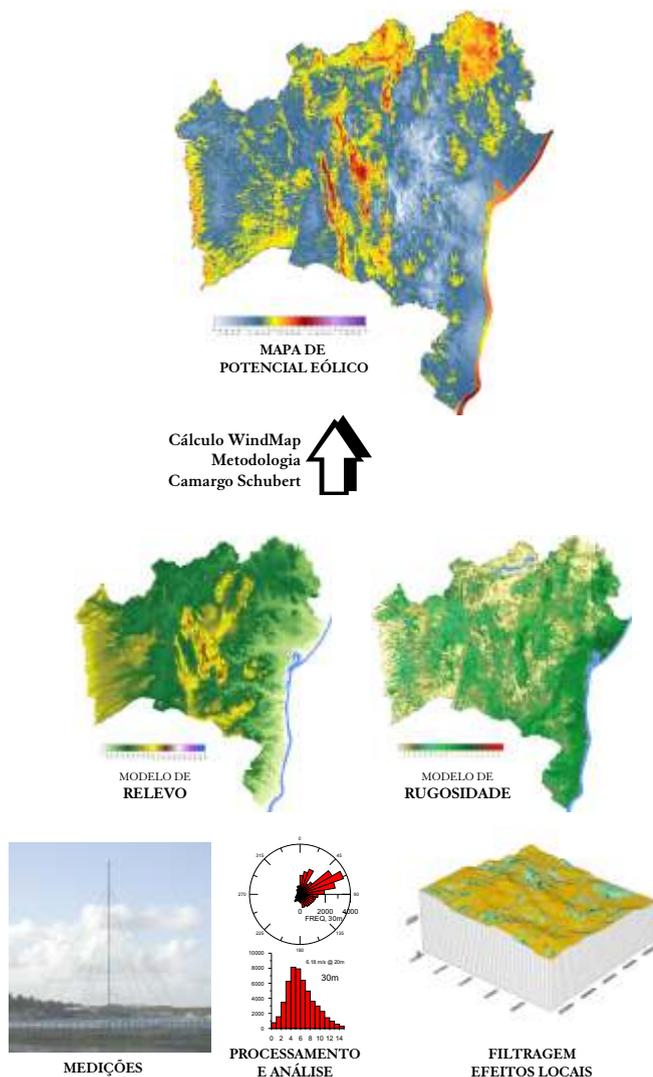


Fig. 11. Síntese da metodologia

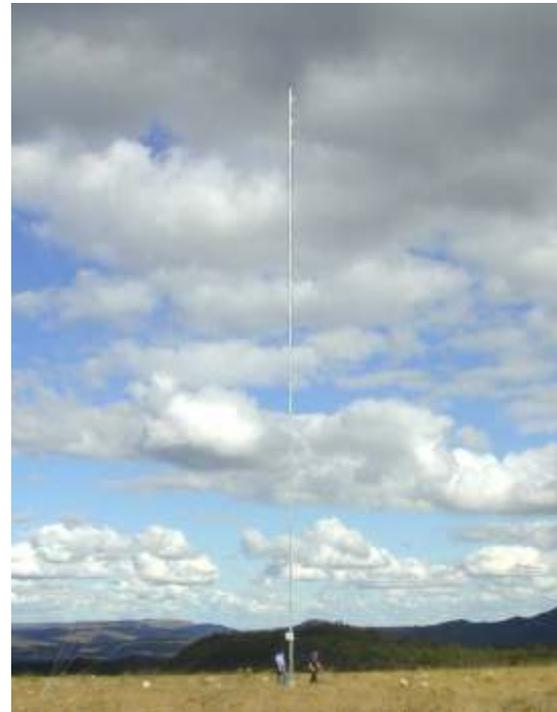


Fig. 12: Torre anemométrica COELBA

3.1 Medições Anemométricas

Entre 1994 e 2001, a COELBA realizou medições anemométricas específicas em 26 locais no Estado, utilizando torres de 20 e 30 metros de altura (Fig.12); apenas em casos especiais foram aproveitadas torres de telecomunicações existentes. Equipadas com sistemas anemométricos da marca NRG (EUA), a torre típica tem anemômetros em dois níveis de altura, um sensor de direção do vento, e registrador digital modelo NRG-9100 ou NRG-9200. Foram acumulados os registros das médias em intervalos de 10 minutos dos seguintes parâmetros: velocidade de vento, direção predominante; intensidade de turbulência e gradiente de camada-limite.

Os dados foram compilados e validados, por análises de correlação e filtragem. A taxa de recuperação de dados foi especialmente baixa no caso das direções de vento, ocorrendo uma taxa atípica de falhas nos *wind vanes*.

Um esforço foi realizado no sentido de obter-se representatividade climatológica, através de estudos de correlação com outras medições de longo prazo realizadas na Bahia por outras instituições (SUDENE, INMET, SRH-BA, MAER-DPV).

Em cada estação anemométrica, os dados medidos são influenciados pelas condições locais de relevo e

rugosidade. Na composição do modelo atmosférico - referência para o cálculo de mapeamento - estas influências foram analisadas e filtradas através de metodologia desenvolvida pela CAMARGO SCHUBERT, a partir do software WindMapTM da Brower & Company. Este processo foi realizado em modelos com raio de 5km no entorno de cada estação, em modelos de relevo e rugosidade na resolução de 100m. Destes modelamentos resultaram os sumários (estatísticas de vento para cada direção), que compuseram o modelo atmosférico. A diferenciação dos regimes distintos de vento ao longo da faixa litorânea, sujeita a brisas marinhas e terrestres, foi considerada através do desenvolvimento de um Mapa de Correlação, também com resolução de 1km x 1km, abrangendo uma faixa litorânea que adentra até 14 km no continente.

O Modelo Atmosférico foi elaborado com base nas medições anemométricas COELBA, e composto de: (a) Mapa de Correlação; (b) posição geo-referenciada e sumários estatísticos dos dados anemométricos; (c) altura de camada limite e parâmetro de estabilidade térmica vertical, obtidos no processo de validação e filtragem de influências locais.

A Figura 13 mostra a localização de todas as estações anemométricas consideradas neste Atlas.

3.2 Modelos de Relevo e Rugosidade

O Modelo de Relevo do Estado da Bahia - Fig.14 - na resolução de 1km x 1km, foi retirado da base desenvolvida pela US Geological Survey (USGS), na forma de malha digital de cotas, conhecida como Gtopo30; este modelo foi aferido e validado dentro de um raio de 5 km no entorno das estações de medição COELBA, onde modelos digitais foram desenvolvidos na resolução de 100m x 100m, a partir das curvas de nível de cartas IBGE/SUDENE na escala 1:100.000.

O Modelo de Rugosidade do Estado da Bahia - Fig.16 - foi elaborado na resolução de 1km x 1km, a partir de interpretação do mosaico Landsat 5 na resolução de 60m x 60m, para todo o Estado da Bahia (Fig.15). Este modelo foi aferido por comparações com o Mapa de Vegetação do Brasil (IBGE/USGS), e com o modelo de Uso do Solo desenvolvido pela USGS, Universidade de Nebraska e o Joint Research Centre da Comissão Européia. Também foi validado através de amostragens em campo nas áreas de instalação das torres anemométricas da COELBA.

Modelos de relevo e rugosidade também foram elaborados com a resolução de 100m x 100m, abrangendo 5km em torno de cada estação anemométrica COELBA. Além de servirem para os estudos de validação por amostragem, dos modelos gerais de 1km de resolução, estes modelos foram desenvolvidos com o objetivo principal de filtrar as

influências locais de relevo e rugosidade em cada torre anemométrica, para subsidiar a montagem do modelo atmosférico do Estado. Tais modelos se encontram ilustrados nas páginas de sumário de dados das respectivas estações e foram desenvolvidos a partir das cartas IBGE/SUDENE, escala 1:100.000 e interpretação de imagens Landsat 5.

Para efeito de visualização e síntese, aos modelos representados nas Figuras 14 a 16 está superposto o relevo sombreado com iluminação a partir da direção Leste, predominante dos ventos no Estado da Bahia.

3.3 Metodologia de Cálculo

A partir dos modelos digitais acima, os mapas de potencial eólico do Estado da Bahia foram calculados pelo software WindMAPTM, (Brower & Co, USA). Desenvolvimento mais recente dos métodos baseados em equações da continuidade (também conhecidas como conservação de massa ou escoamento não-divergente), como o NOABL, o WindMAP calcula os campos de escoamento sobre o terreno, através de uma malha tridimensional de elementos finitos, com os valores das variáveis associados aos centros das faces de cada célula. Os modelos em formato compatível com Sistemas de Informação Geográfica (SIG) e sumários estatísticos das estações de referência compõem as condições de contorno e dados de inicialização. A condição de continuidade é obtida, de forma iterativa, pela solução de sistema de equações diferenciais parciais, até que o valor de divergência esteja suficientemente próximo de zero (usualmente 10^{-5}). No modo de otimização, um algoritmo iterativo converge o valor de estabilidade térmica vertical de atmosfera, correspondente ao mínimo erro médio quadrático, para os valores das estações anemométricas de referência. Além da interface para SIG, o WindMAP permite o uso do Modelo de Correlação para separar áreas com regimes distintos de vento; as equações de camada-limite consideram influências térmicas, e podem ser associados pesos relativos para as margens de erro de cada estação de referência. Para os cálculos relativos ao Estado da Bahia, foi utilizada a versão WindMAP versão 3 BigMemory, que permite malhas com maior número de elementos, cálculo em *batch* e é mais intensiva na demanda de recursos computacionais.

3.4 Validação e Análise

Comparações efetuadas [13, 14] entre resultados de métodos de continuidade (e.g. WindMAP, NOABL) com modelos tradicionalmente utilizados em mapeamento de potencial eólico, baseados nas equações de Jackson-Hunt (e.g. WASP), indicam que ambos os modelos apresentam resultados similares para relevo suave, e margens de erro maiores em terrenos complexos (montanhosos, usualmente com

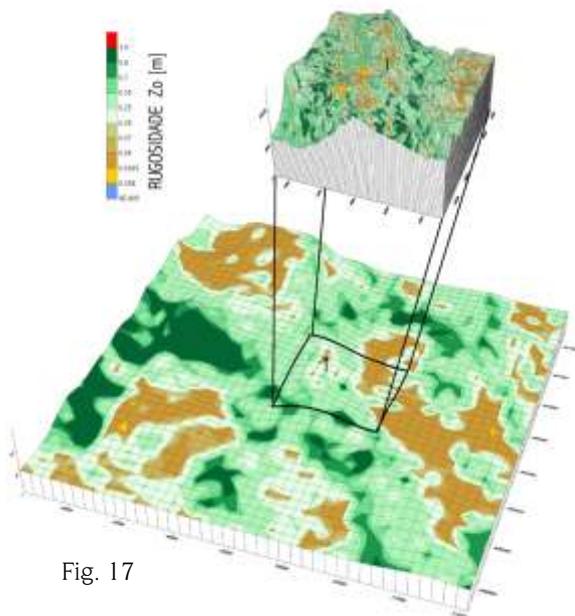


Fig. 17

declividade bastante superior a 1:3).

Sendo um modelo que utiliza técnicas de elementos finitos, o cálculo pelo WindMap é influenciado pela resolução da malha utilizada. Este fato é exemplificado pelos modelos em distintas resoluções (1km e 100m) para a estação anemométrica COELBA de Rio de Contas, Fig. 17. Note-se que a forma detalhada da montanha não aparece no modelo em resolução de 1km x 1km. De forma similar, podem existir variações significativas na rugosidade, ou mesmo a presença de obstáculos, dentro de uma célula da malha do modelo, causando discrepâncias nos resultados. Este problema de sub-escala foi contornado, no cálculo do presente Atlas, com a disponibilidade dos modelos detalhados na resolução 100m x 100m no entorno das estações.

Uma comparação entre a velocidade média anual medida (extrapolada para 50m a partir de medições em duas alturas e considerando o perfil logarítmico de camada-limite atmosférica) e aquela calculada pelo WindMap, é apresentada para todas as estações COELBA, na Tabela 1. O desvio padrão das diferenças cálculo-medição foi de 4.9%. Levando-se em conta as margens de incerteza nos anemômetros NRG não aferidos, e principalmente, as margens de incerteza introduzidas na extrapolação das velocidades a 20 ou 30m para a altura de 50m, pode-se atribuir ao cálculo uma exatidão dentro da margem de incerteza nas medições existentes. A apresentação dos sumários de dados das estações, insumo para análises mais detalhadas, é apresentado posteriormente neste Atlas.

Tab. 1

	Velocidade Média Anual a 50m		
	Medido (m/s)	Calculado (m/s)	Erro (%)
Camamu	5.47	6.14	12.2
Capão Redondo	6.57	6.01	-8.5
Conde	6.86	6.59	-3.9
Costa Dourada	6.83	6.80	-0.4
Fátima	5.69	5.80	1.9
Monte Alto	6.06	6.33	4.5
Morro do Chapéu	6.02	6.23	3.5
Placas II	5.74 *	6.10	6.3
Rio de Contas	6.71	6.50	-3.1
Sauípe	6.54	6.53	-0.2
Sobradinho	6.35	6.04	-4.9
Teofilândia	5.79	5.71	-1.4
Vitória da Conquista	6.51	6.35	-2.5
Cascavel	5.18 *	5.65	9.1
Correntina	5.79 *	5.88	1.6
Nova Itarana	5.70 *	6.02	5.6
Irecê	6.44 *	6.54	1.6
Porto Seguro	5.02	5.48	9.2
Placas I	-	-	-
Ourolândia	-	-	-
Una	5.18	5.34	3.1
Serra Grande	5.39	5.74	6.5
Curundundum	6.18	6.11	-1.1
Belmonte	6.22	6.40	2.9
Rio de Contas II	7.21 *	7.57	5.0
Caetitê	8.49 *	8.42	-0.8

*Média anual estimada por estudos de correlação.

- Placas I e Ourolândia: insuficiência de dados medidos



Fig. 13: Estações anemométricas no Estado da Bahia

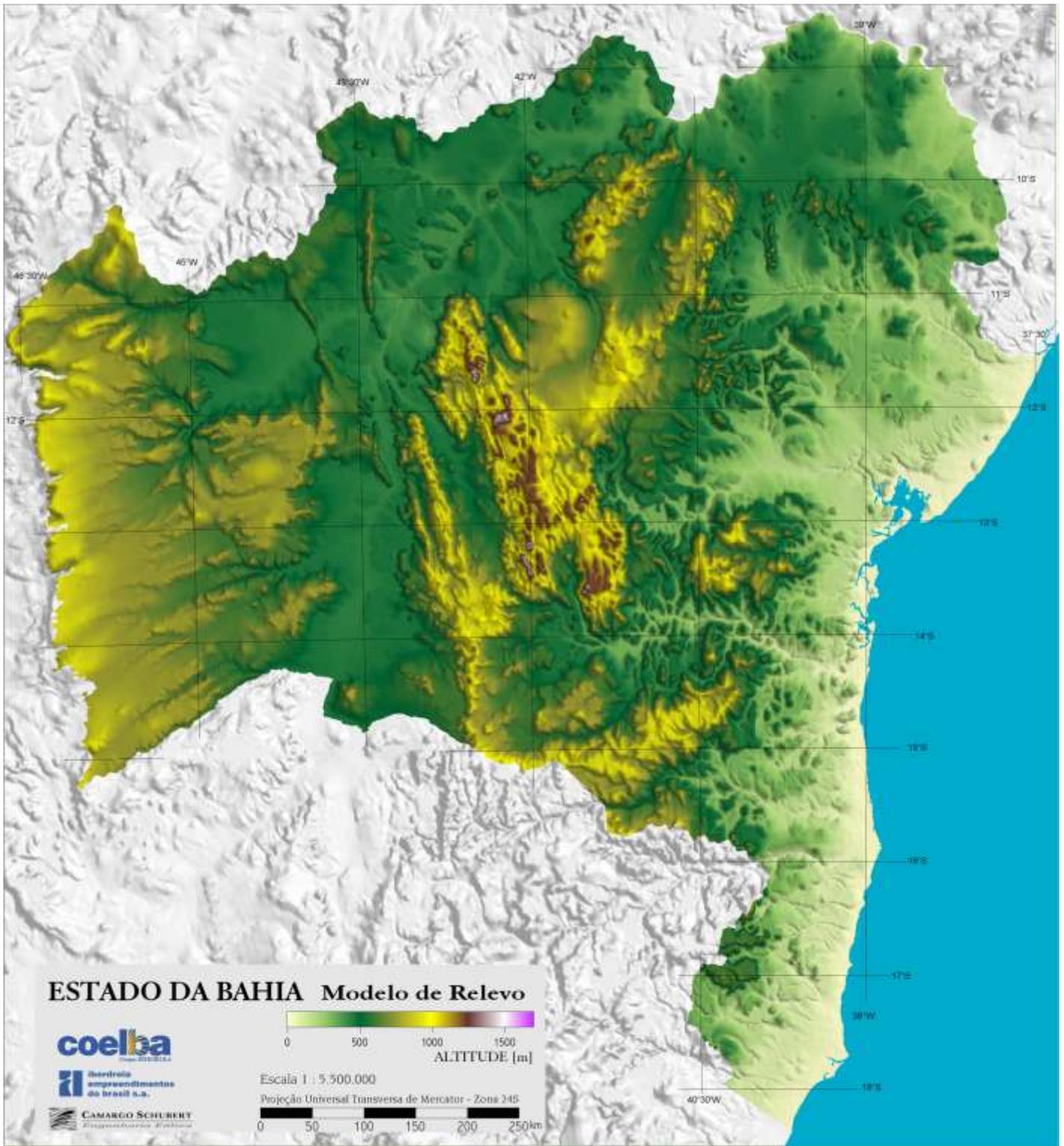


Fig. 14: Modelo de Relevo do Estado da Bahia



Fig. 15: Mosaico de imagens Landsat 5, Estado da Bahia

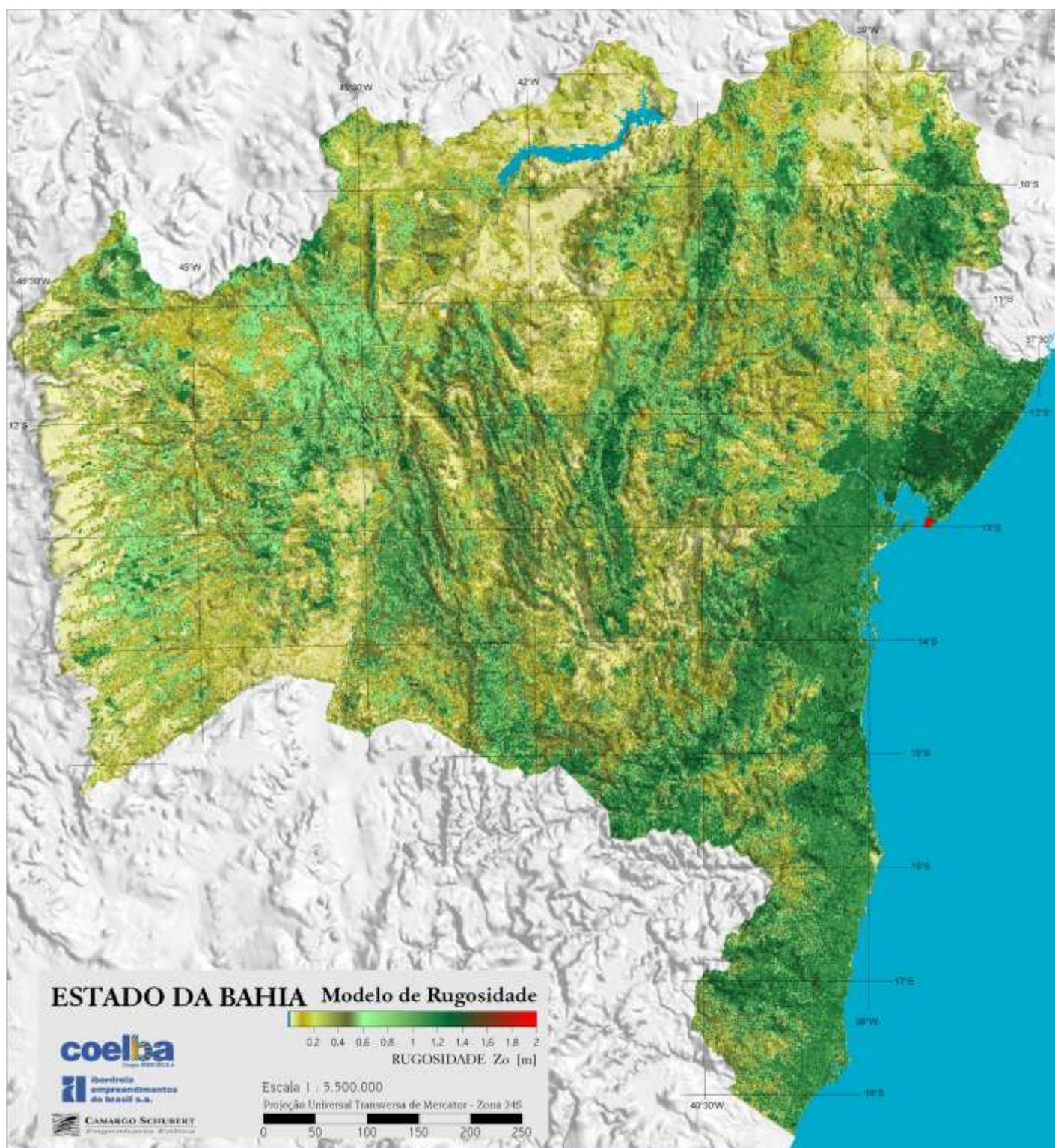


Fig. 16: Modelo de Rugosidade do Estado da Bahia

4. O Potencial Eólico da Bahia

4.1 Regimes de Vento na Bahia

Pode-se considerar que os regimes de vento resultam da sobreposição de mecanismos atmosféricos sinóticos (globais) e de mesoescala (regionais). Quanto aos regimes sinóticos, a Bahia se encontra na latitude de transição entre dois mecanismos importantes: (a) ao sul predomina a influência do Anticiclone Subtropical do Atlântico, perturbado pela dinâmica intermitente das ondas de massas polares; (b) ao norte, se intensifica a influência dos alísios, mais constantes. Estes mecanismos convergem quanto à direção, predominante entre Nordeste e Sudeste, conforme Figuras 18 e 20.

Por ter grande extensão, o território da Bahia alterna diferentes mecanismos de mesoescala, especialmente brisas marinhas/terrestres e brisas montanha/vale. Estas brisas, com ciclos tipicamente diurnos, são perceptíveis nas velocidades e direções de vento, cujos regimes diurnos e mensais são apresentados nas Figuras 19 e 20.

A Figura 19 mostra que nos litorais norte (Conde) e sul (Costa Dourada), bem como nas áreas de montanhas (Serra do Monte Alto), os ventos máximos ocorrem no período noturno. Essa tendência se reverte nas áreas planas do interior do Estado (Sobradinho e Placas).

Quanto à sazonalidade, todo o Estado apresenta ventos máximos no segundo semestre (inverno e primavera).

A Figura 20 mostra o predomínio de ventos de quadrante Leste (entre Sudeste e Nordeste), com variações diurnas ocasionadas pelos fenômenos de mesoescala, no caso do litoral (Conde) e montanha (Rio de Contas).

A Figura 21 mostra a variação diurna e mensal do expoente de camada-limite, o qual apresenta pronunciadas variações diurnas, resultantes da influência da estabilidade térmica da atmosfera. Um aspecto curioso é a predominância de valores negativos de expoente de camada limite em Serra do Monte Alto, causada pelo relevo acentuado de pico montanhoso. As características de relevo e rugosidade no entorno da estação de Serra do Monte Alto, bem como os sumários estatísticos, podem ser melhor analisados no Apêndice.

A Figura 22 ilustra as velocidades médias mensais, e respectivos períodos de dados disponíveis, para todas as estações cujos dados anemométricos foram considerados na realização do presente Atlas. A localização destas estações é apresentada na Fig. 13.

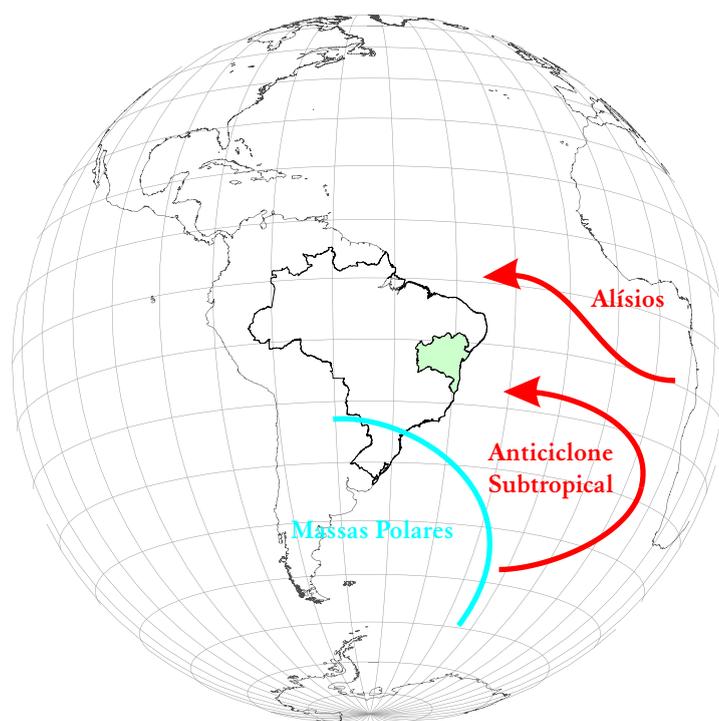


Fig. 18: Principais mecanismos sinóticos de influência nos regimes de vento na Bahia.

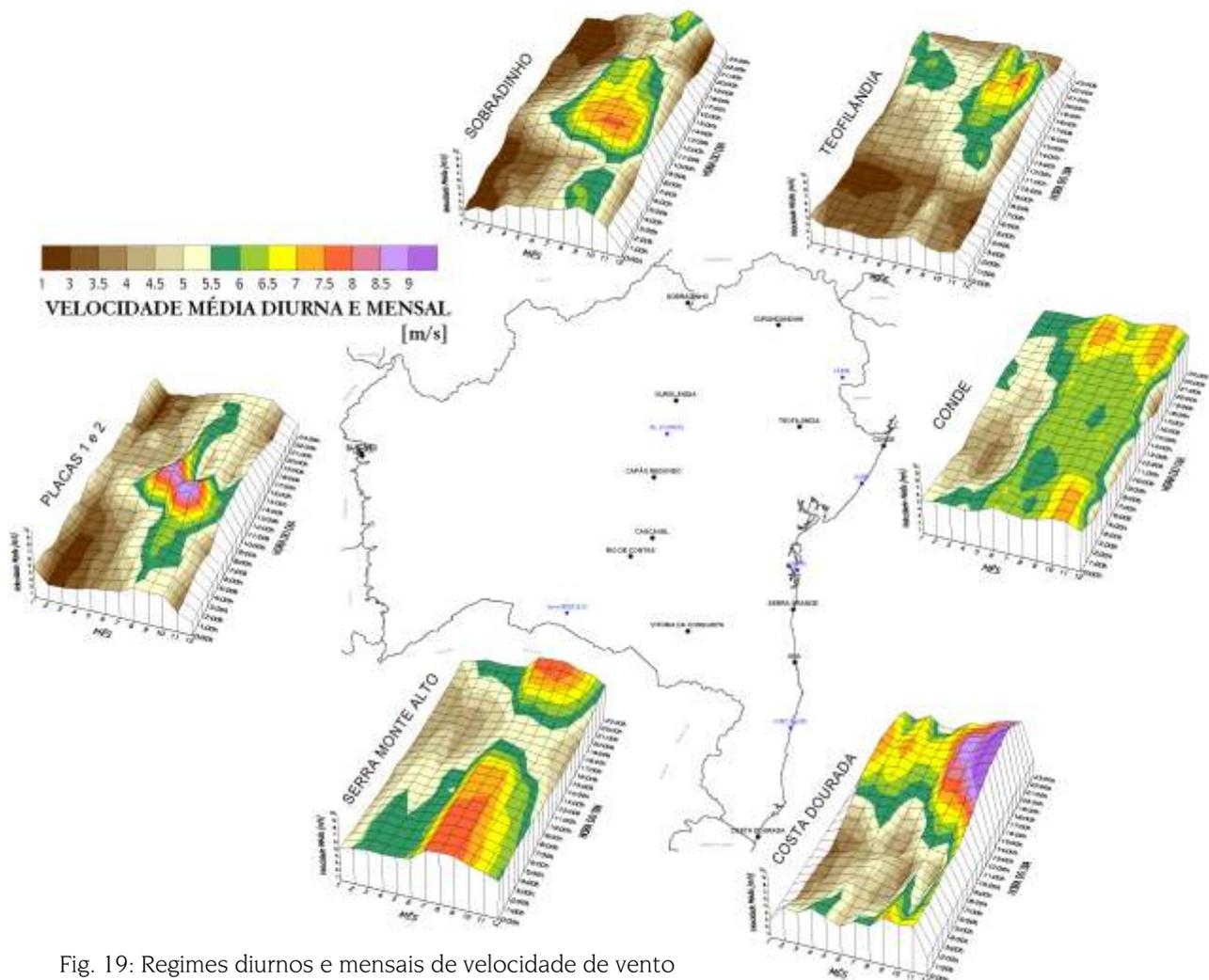


Fig. 19: Regimes diurnos e mensais de velocidade de vento

Entre os dados anemométricos disponíveis, as séries mais longas e completas abrangeram 7-9 anos de registros. Destas séries, oriundas das estações SUDENE (refs. 4 e 7), foram realizados estudos e estimativas das variações interanuais das velocidades médias de vento na Bahia, tendo-se verificado variações máximas da ordem de $\pm 12\%$ em torno da média de longo prazo (7-9 anos).

No item 4.2 são apresentados os Mapas do Potencial Eólico da Bahia, médias anuais e sazonais, e influências da altura em relação ao nível do solo.

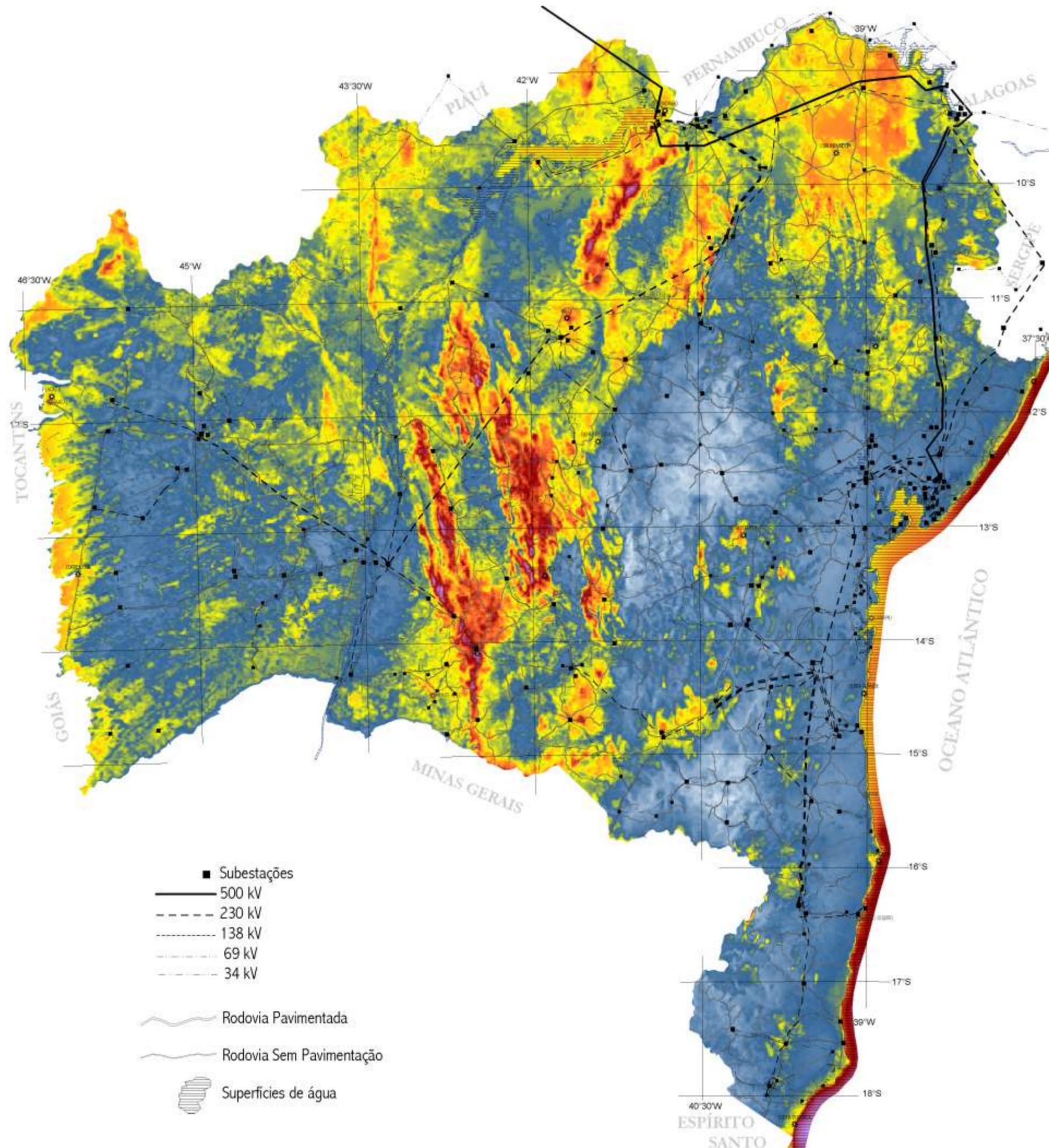
4.2 Mapas do Potencial Eólico

ESTADO DA BAHIA

Atlas do Potencial Eólico



2001



Potencial Eólico a 50m de Altura



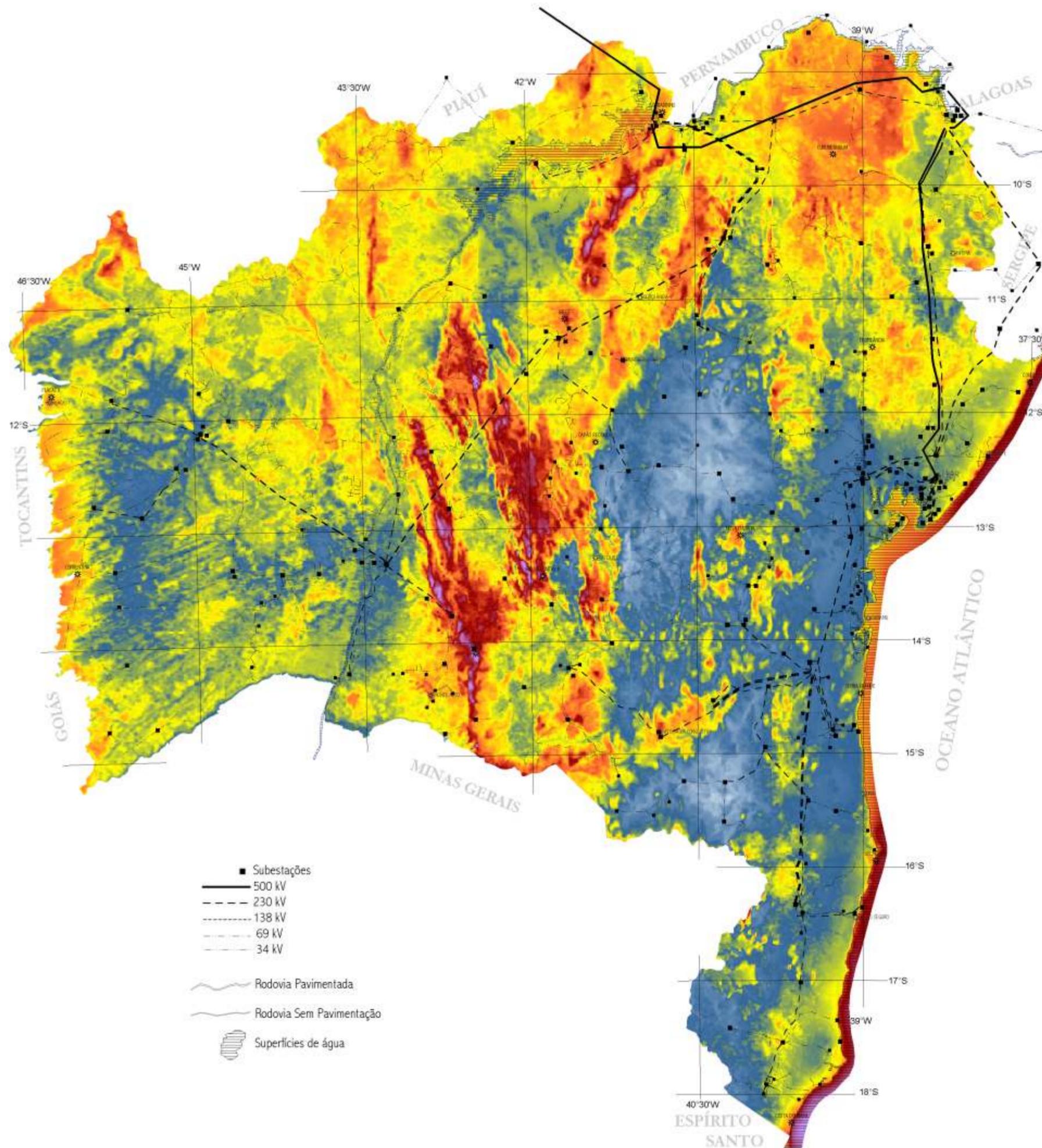
Escala 1 : 4.000.000
 Projeção Universal Transversa de Mercator - Zona 24S

ESTADO DA BAHIA

Atlas do Potencial Eólico

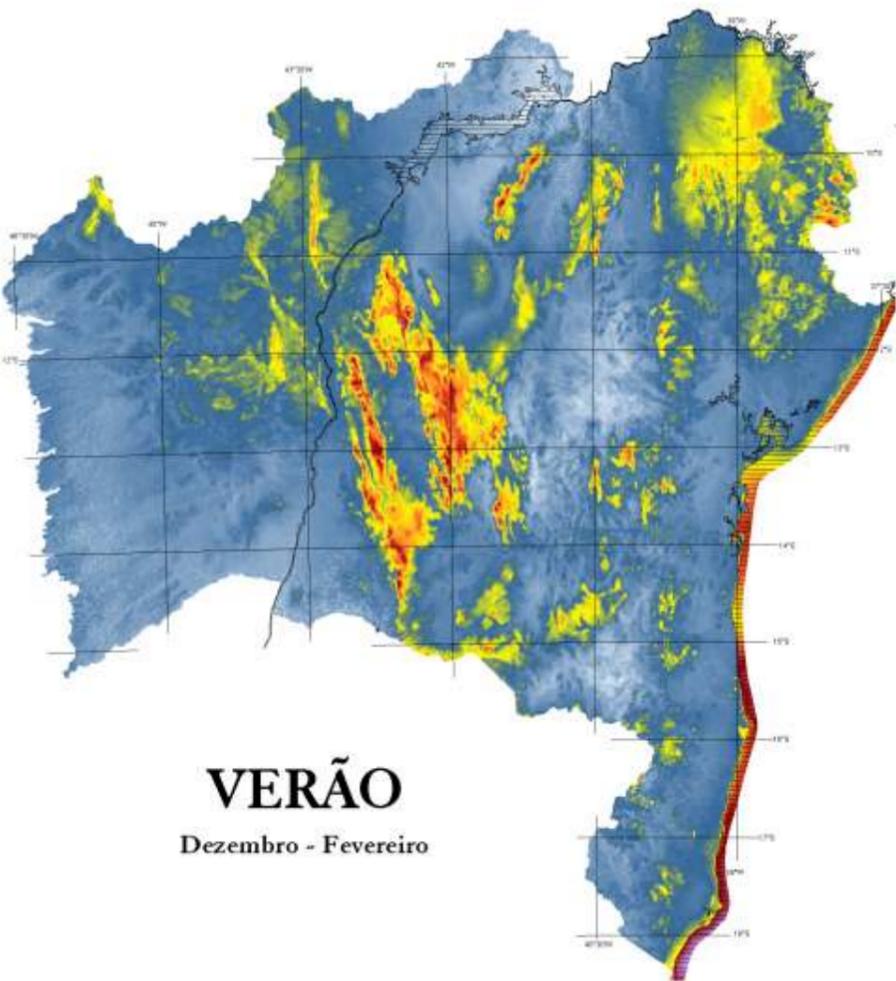


Potencial Eólico a 70m de Altura

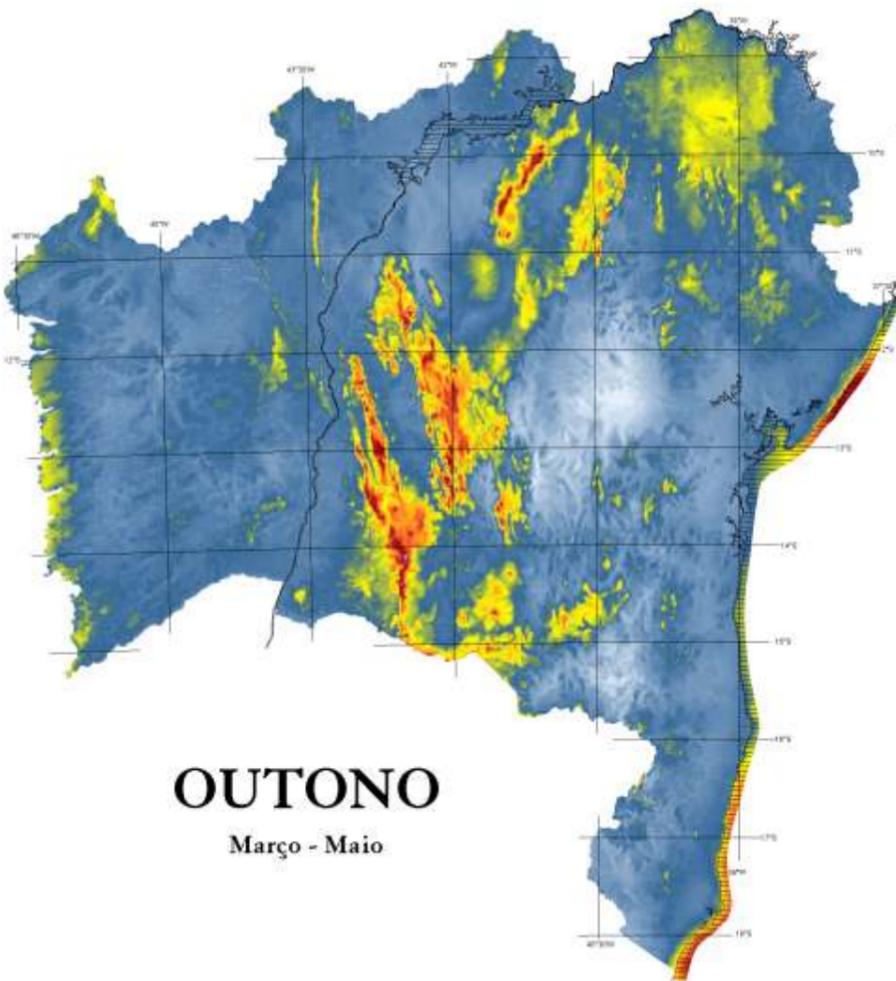


ESTADO DA BAHIA

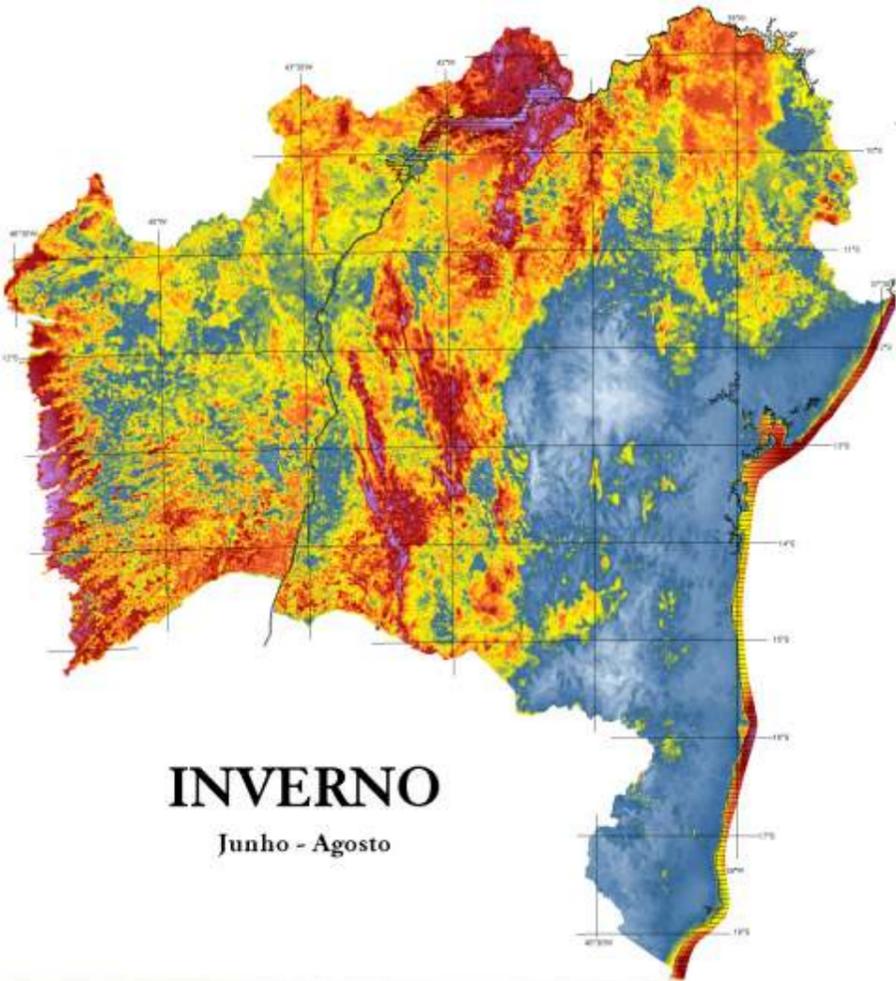
Atlas do Potencial Eólico



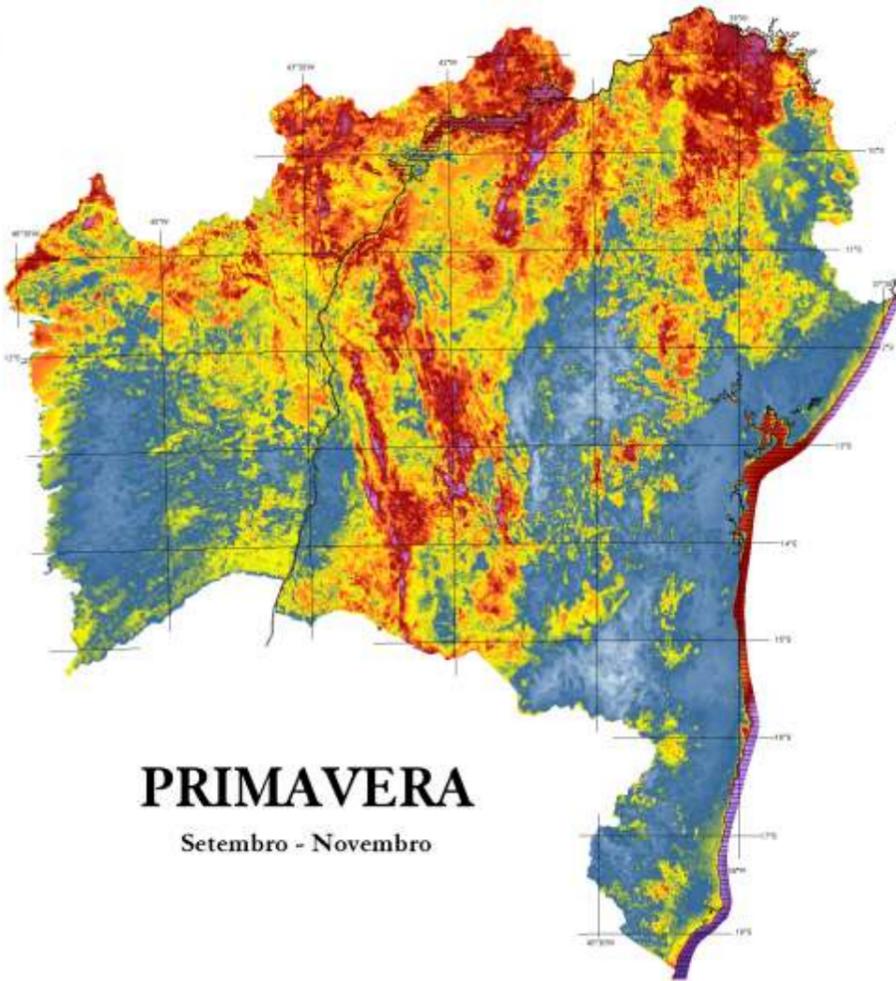
VERÃO
Dezembro - Fevereiro



OUTONO
Março - Maio

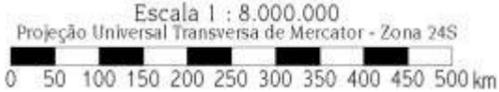


INVERNO
Junho - Agosto



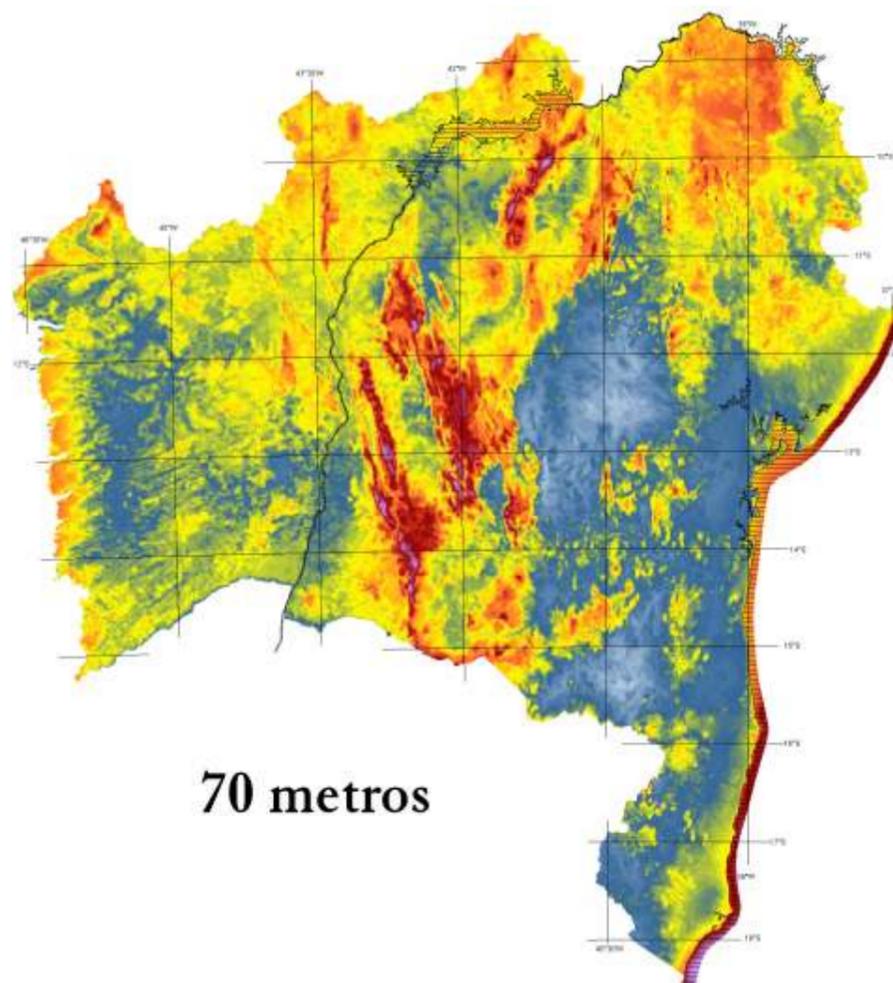
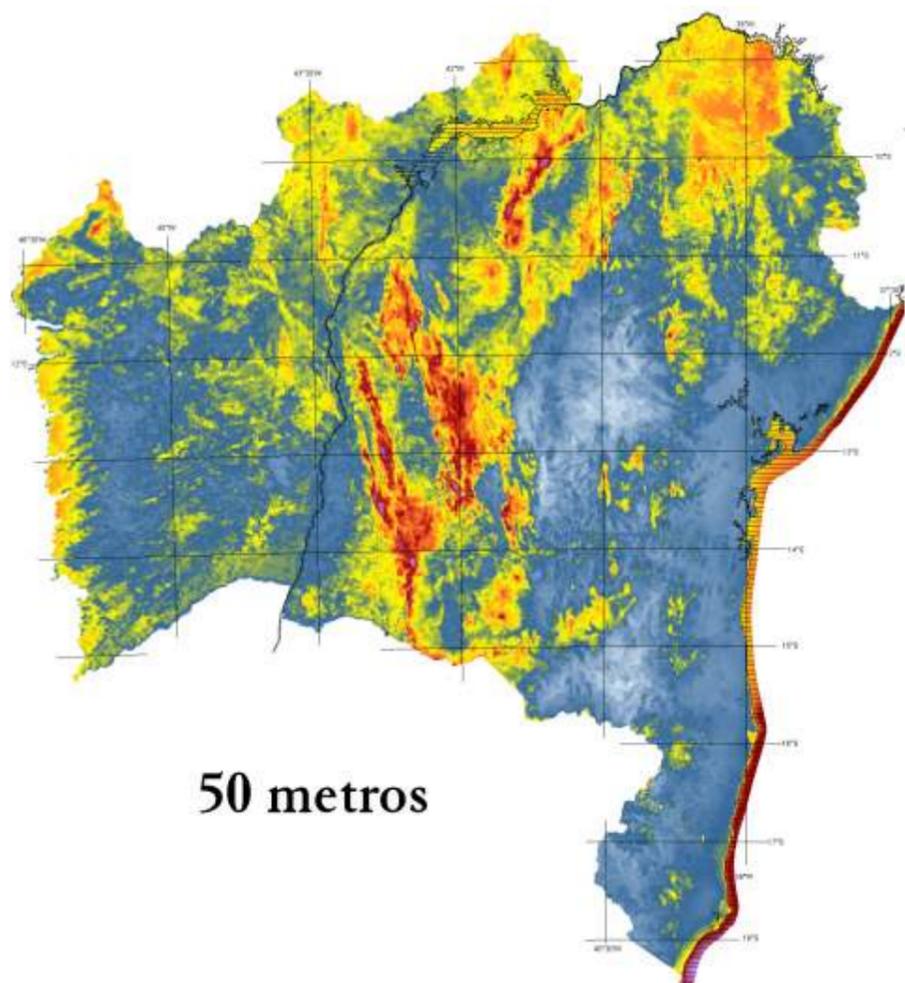
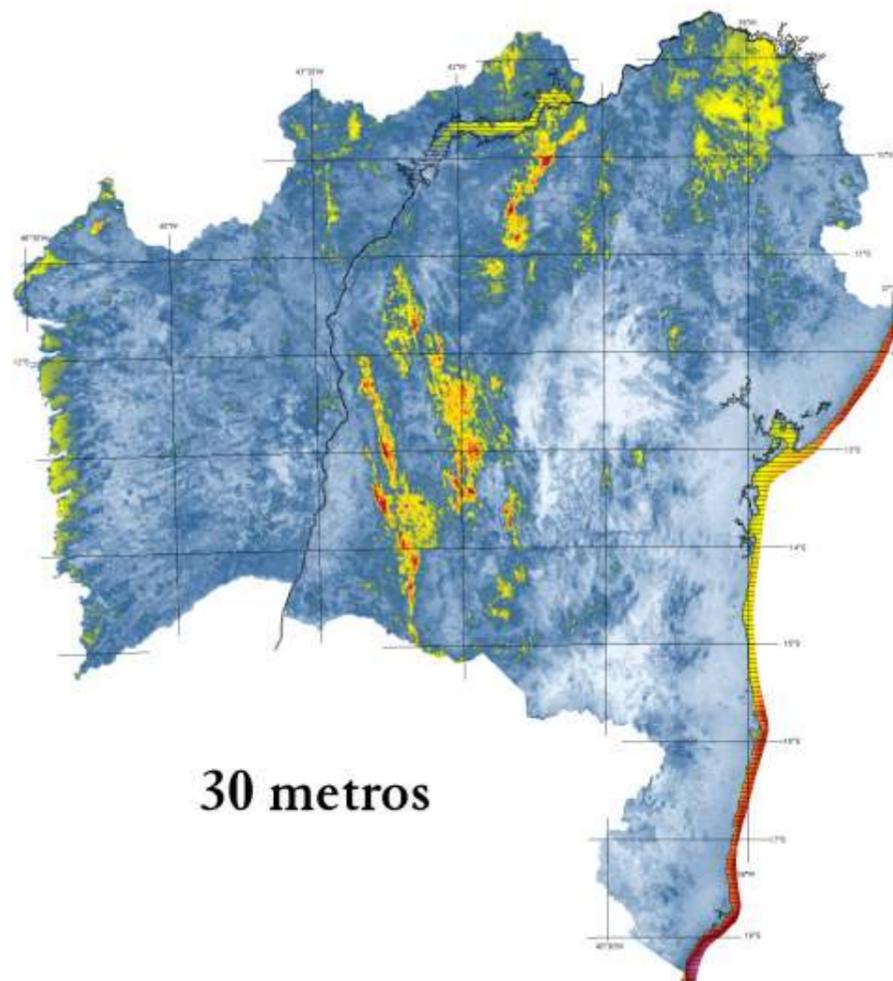
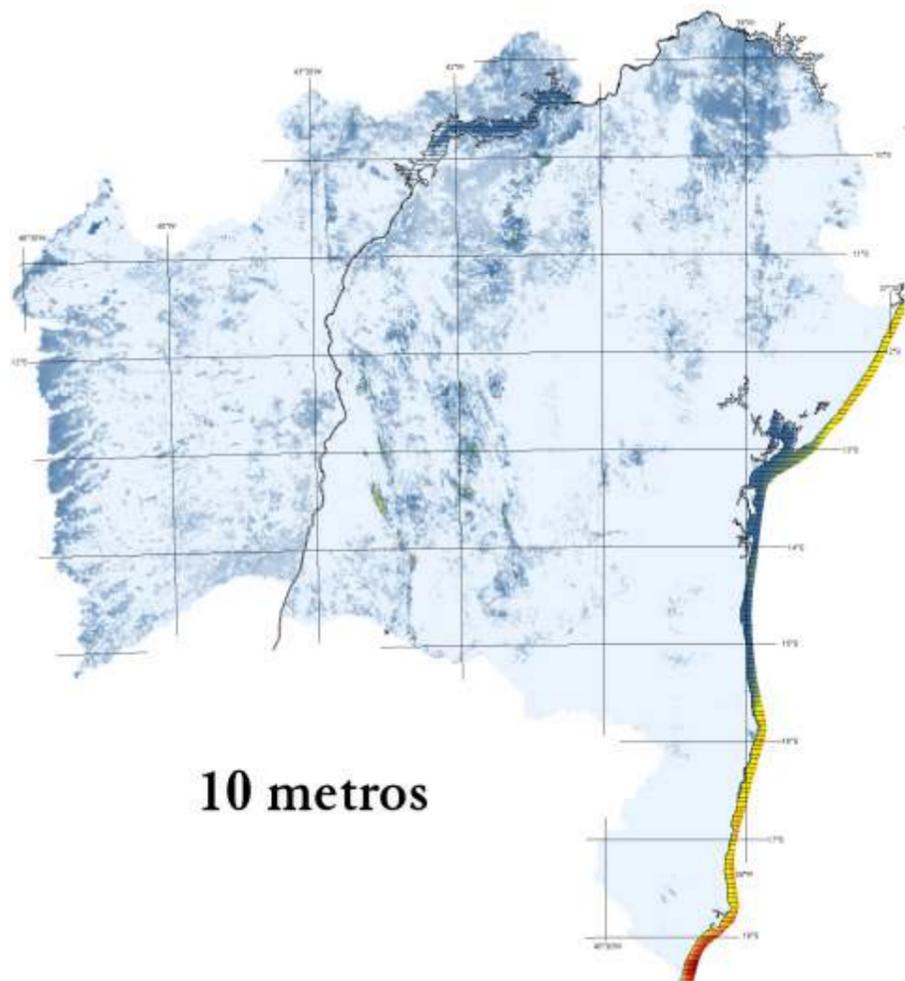
PRIMAVERA
Setembro - Novembro

Potencial Eólico Sazonal



ESTADO DA BAHIA

Atlas do Potencial Eólico



Potencial Eólico
x
Altura



Escala 1 : 8.000.000
Projeção Universal Transversa de Mercator - Zona 24S

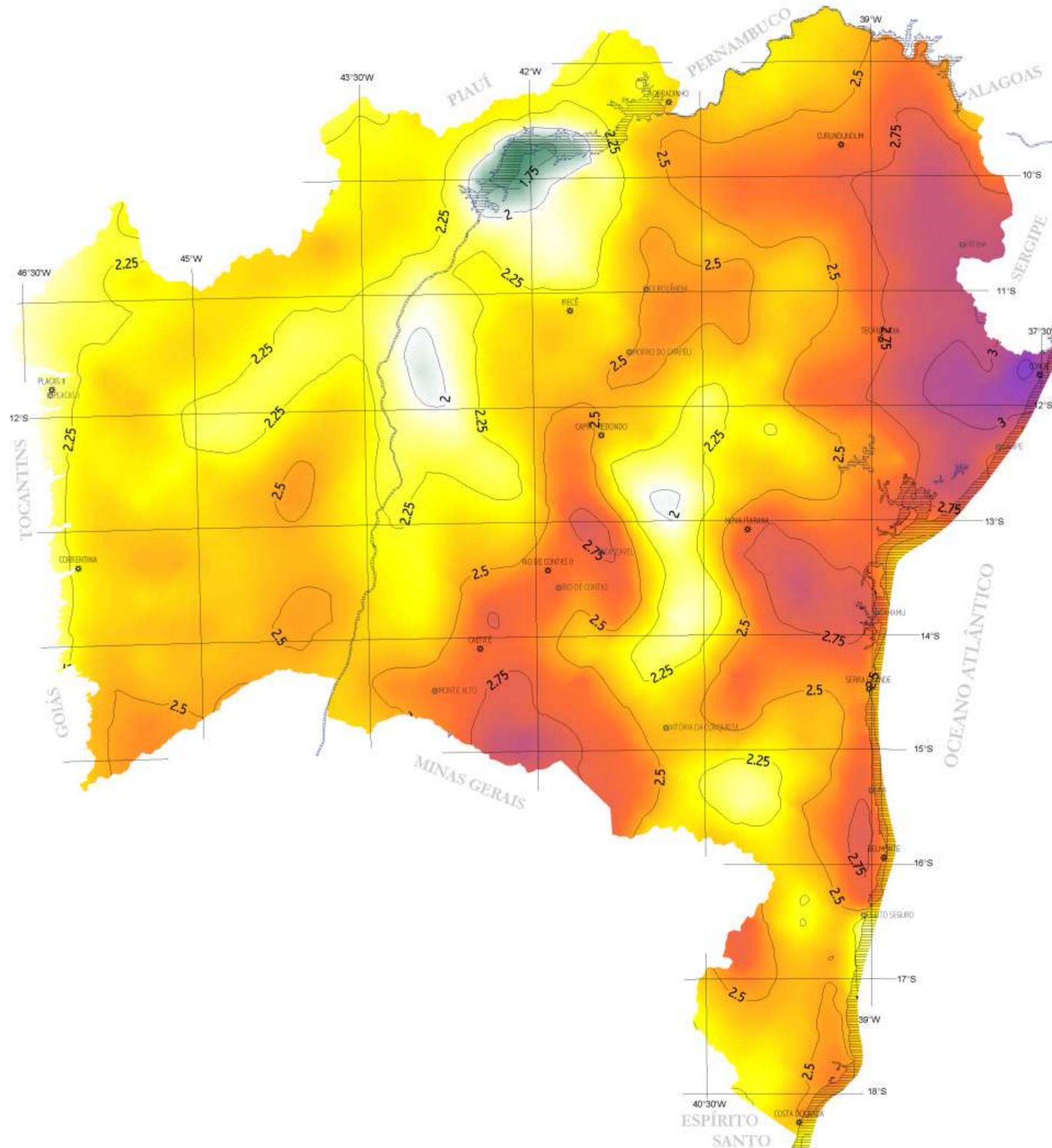
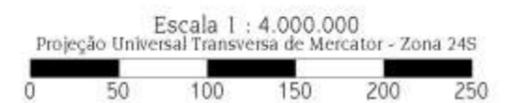
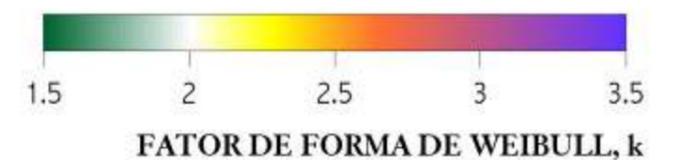
ESTADO DA BAHIA

Atlas do Potencial Eólico



Fator de Forma Weibull k

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



4.3 Potencial Eólico Estimado

Uma estimativa do potencial de geração eólio-elétrica no território da Bahia é possível a partir da integração dos mapas de velocidade média anual, calculados na resolução de 1km x 1km. Este cálculo leva em consideração as áreas disponíveis por faixas de velocidades de vento, taxas de ocupação de terreno por usinas eólicas, e desempenho de usinas eólicas típicas. Foram adotadas premissas conservativas dentro das margens de incerteza, conforme especificadas abaixo:

a) Em terreno plano e sem obstáculos, pode-se instalar adequadamente pelo menos 10 MW/km². Na prática podem existir restrições técnicas que reduzam, na média, essa taxa de ocupação de terreno: topografia desfavorável, áreas habitadas, difícil acesso, áreas alagáveis ou outras restrições de uso do solo. Assim, considerou-se como suficientemente conservativa a premissa de ocupação média de **2 MW/km²**;

b) Apesar de já existir a tecnologia de usinas eólicas *offshore*, **foram descartadas áreas cobertas por água**: lagos e represas, açudes, rios e mar;

c) Para faixas de velocidades médias anuais típicas de aproveitamento, superiores a 6 m/s, foram integradas as áreas correspondentes nos respectivos mapas, com resolução de 1km x 1km;

d) Foram adotadas faixas de 0,5 m/s para as velocidades médias anuais de vento, e o desempenho de turbinas eólicas no estado da arte (600kW para 50m de altura, e 1800kW para 70m de altura) foi **calculado para os limites inferiores de cada faixa**;

e) Como significativa parte do potencial eólico se encontra nas áreas elevadas das Chapadas, foi considerada uma densidade de ar correspondente a 1200m de altitude, 20°C de temperatura anual; um fator de disponibilidade de 95% também foi considerado;

Os resultados são apresentados na tabela 2:

ALTURA	INTEGRAÇÃO POR FAIXAS DE VELOCIDADES					INTEGRAÇÃO CUMULATIVA			
	VENTO [m/s]	ÁREA [km ²]	POTÊNCIA INSTALÁVEL [GW]	FATOR DE CAPACIDADE	ENERGIA ANUAL [TWh/ano]	VENTO [m/s]	ÁREA (CUMULATIVA) [km ²]	POTÊNCIA INSTALÁVEL [GW]	ENERGIA ANUAL [TWh/ano]
50m	6 - 6.5	77184	154.37	0.18	238.54	>6	92875	185.75	297.35
	6.5 - 7	12893	25.79	0.21	46.49	>6.5	15691	31.38	58.81
	7 - 7.5	2373	4.75	0.25	10.19	> 7 m/s	2798	5.60	12.32
	7.5 - 8	391	0.78	0.29	1.95	>7.5	425	0.85	2.14
	8 - 8.5	32	0.06	0.32	0.18	>8	34	0.07	0.19
	>8.5	2	0.00	0.36	0.01	>8.5	2	0.00	0.01
70m	6 - 6.5	156481	312.96	0.18	483.61	>6	191195	382.39	614.60
	6.5 - 7	27483	54.97	0.21	99.09	>6.5	34714	69.43	131.00
	7 - 7.5	6067	12.13	0.25	26.04	> 7 m/s	7231	14.46	31.90
	7.5 - 8	1062	2.12	0.29	5.29	>7.5	1164	2.33	5.86
	8 - 8.5	84	0.17	0.32	0.46	>8	102	0.20	0.57
	>8.5	18	0.04	0.36	0.11	>8.5	18	0.04	0.11

Tabela 2: Estimativa do potencial de geração eólio-elétrica na Bahia.

4.4 Análise

Tomando-se a velocidade média anual de 7 m/s como limiar típico de atratividade para a geração eólio-elétrica, nota-se na Tabela 2 que o potencial eólico estimado para a Bahia apresenta significativa expansão (da ordem de 2,5 vezes) quando se considera alturas de 70m ao invés de 50m. Essa expansão se dá principalmente pelo interior do Estado, e pode ser visualizada nos respectivos mapas temáticos. Considerando-se que a tendência da tecnologia aponta para turbinas com capacidade superior a 1 MW e alturas de torre iguais ou superiores a 70m, pode-se estimar o potencial eólico da Bahia como sendo da

ordem de 14.5 GW e 31.9 TWh/ano. Como comparação, a capacidade hidrelétrica instalada na Região Nordeste é hoje da ordem de 10 GW, com produção anual da ordem de 53 TWh/ano.

A magnitude do potencial eólico-elétrico estimado se deve à grande área territorial aproveitável: 7.231 km², com ocupação assumida de 2 MW/km². Como comparação, a capacidade hidrelétrica instalada na Região Nordeste, hoje da ordem de 10 GW, tem cerca de 5.800 km² de área alagável máxima, o que representa aproximadamente 1,75 MW/km². No caso eólico, a área utilizada pode permanecer disponível à atividade agropecuária original. Em termos de energia gerada, usinas hidrelétricas têm aproximadamente o

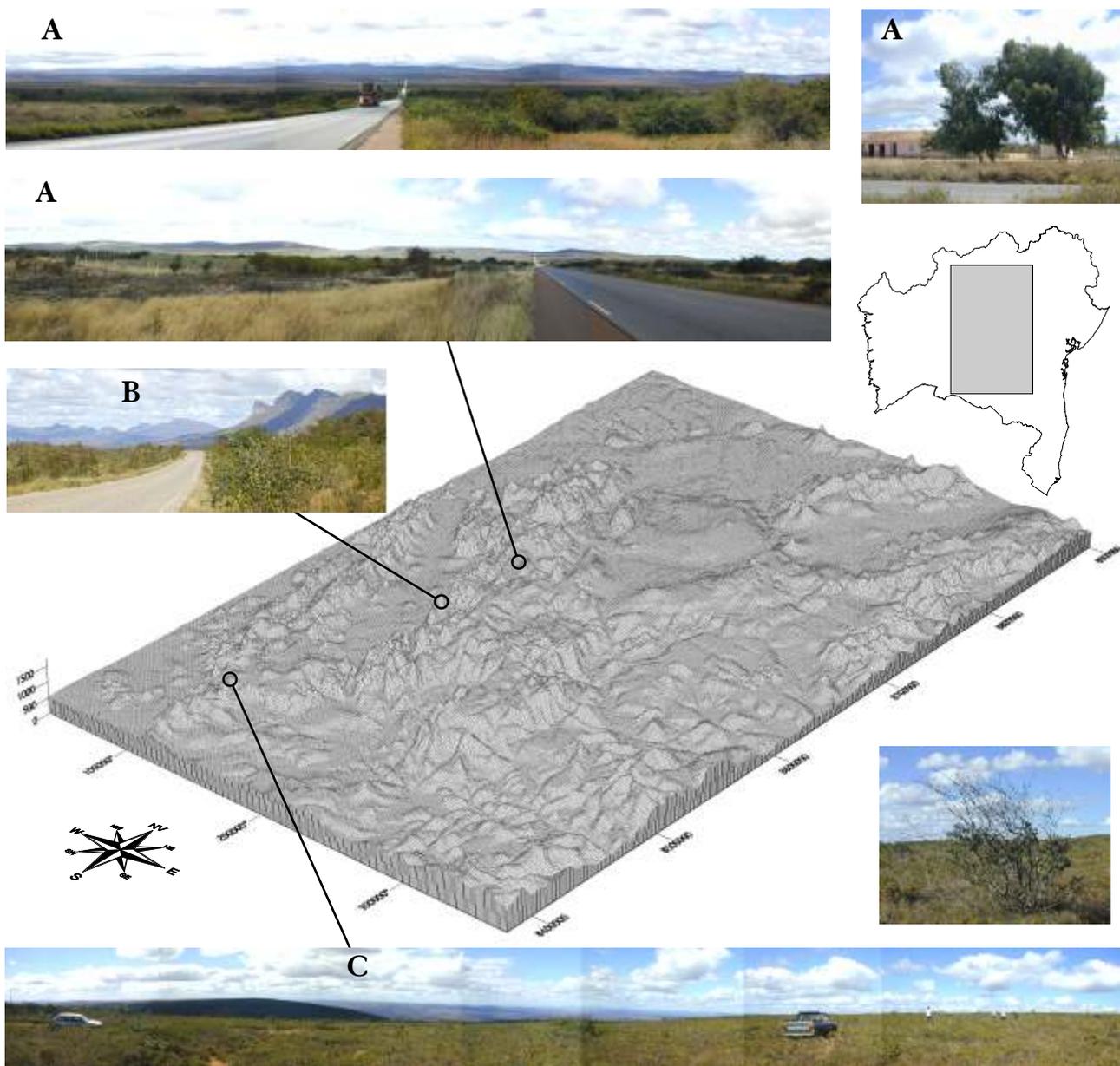


Fig. 23: Amostragens de características de relevo e rugosidade nas áreas elevadas centrais do Estado da Bahia.

dobro do fator de capacidade de usinas eólicas. Como visto nos mapas de potencial, parcela significativa do melhor potencial eólico da Bahia se encontra nas elevações da área central, formadas por serras e chapadas. Uma amostragem das características de relevo e rugosidade desta região é apresentada na Figura 23. Apesar de existirem muitas áreas com relevo extremamente complexo (Fig. 23B), foram constatadas ocorrências de extensas áreas de

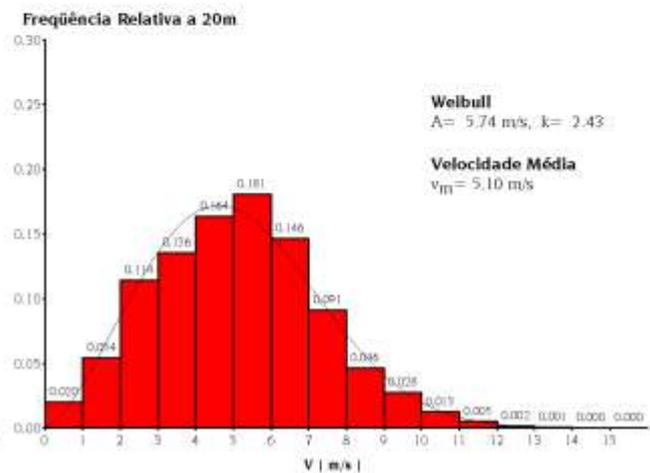
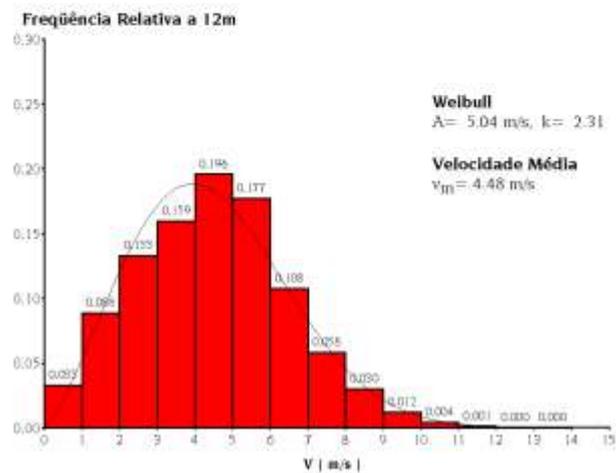
grande altitude com relevo e rugosidade bastante favoráveis (Fig. 23A e 23C), com indicadores biológicos de atividade eólica constante: vegetação com crescimento inclinado, pela ação contínua dos ventos ao longo dos anos. A foto 23C mostra a área da estação anemométrica COELBA em Caetitê, na ocasião da instalação da torre.

5. Referências

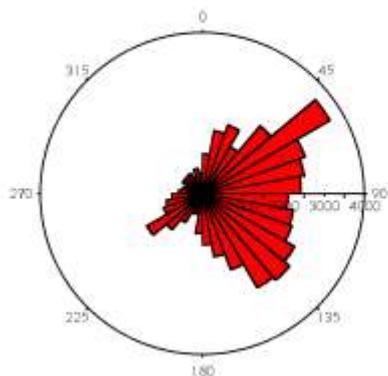
- 1 BASE DE INFORMAÇÕES MUNICIPAIS - BIM. IBGE, 2000.
- 2 LEGATES, D.R. and WILLMOTT, C.J. 1992. Monthly Average Surface Air Temperature and Precipitation. Digital Raster Data on a 30 minute Cartesian Orthonormal Geodetic (lat/long) 360x720grid. In: Global Ecosystems Database Version 2.0. Boulder, CO: NOAA National Geophysical Data Center. Forty-eight independent and four derived single-attribute spatial layers. 47,846,439 bytes in 194 files. [first published in 1989]
- 3 ANÁLISE DOS TRIBUTOS CLIMÁTICOS DO ESTADO DA BAHIA. Salvador, SEI, 1998. ISBN 85-85976-16-0.
4. POTENCIAL EÓLICO DA BAHIA. SEPLANTEC/INMET, 1979.
- 5 da LUZ, A.D. e PORTO, L.C.F. - O Programa de Energia Eólica da COELBA. Relatório 01/DPSGER/97.
- 6 KINEMAN and HASTINGS - Monthly Generalized Global Vegetation Index from NESDIS NOAA-9 Weekly GVI Data (APR 1985 - DEC 1988)
- 7 ENERGIA EÓLICA: INVENTÁRIO /TECNOLOGIA. Vol. II e V. Fontes Energéticas Brasileiras, CHESF, 1987.
- 8 FRANCHITO, S.H. e KOUSKY, V.E. - Um Modelo Numérico para Simulação das Circulações Locais, Aplicado à Região Costeira do Nordeste do Brasil. INPE-2270-PRE/051.
- 9 ROCHA, N.A., SCHULTZ, D., BITTENCOURT, R., do AMARANTE, O.A.C. e SUGAI, M. - Estabilização Sazonal da Oferta de Energia Através da Complementaridade Entre os Regimes Hidrológico e Eólico. XV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Grupo de Planejamento de Sistemas Elétricos. Foz do Iguaçu, PR - 17-22 Out. 1999.
- 10 PETERSEN, N., MORTENSEN, N.G., LANDBERG, L, HOEJSTRUP, J. and FRANK, H.P. - Wind Power Meteorology. Part I: Climate and Turbulence. Wind Energy, vol. 1. nr. 1, pgs.2-22. Wiley InterScience, 1998.
- 11 PETERSEN, N., MORTENSEN, N.G., LANDBERG, L, HOEJSTRUP, J. and FRANK, H.P. - Wind Power Meteorology. Part II: Siting and Models. Wind Energy, vol. 1. nr.2, pgs.55-72, Wiley InterScience, 1998.
- 12 WEGLEY, H.L., et al - Improving the Performance of Mass-Consistent Numerical Models Using Optimization Techniques. Journal of Climate and Applied Meteorology, Vol.26, No.6, June 1987.
- 13 MARKUS, M., BAILEY, B. - Survey of Wind Flow Models. National Renewable Energy Laboratory, TAT5-15208-01, October 1996.
- 14 BARNARD, J.C. - An Evaluation of Three Models Designed for Siting Wind Turbines in Areas of Complex Terrain. Solar Energy, Vol. 46. No.5 pp 283-294, 1991.
- 15 Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. DEWI Magazin, nr.19, August 2001.
- 16 BITTENCOURT, R., ALMEIDA G. e CARPENTIERI, E. - Potencial Eólico no Litoral do Ceará e Rio Grande do Norte para Geração de Energia Elétrica. DEFA-EO-RT-002/96 rev.1, CHESF, Out. 1996.
- 17 BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL 2000 - Ano Base 1999. DNDE Secretaria de Energia, Ministério de Minas e Energia. Brasília, 2000.
- 18 SIPOT2000 - Banco de dados hidrológicos - ELETROBRAS, 2000.
- 19 Relatório CHESF-SCEL-GTAS 02/99 de Março/Abril de 1999.
- 20 Estudos Energéticos para a Usina Eólica de Palmas. COPEL - Relatório CNPG 22/97.
- 21 do AMARANTE, O.A.C., SCHULTZ, D., BITTENCOURT, R. e ROCHA, N. - Wind/Hydro Complementary Seasonal Regimes in Brazil. DEWEK2000, Wilhelmshaven, 2000.

APÊNDICE I
SUMÁRIOS ANEMOMÉTRICOS COELBA

ESTATÍSTICAS DE VELOCIDADE DE VENTO

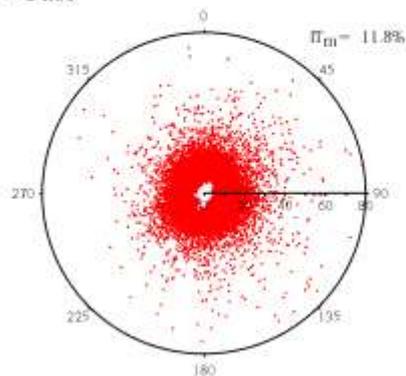


DIREÇÕES DE VENTO A 20m (em no. de ocorrências)

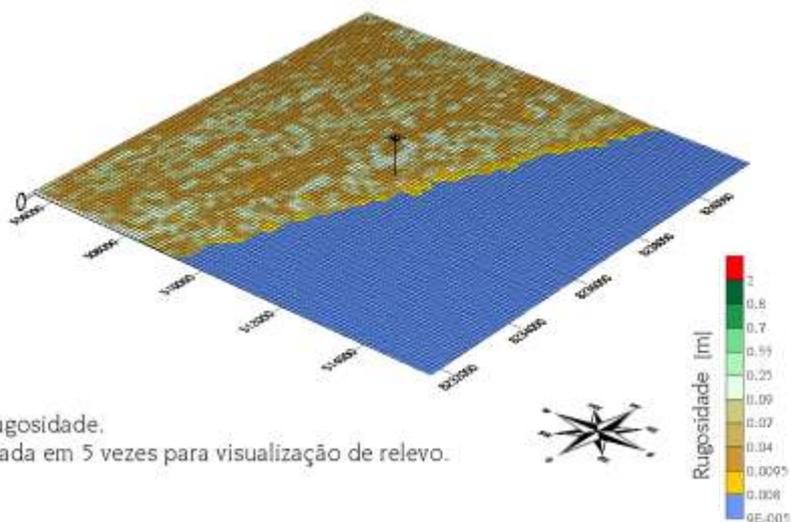
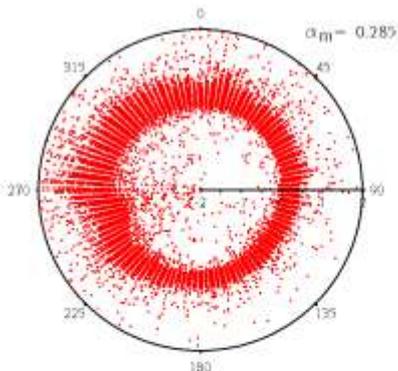


INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA A 20m (%)

$v \geq 2$ m/s

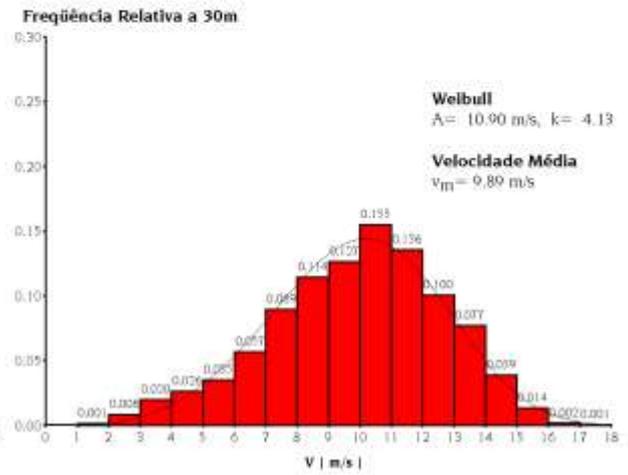
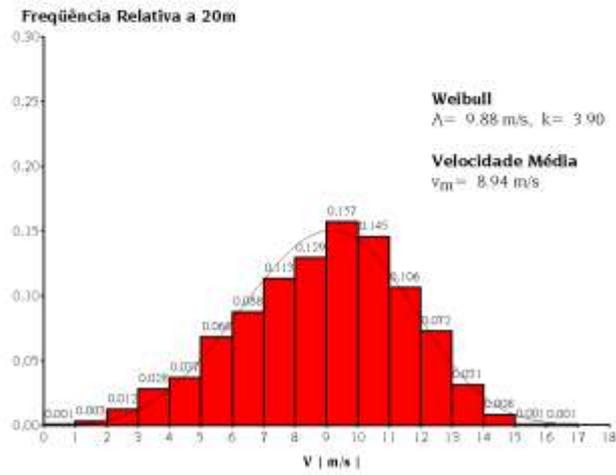


EXPOENTE DE CAMADA LIMITE (α)

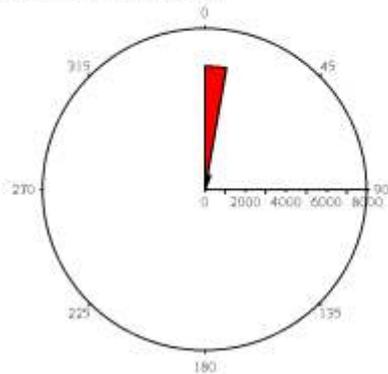


Modelo Digital de Rugosidade.
Escala vertical ampliada em 5 vezes para visualização de relevo.

ESTATÍSTICAS DE VELOCIDADE DE VENTO



DIREÇÕES DE VENTO (em no. de ocorrências)
 * Falha no sensor de direção.



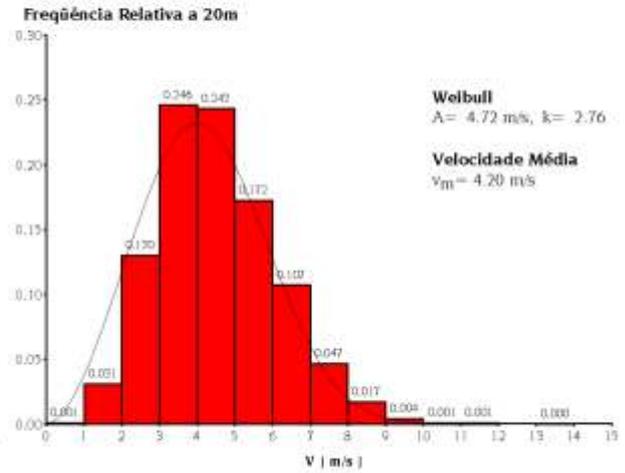
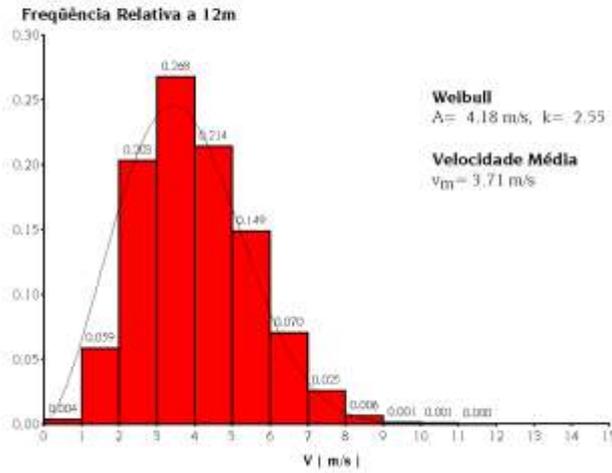
INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA A 30m (%)
 $v \geq 2 \text{ m/s}$

$T_m = 10.0\%$

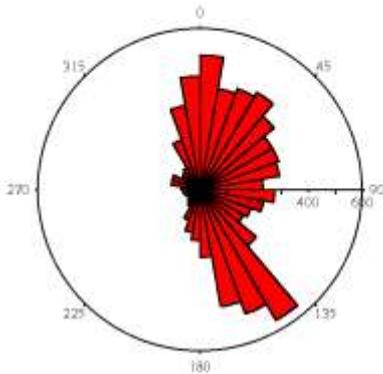
EXPOENTE DE CAMADA LIMITE (α)

$\alpha_m = 0.275$

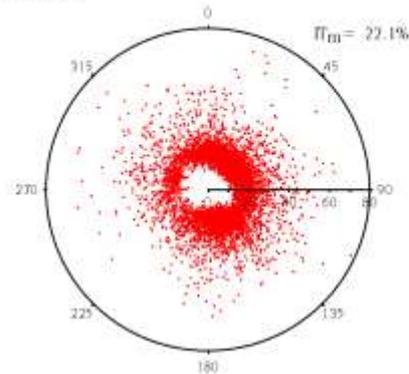
ESTATÍSTICAS DE VELOCIDADE DE VENTO



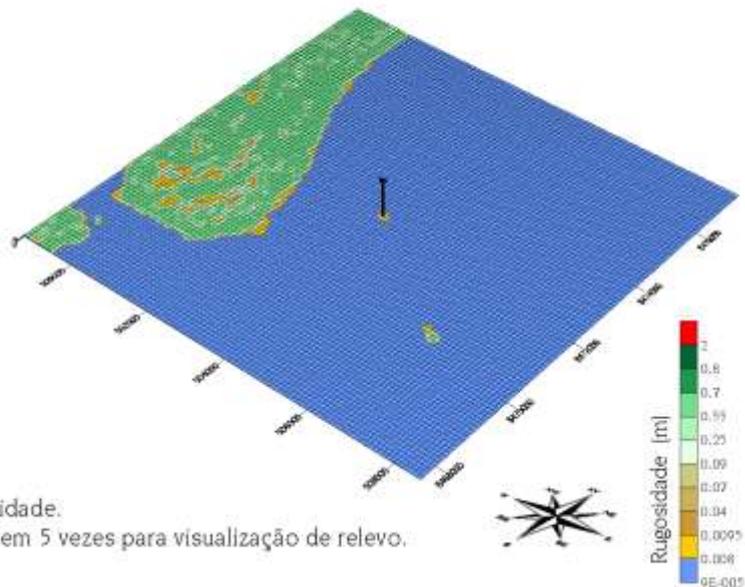
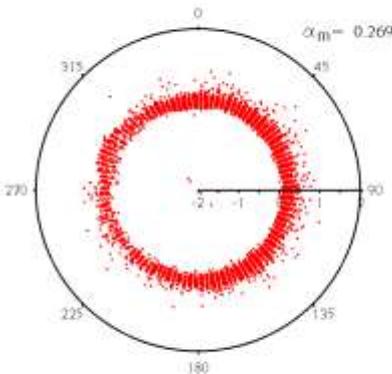
DIREÇÕES DE VENTO A 20m (em no. de ocorrências)



INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA A 20m (%)
 $v \geq 2 \text{ m/s}$

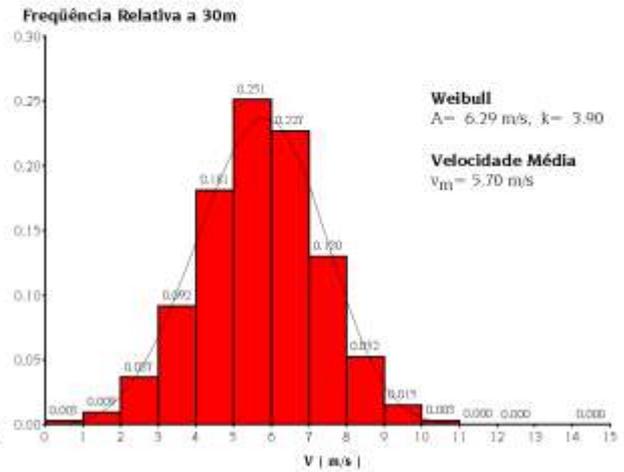
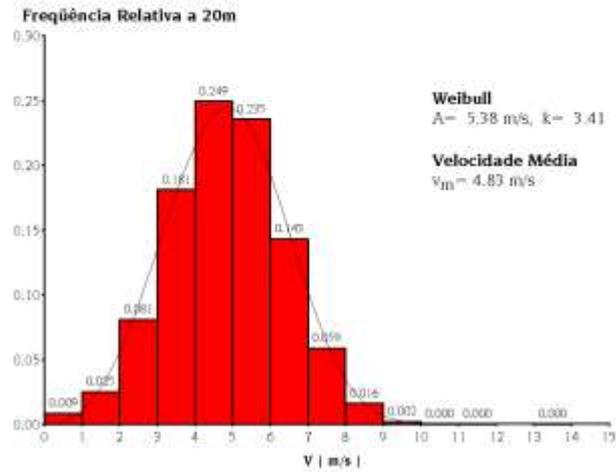


EXPOENTE DE CAMADA LIMITE (α)

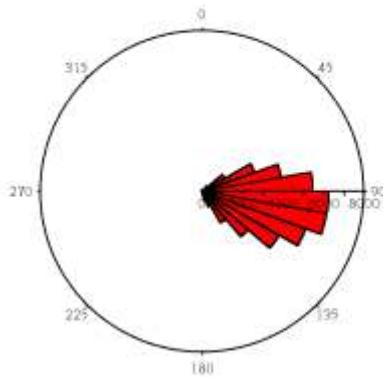


Modelo Digital de Rugosidade.
 Escala vertical ampliada em 5 vezes para visualização de relevo.

ESTATÍSTICAS DE VELOCIDADE DE VENTO

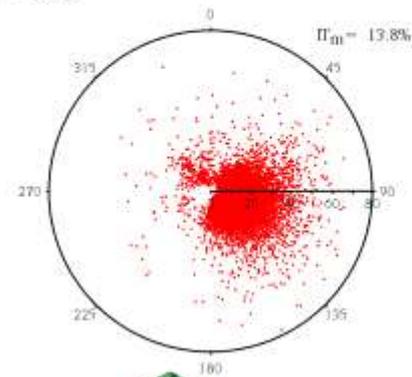


DIREÇÕES DE VENTO A 30m (em no. de ocorrências)

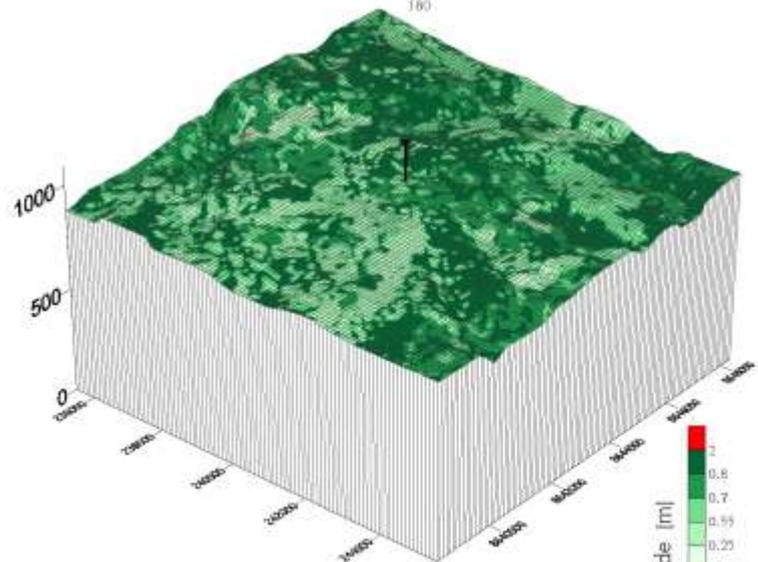
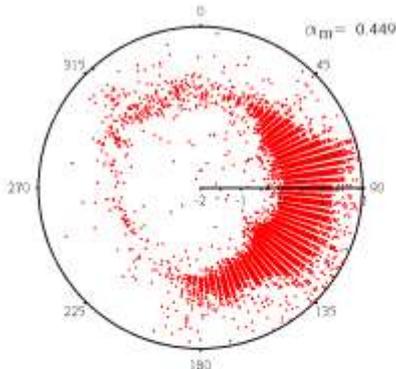


INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA A 30m (%)

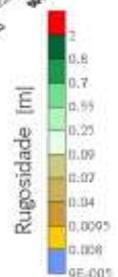
$v \geq 2 \text{ m/s}$



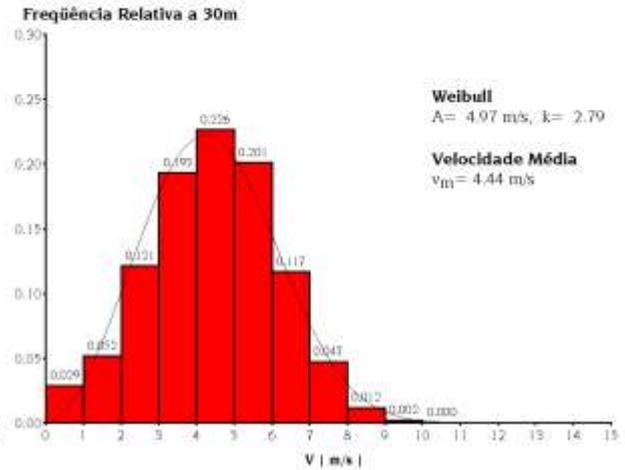
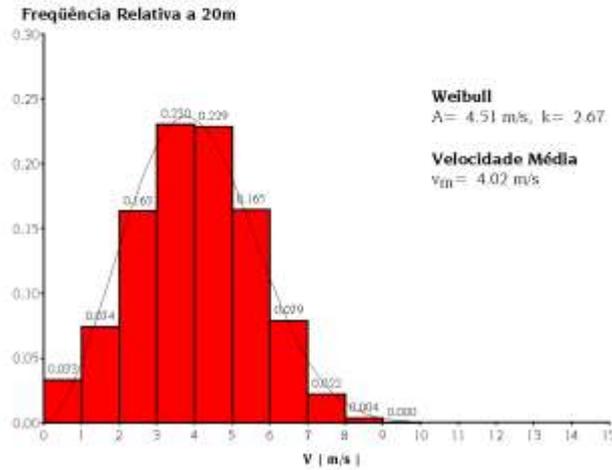
EXPOENTE DE CAMADA LIMITE (α)



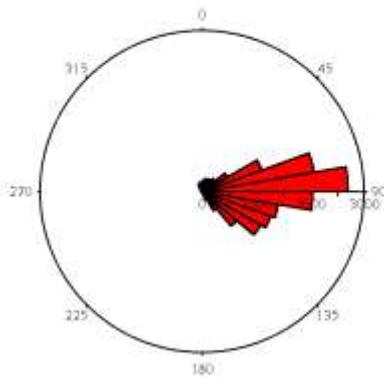
Modelo Digital de Rugosidade.
 Escala vertical ampliada em 5 vezes para visualização de relevo.



ESTATÍSTICAS DE VELOCIDADE DE VENTO

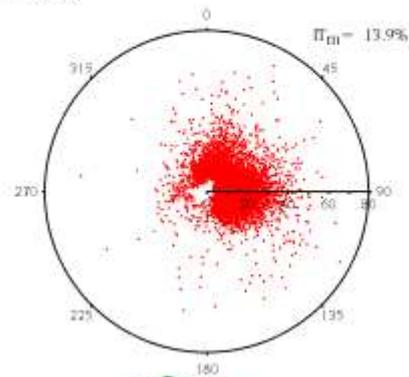


DIREÇÕES DE VENTO A 30m (em no. de ocorrências)

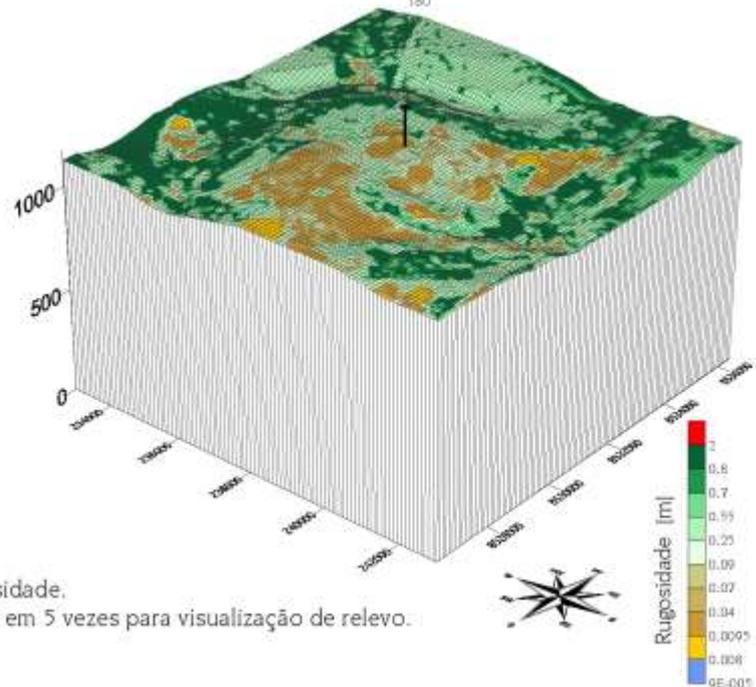
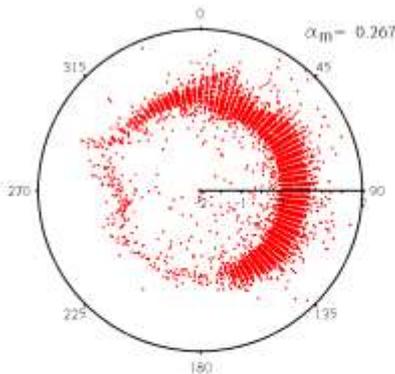


INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA A 30m (%)

$v \geq 2$ m/s

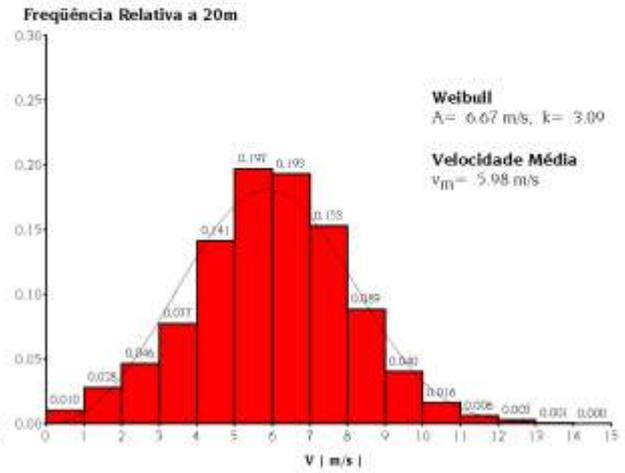
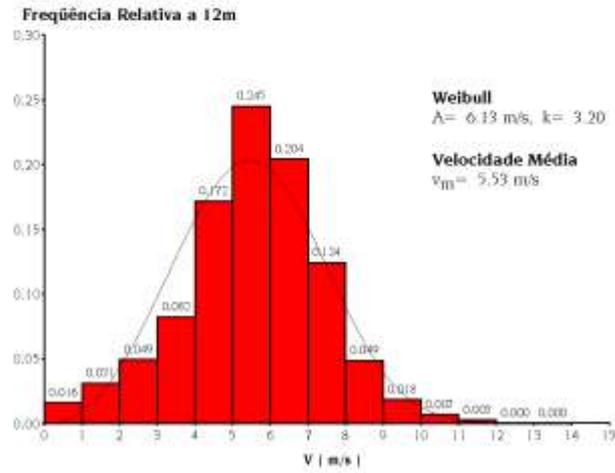


EXPOENTE DE CAMADA LIMITE (α)

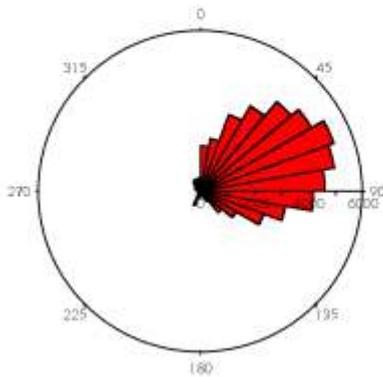


Modelo Digital de Rugosidade.
Escala vertical ampliada em 5 vezes para visualização de relevo.

ESTATÍSTICAS DE VELOCIDADE DE VENTO

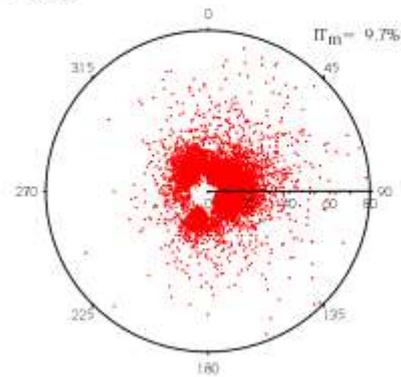


DIREÇÕES DE VENTO A 20m (em no. de ocorrências)

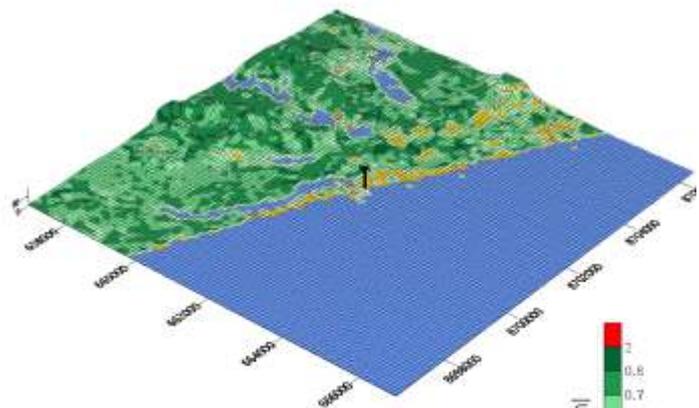
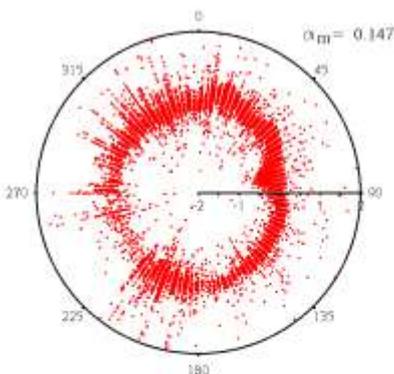


INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA A 20m (%)

$v \geq 2 \text{ m/s}$



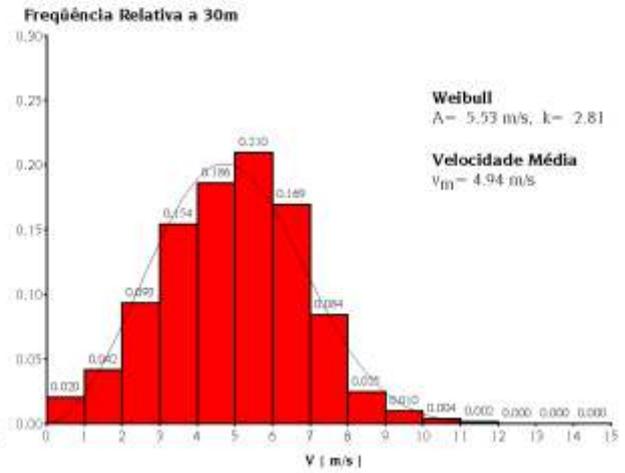
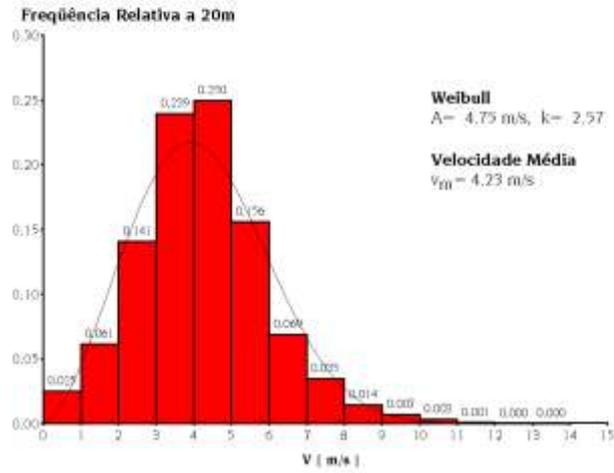
EXPOENTE DE CAMADA LIMITE (α)



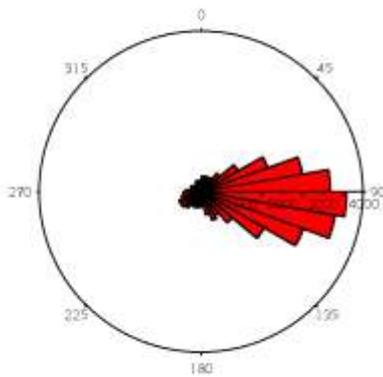
Modelo Digital de Rugosidade.
 Escala vertical ampliada em 5 vezes para visualização de relevo.



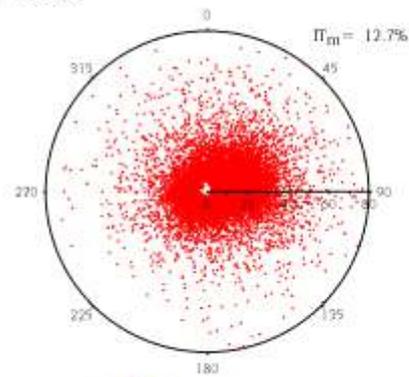
ESTATÍSTICAS DE VELOCIDADE DE VENTO



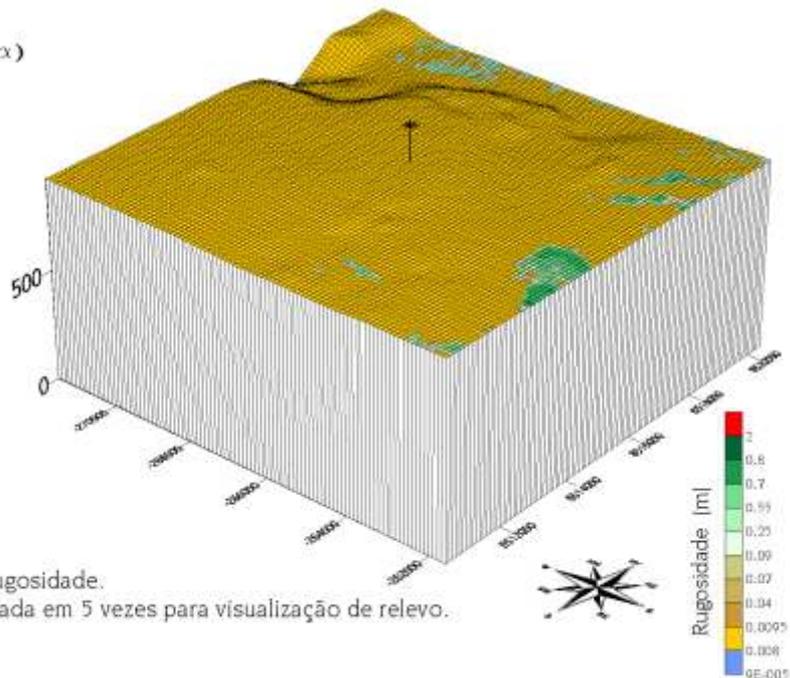
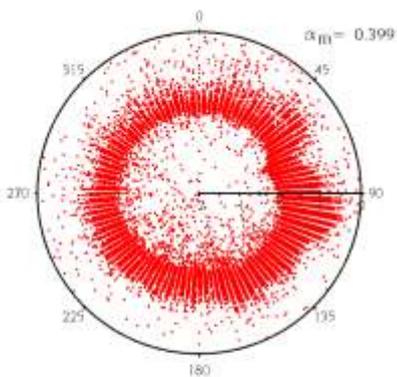
DIREÇÕES DE VENTO A 30m (em no. de ocorrências)



INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA A 30m (%)
 $v \geq 2 \text{ m/s}$

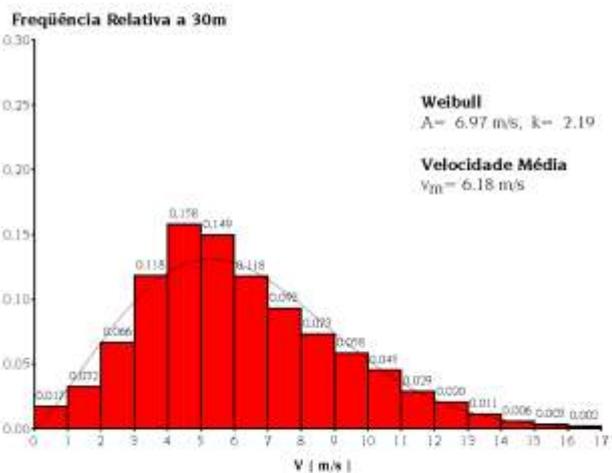
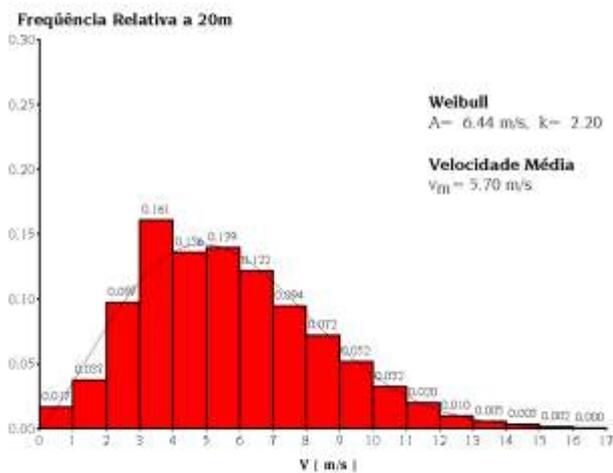


EXPOENTE DE CAMADA LIMITE (α)

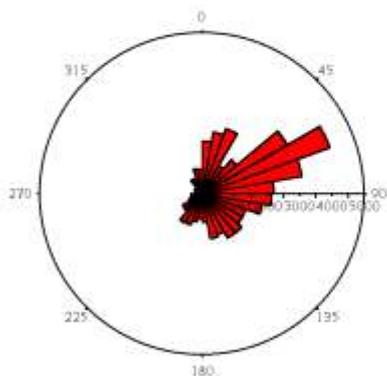


Modelo Digital de Rugosidade.
 Escala vertical ampliada em 5 vezes para visualização de relevo.

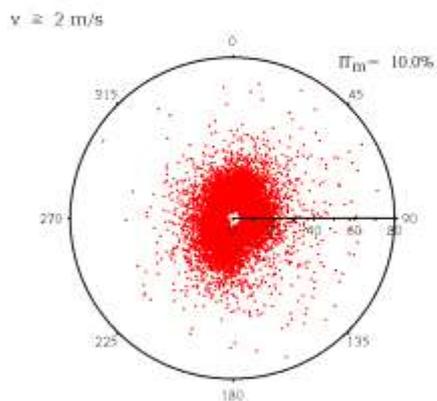
ESTATÍSTICAS DE VELOCIDADE DE VENTO



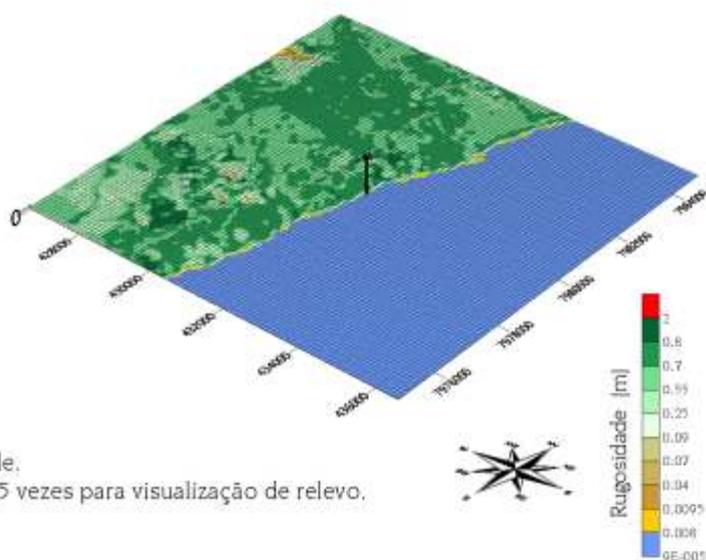
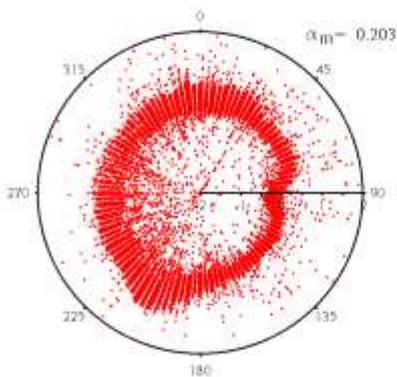
DIREÇÕES DE VENTO A 30m (em no. de ocorrências)



INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA A 30m (%)

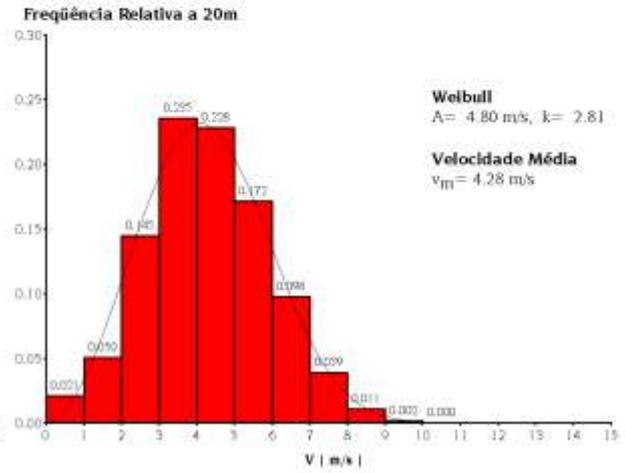
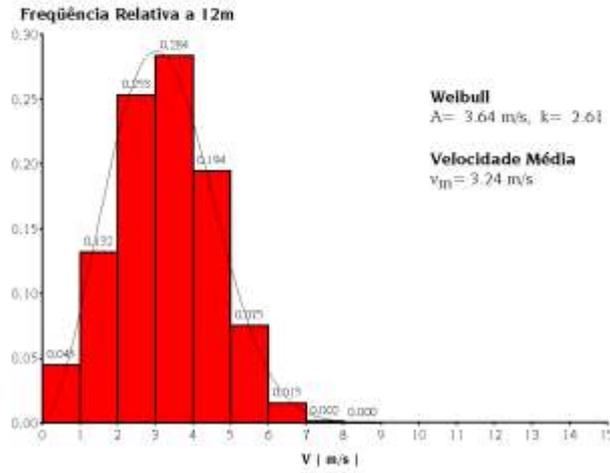


EXPOENTE DE CAMADA LIMITE (α)

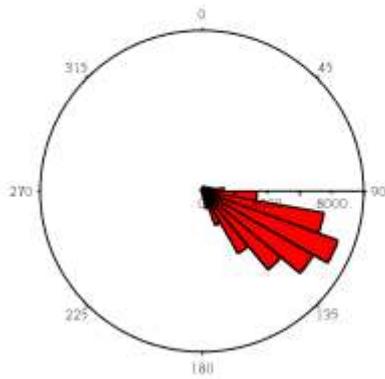


Modelo Digital de Rugosidade.
Escala vertical ampliada em 5 vezes para visualização de relevo.

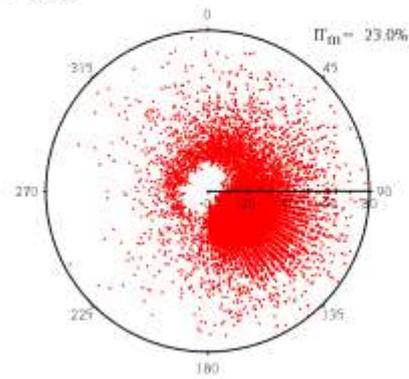
ESTATÍSTICAS DE VELOCIDADE DE VENTO



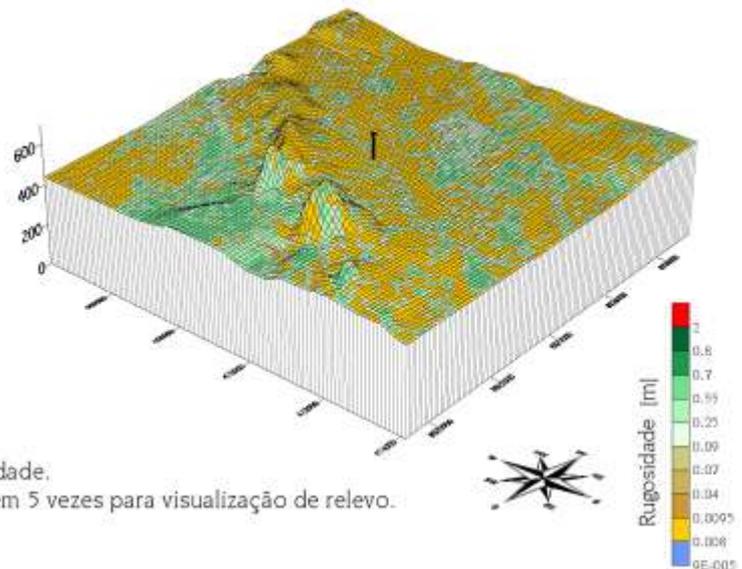
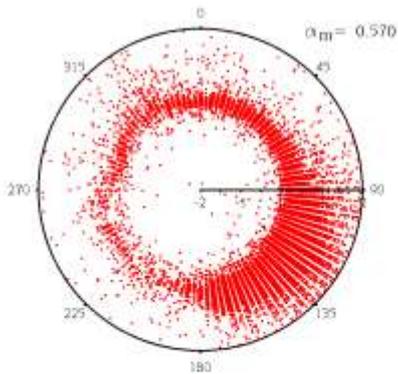
DIREÇÕES DE VENTO A 20m (em no. de ocorrências)



INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA A 20m (%)
 $v \geq 2 \text{ m/s}$

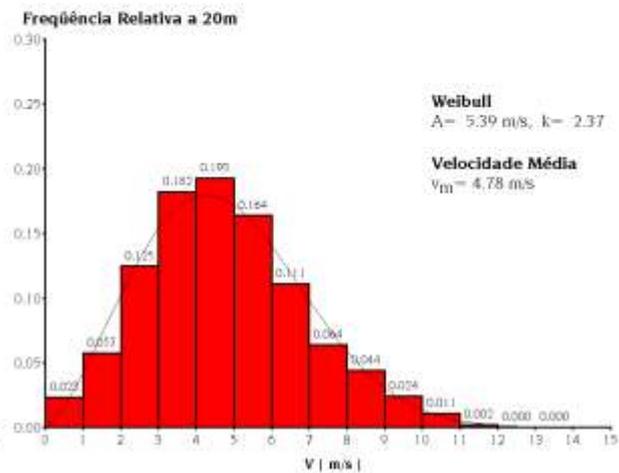
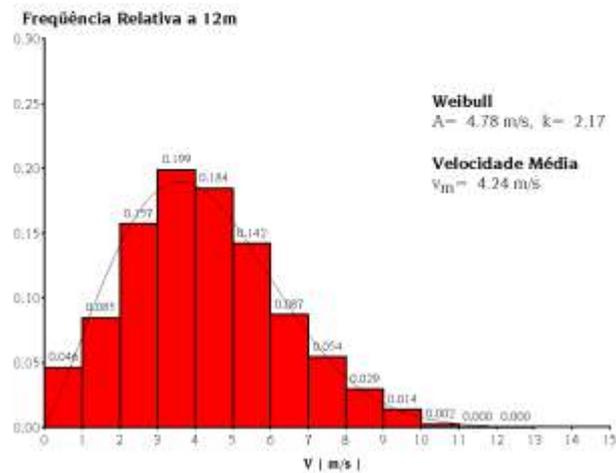


EXPOENTE DE CAMADA LIMITE (α)

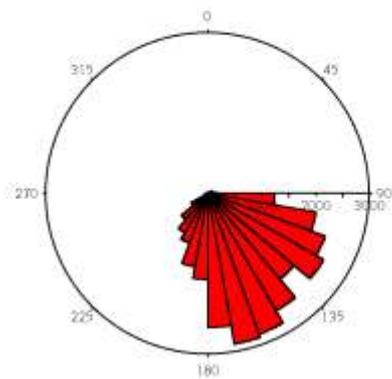


Modelo Digital de Rugosidade.
 Escala vertical ampliada em 5 vezes para visualização de relevo.

ESTATÍSTICAS DE VELOCIDADE DE VENTO

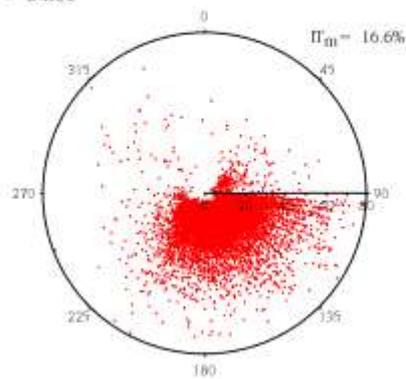


DIREÇÕES DE VENTO A 20m (em no. de ocorrências)

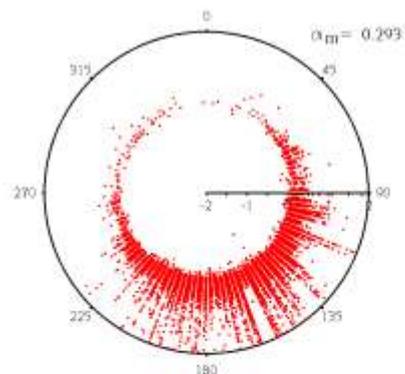


INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA A 20m (%)

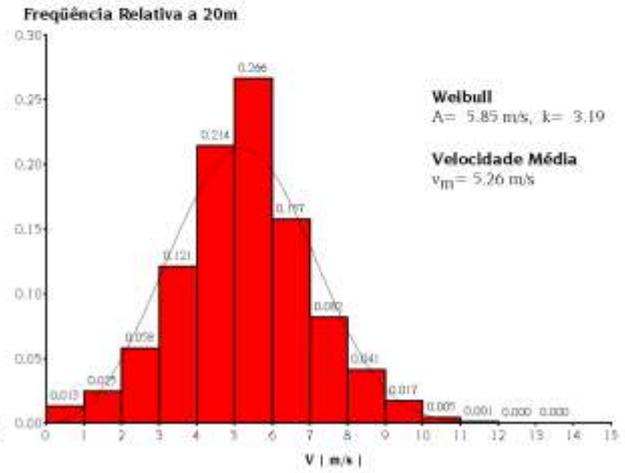
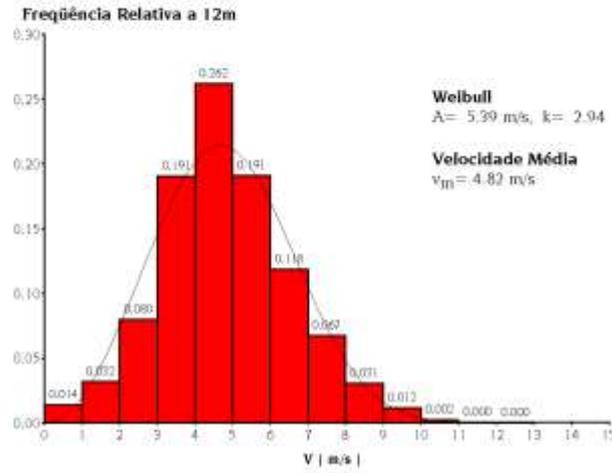
$v \geq 2$ m/s



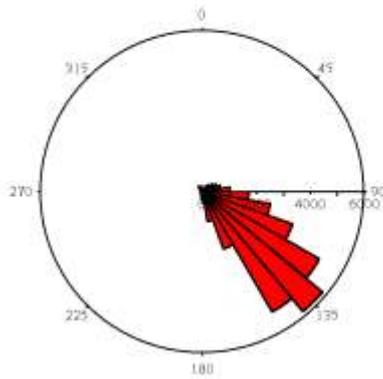
EXPOENTE DE CAMADA LIMITE (α)



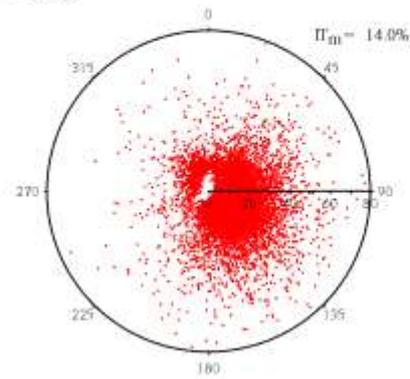
ESTATÍSTICAS DE VELOCIDADE DE VENTO



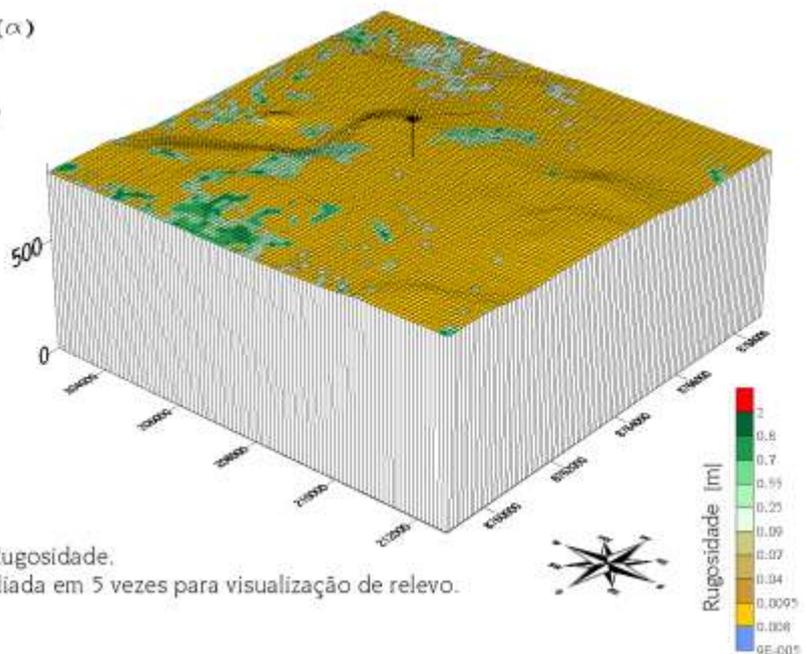
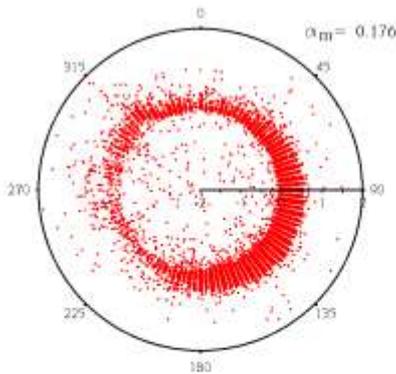
DIREÇÕES DE VENTO A 12m (em no. de ocorrências)



INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA A 20m (%)
 $v \geq 2$ m/s

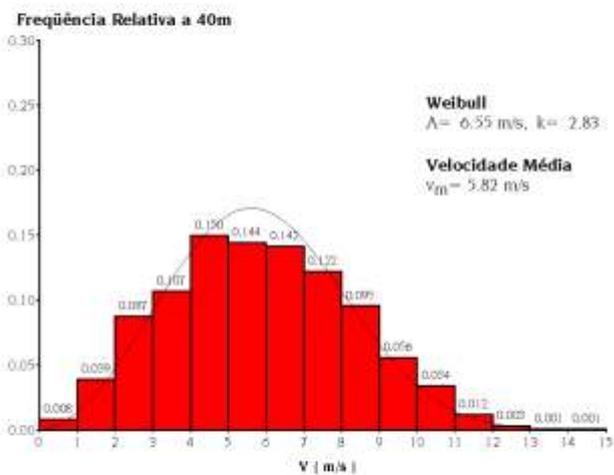
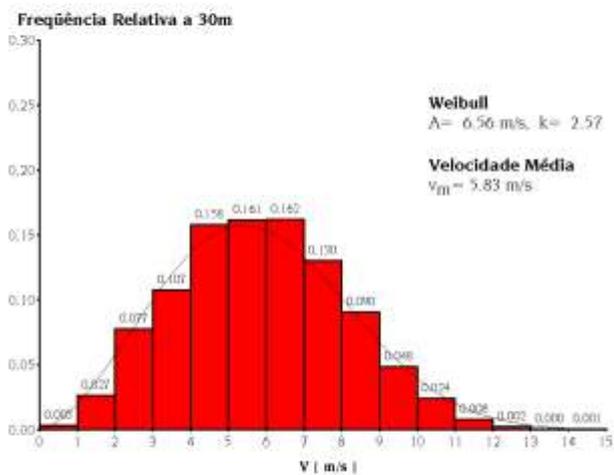


EXPOENTE DE CAMADA LIMITE (α)

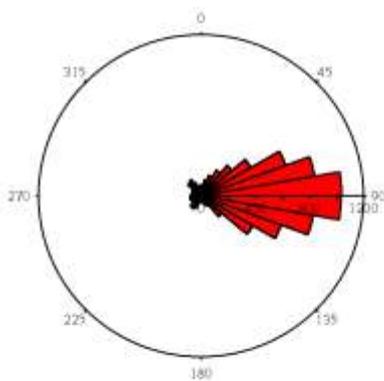


Modelo Digital de Rugosidade.
Escala vertical ampliada em 5 vezes para visualização de relevo.

ESTATÍSTICAS DE VELOCIDADE DE VENTO

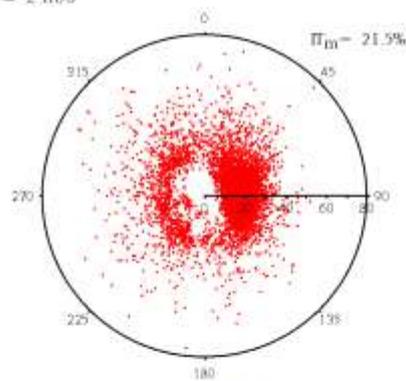


DIREÇÕES DE VENTO A 40m (em no. de ocorrências)

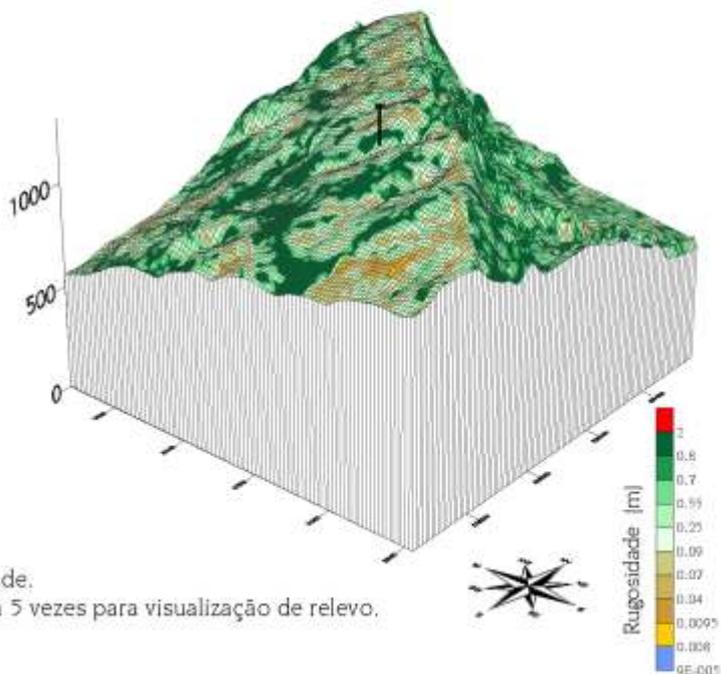
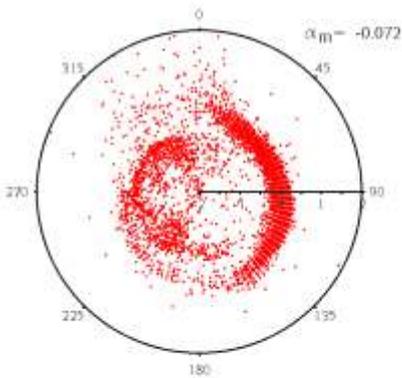


INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA A 40m (%)

$v \geq 2$ m/s

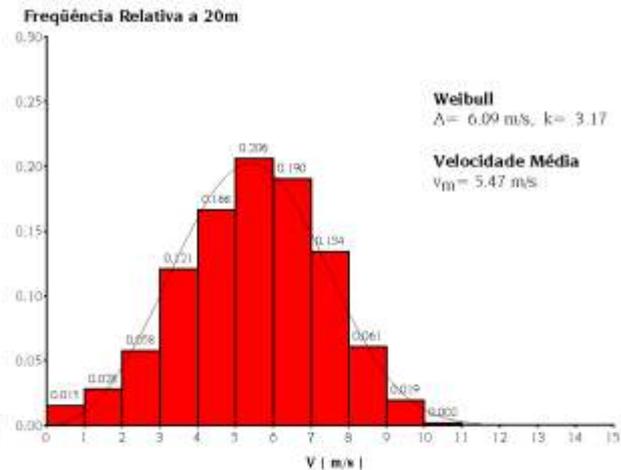
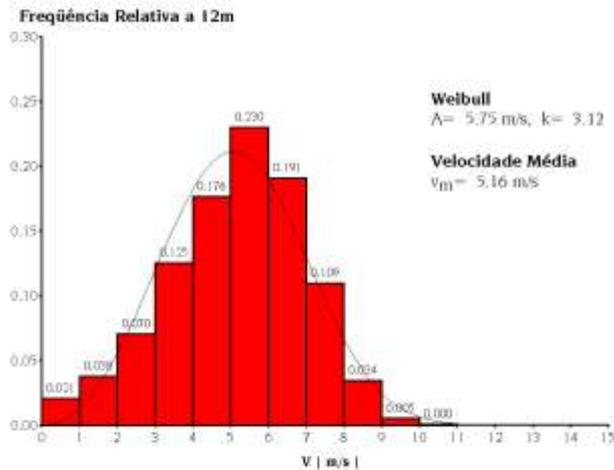


EXPOENTE DE CAMADA LIMITE (α)

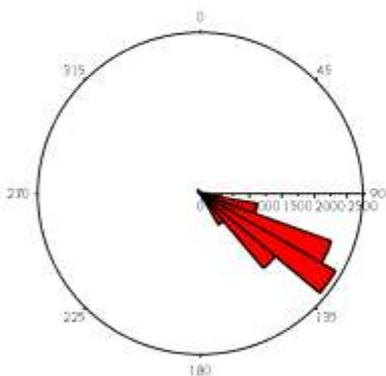


Modelo Digital de Rugosidade.
Escala vertical ampliada em 5 vezes para visualização de relevo.

ESTATÍSTICAS DE VELOCIDADE DE VENTO

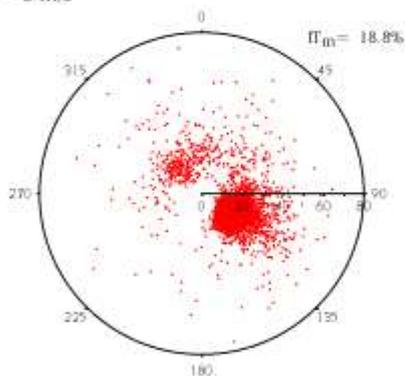


DIREÇÕES DE VENTO A 20m (em no. de ocorrências)

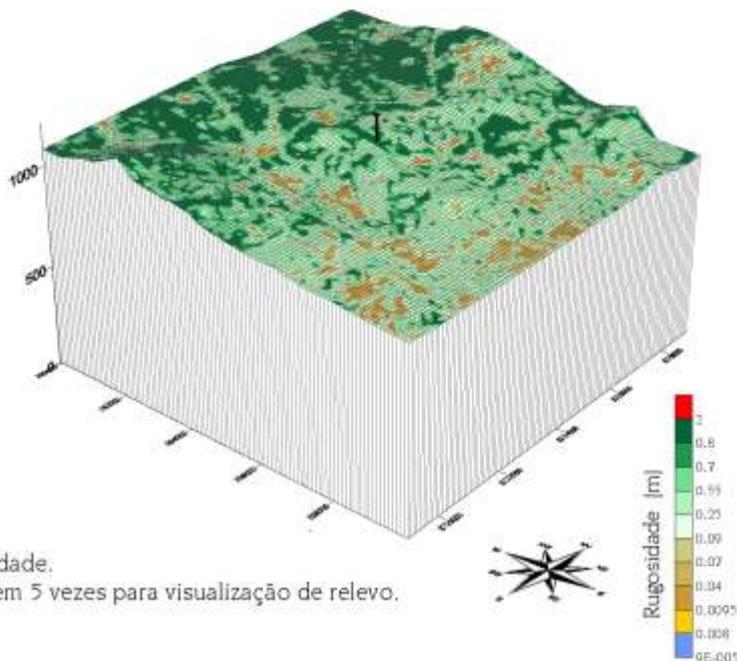
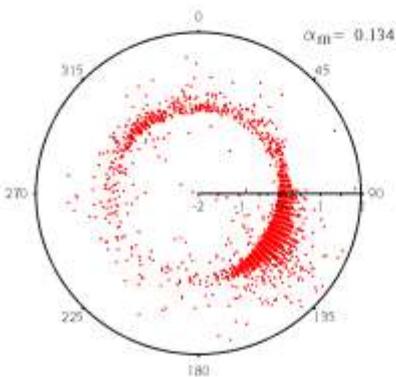


INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA A 20m (%)

$v \geq 2 \text{ m/s}$



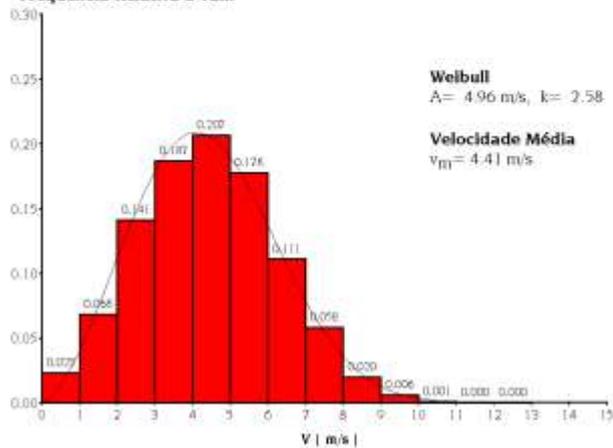
EXPOENTE DE CAMADA LIMITE (α)



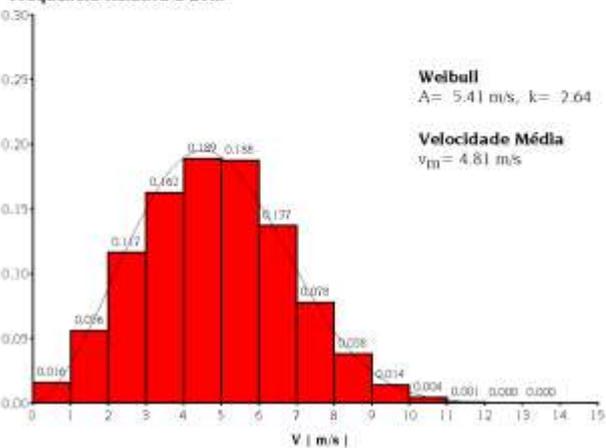
Modelo Digital de Rugosidade.
 Escala vertical ampliada em 5 vezes para visualização de relevo.

ESTATÍSTICAS DE VELOCIDADE DE VENTO

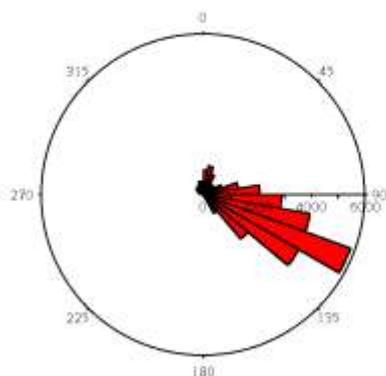
Frequência Relativa a 12m



Frequência Relativa a 20m

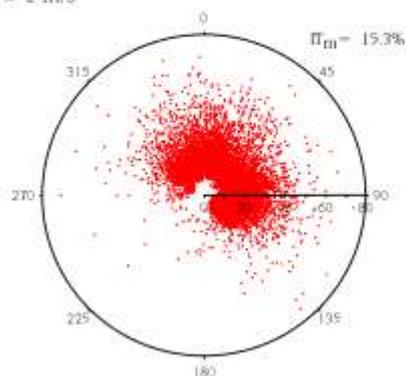


DIREÇÕES DE VENTO A 20m (em no. de ocorrências)

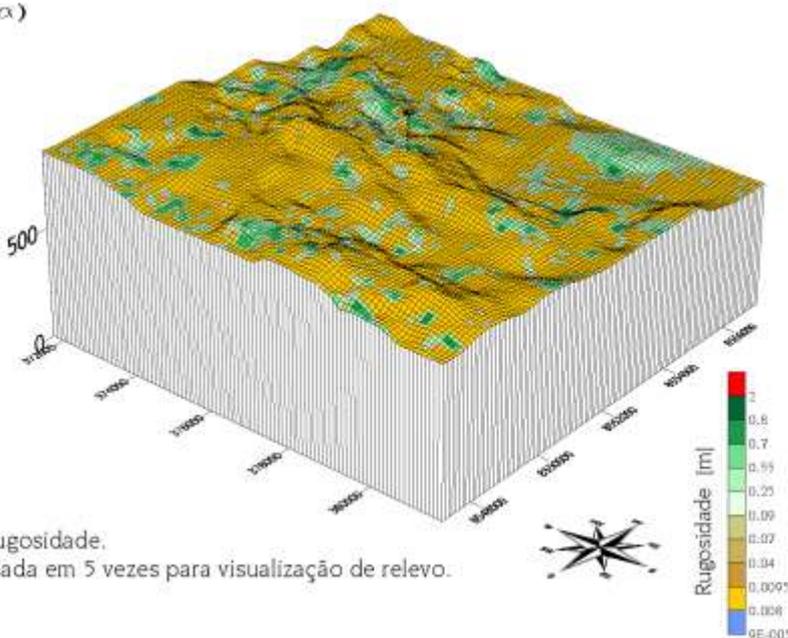
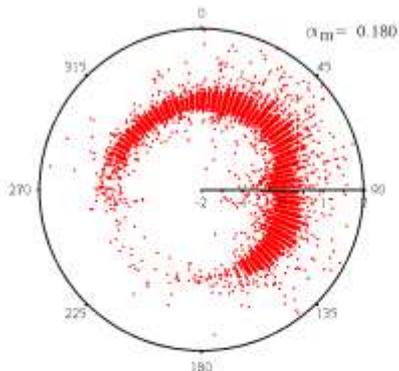


INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA A 20m (%)

$v \geq 2$ m/s



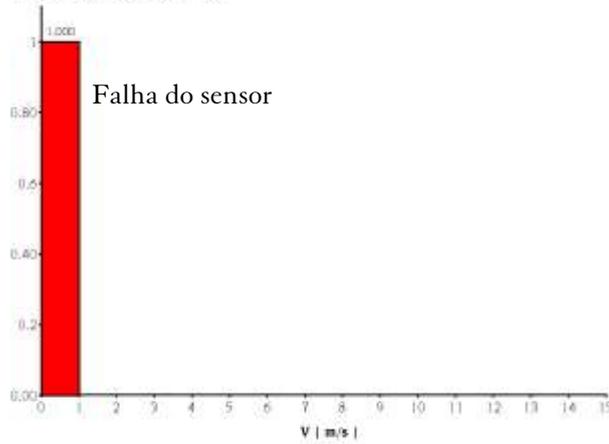
EXPOENTE DE CAMADA LIMITE (α)



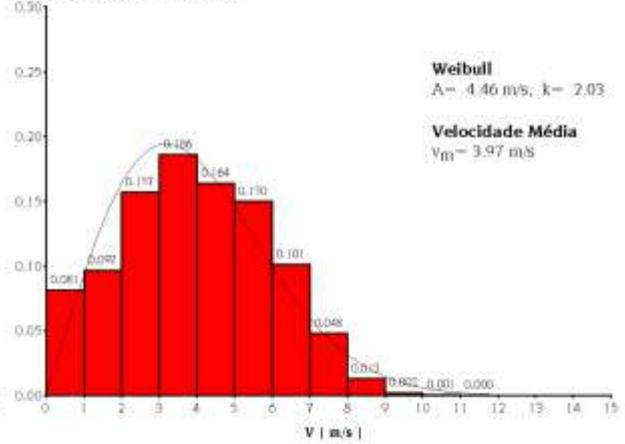
Modelo Digital de Rugosidade.
Escala vertical ampliada em 5 vezes para visualização de relevo.

ESTATÍSTICAS DE VELOCIDADE DE VENTO

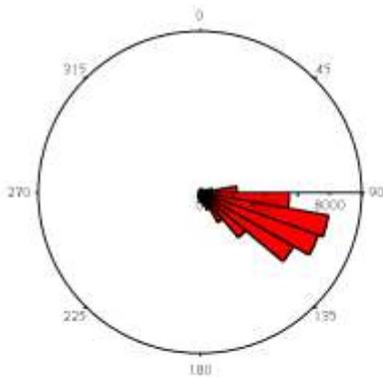
Frequência Relativa a 12m



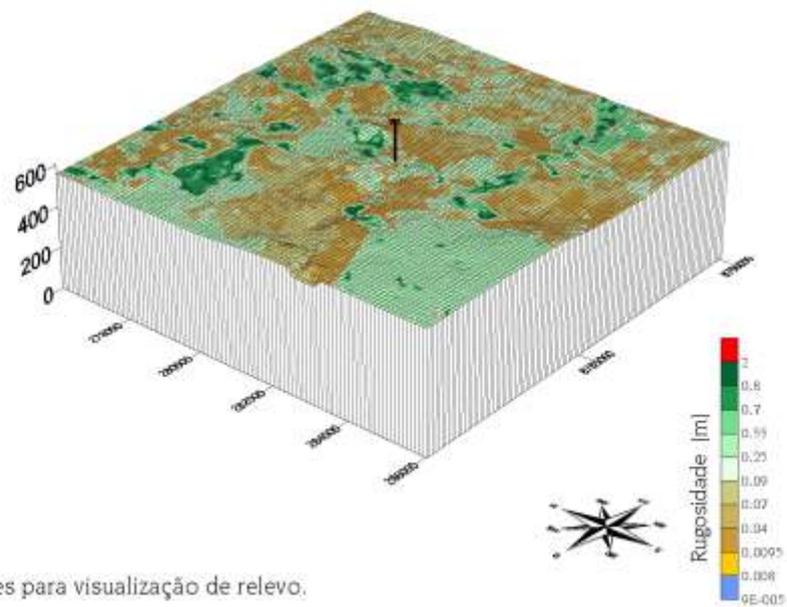
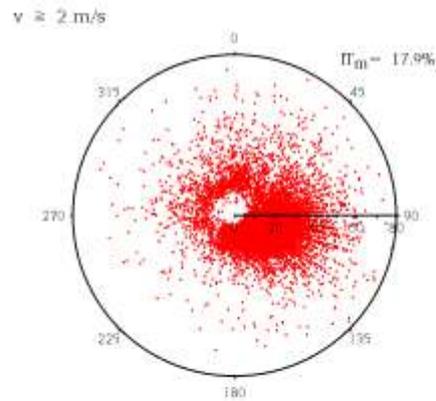
Frequência Relativa a 20m



DIREÇÕES DE VENTO A 20m (em no. de ocorrências)

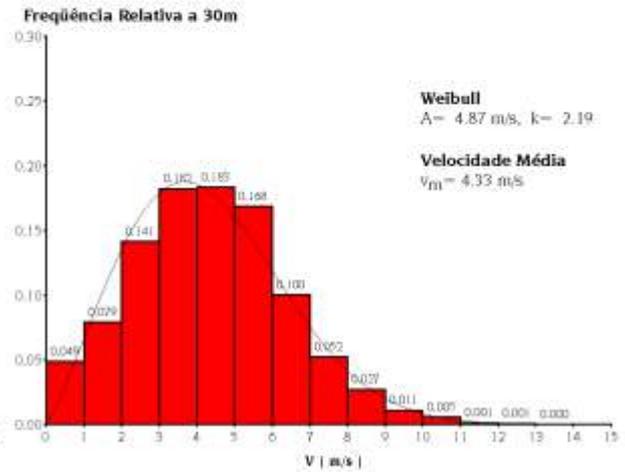


INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA A 20m (%)

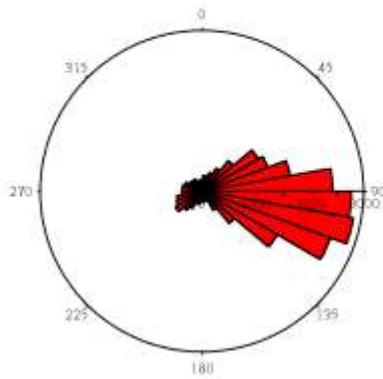


Modelo Digital de Rugosidade.
 Escala vertical ampliada em 5 vezes para visualização de relevo.

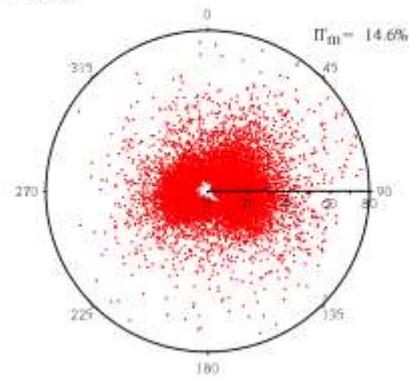
ESTATÍSTICAS DE VELOCIDADE DE VENTO



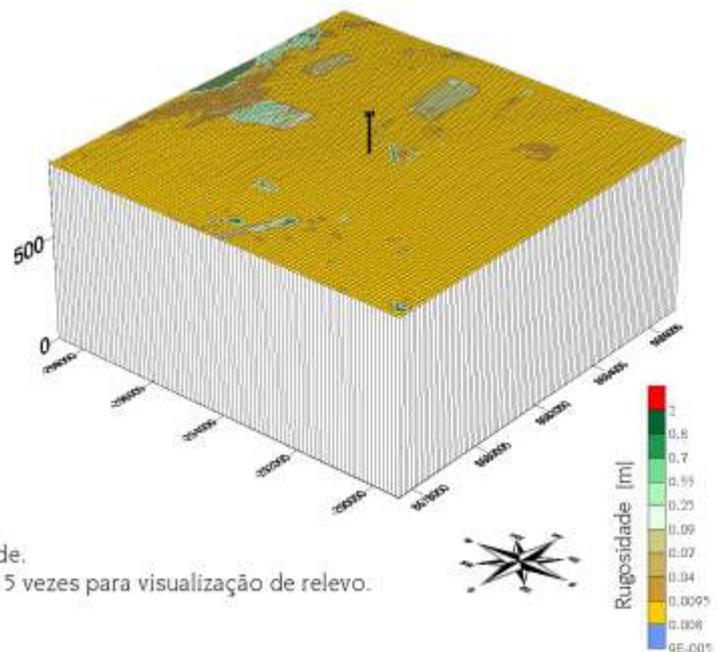
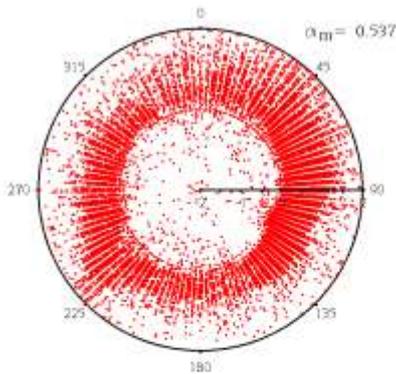
DIREÇÕES DE VENTO A 30m (em no. de ocorrências)



INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA A 30m (%)
 $v \geq 2 \text{ m/s}$



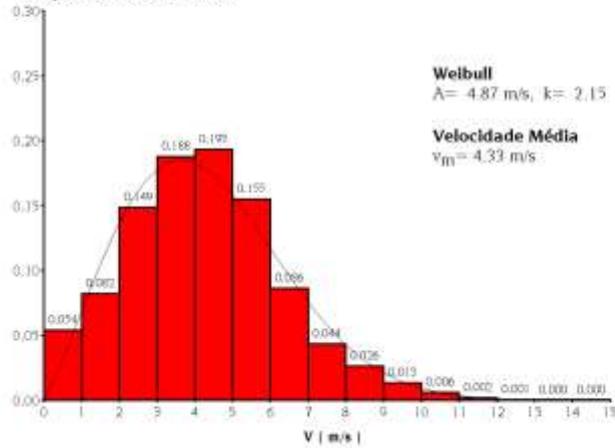
EXPOENTE DE CAMADA LIMITE (α)



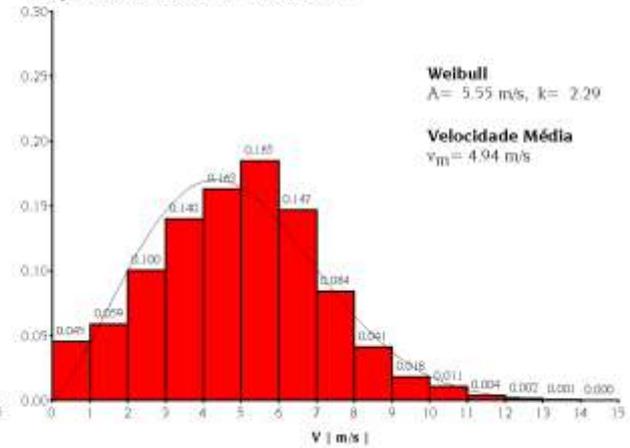
Modelo Digital de Rugosidade.
 Escala vertical ampliada em 5 vezes para visualização de relevo.

ESTATÍSTICAS DE VELOCIDADE DE VENTO

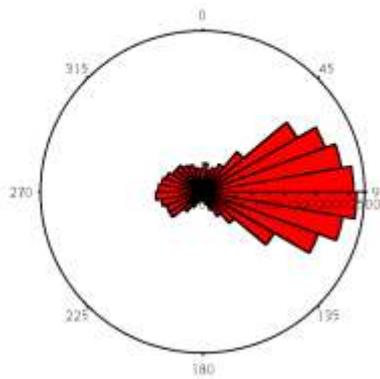
Frequência Relativa a 20m



Frequência Relativa a 30m (08/00 a 02/01)

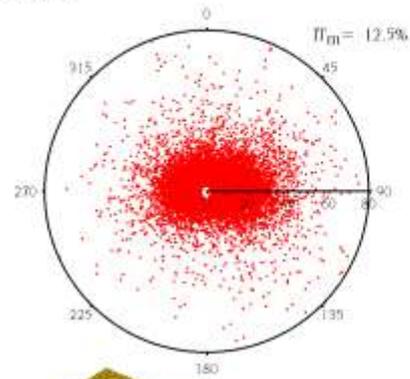


DIREÇÕES DE VENTO A 30m (em no. de ocorrências)

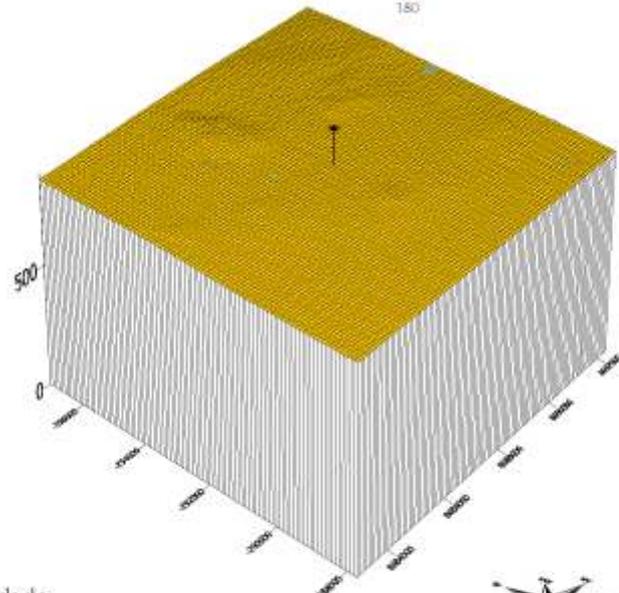
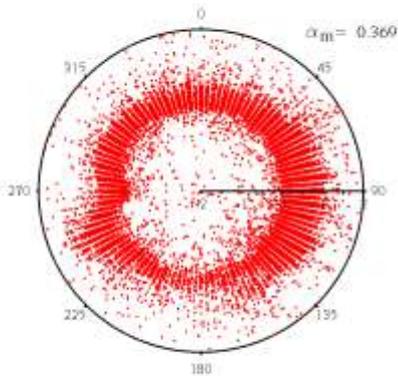


INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA A 30m (%)

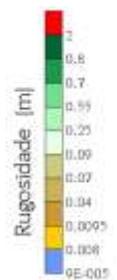
$v \geq 2 \text{ m/s}$



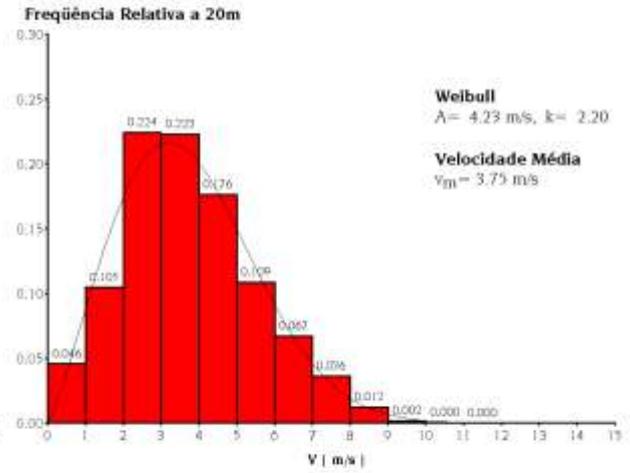
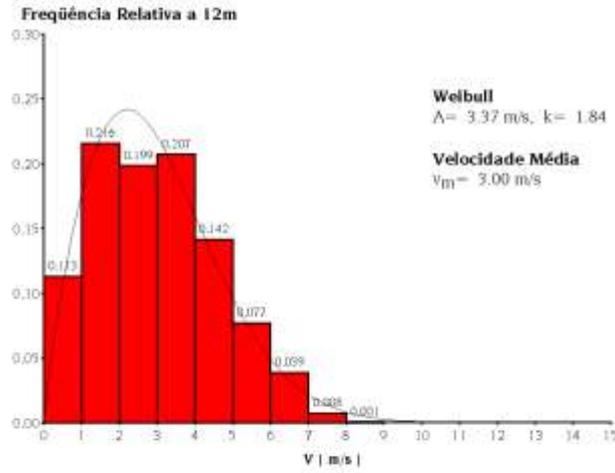
EXPOENTE DE CAMADA LIMITE (α)



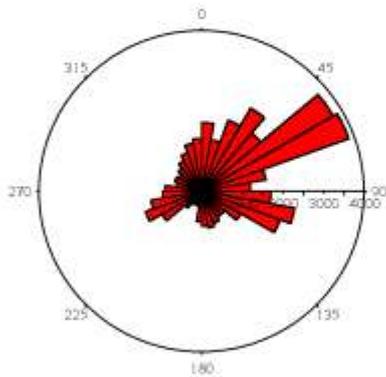
Modelo Digital de Rugosidade.
Escala vertical ampliada em 5 vezes para visualização de relevo.



ESTATÍSTICAS DE VELOCIDADE DE VENTO

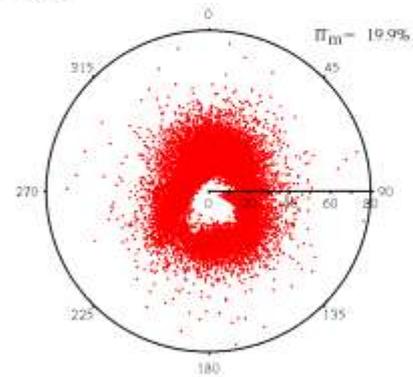


DIREÇÕES DE VENTO A 20m (em no. de ocorrências)

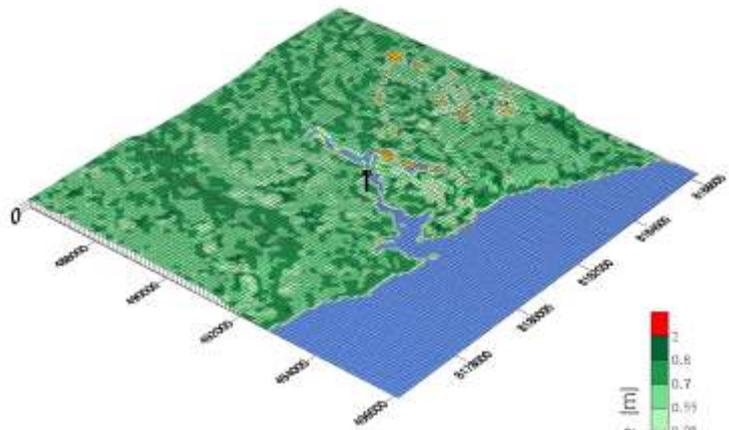
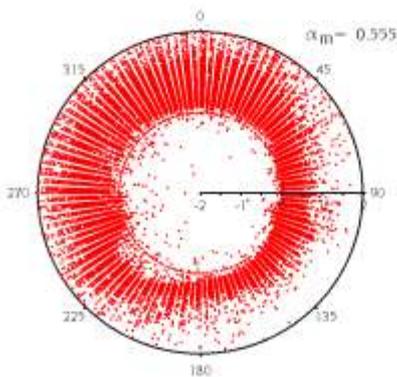


INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA A 20m (%)

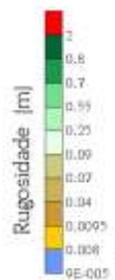
$v \geq 2 \text{ m/s}$



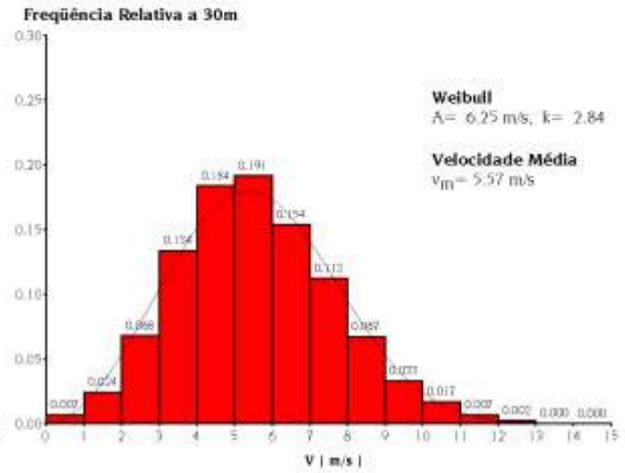
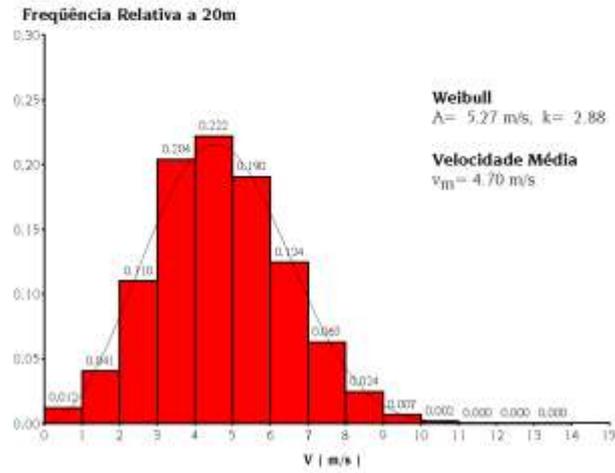
EXPOENTE DE CAMADA LIMITE (α)



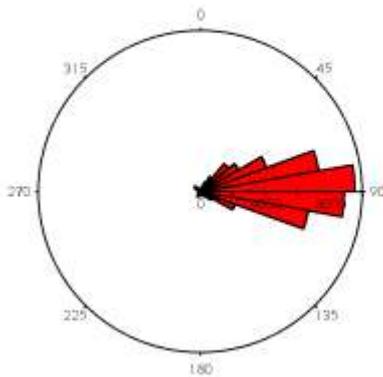
Modelo Digital de Rugosidade.
 Escala vertical ampliada em 5 vezes para visualização de relevo.



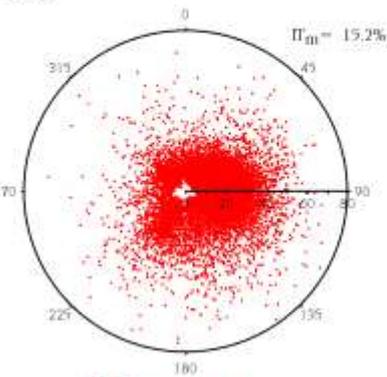
ESTATÍSTICAS DE VELOCIDADE DE VENTO



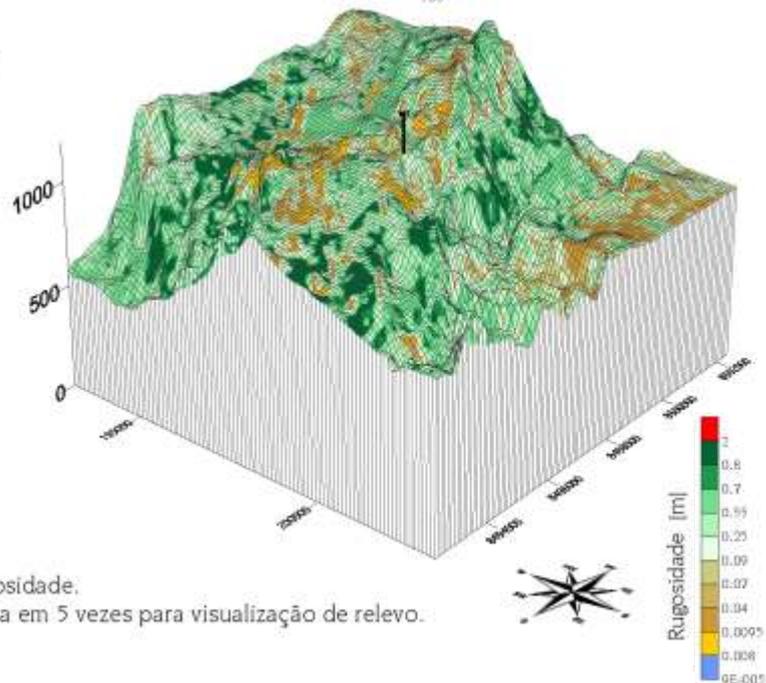
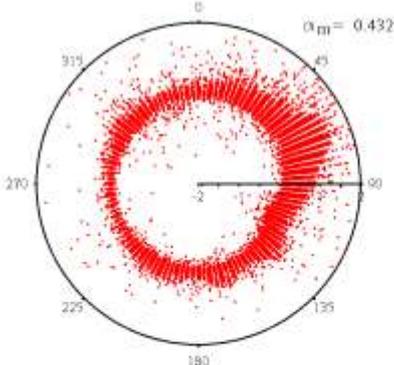
DIREÇÕES DE VENTO A 30m (em no. de ocorrências)



INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA A 30m (%)
 $v \geq 2 \text{ m/s}$

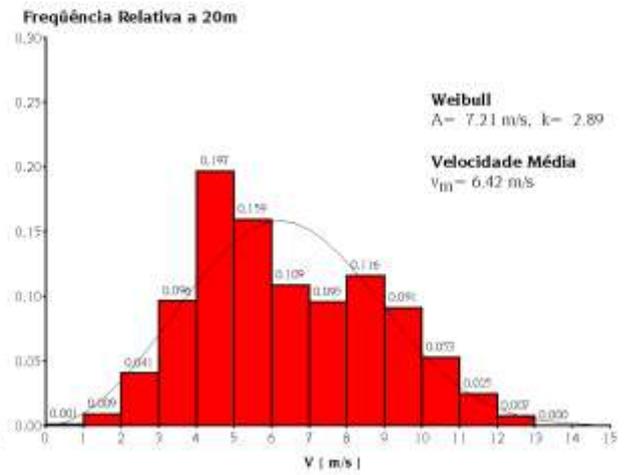
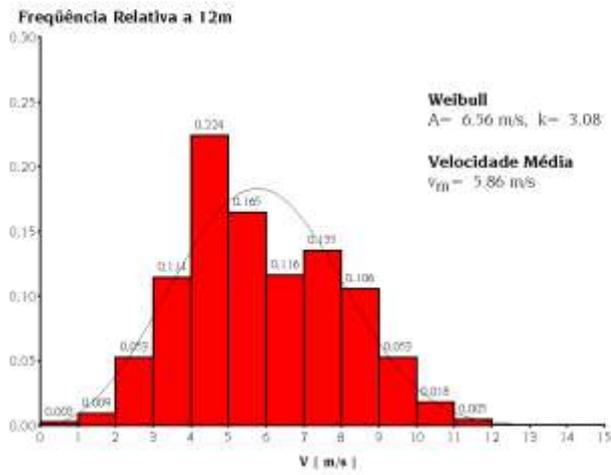


EXPOENTE DE CAMADA LIMITE (α)

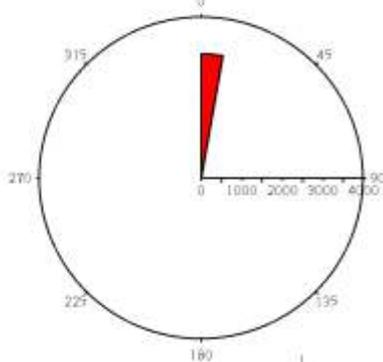


Modelo Digital de Rugosidade.
 Escala vertical ampliada em 5 vezes para visualização de relevo.

ESTATÍSTICAS DE VELOCIDADE DE VENTO



DIREÇÕES DE VENTO (em no. de ocorrências)
* Falha no sensor de direção.

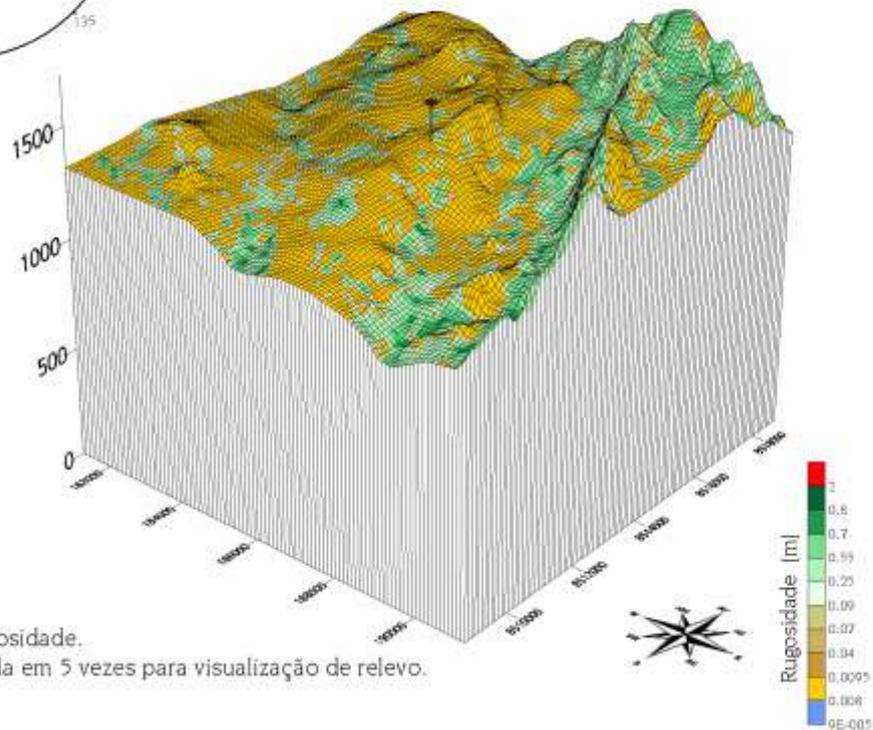


INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA A 20m (%)
 $v \geq 2$ m/s

$I_m = 19.4\%$

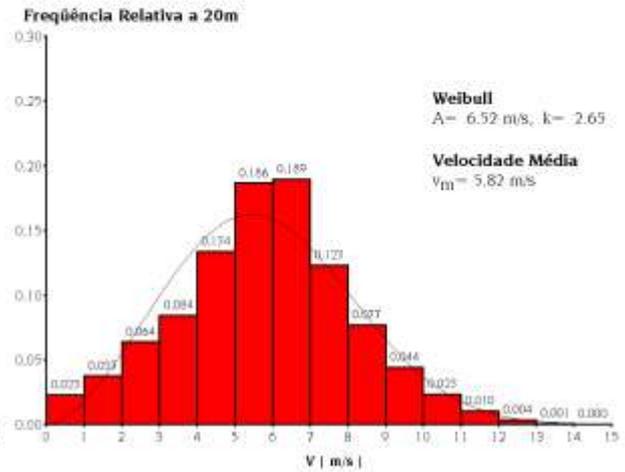
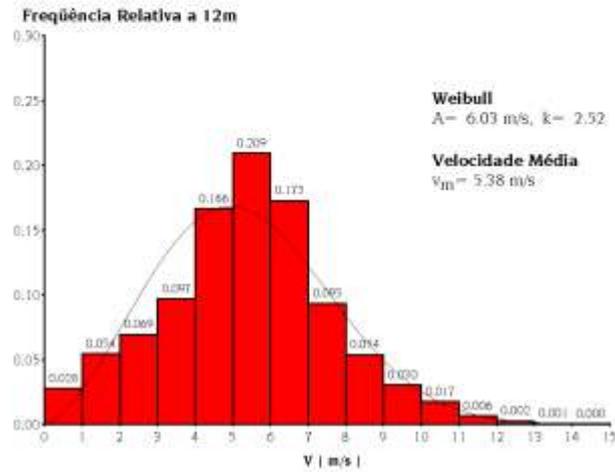
EXPOENTE DE CAMADA LIMITE (α)

$\alpha_m = 0.162$

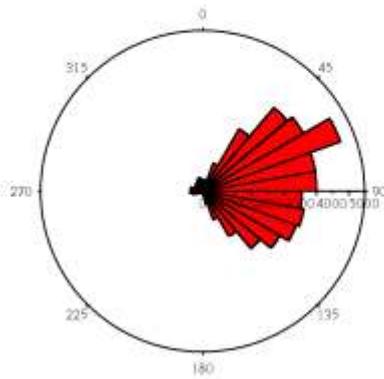


Modelo Digital de Rugosidade.
Escala vertical ampliada em 5 vezes para visualização de relevo.

ESTATÍSTICAS DE VELOCIDADE DE VENTO

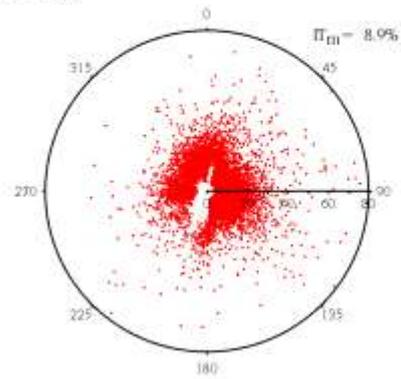


DIREÇÕES DE VENTO A 20m (em no. de ocorrências)

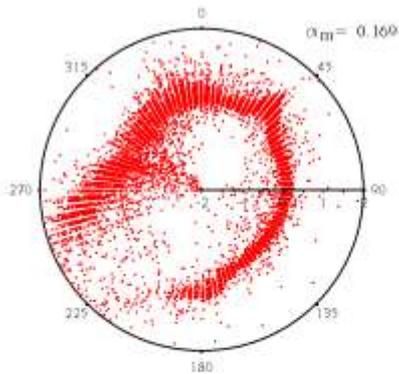


INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA A 20m (%)

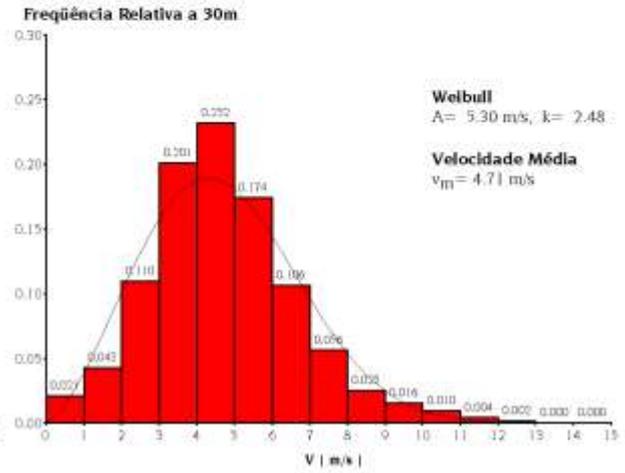
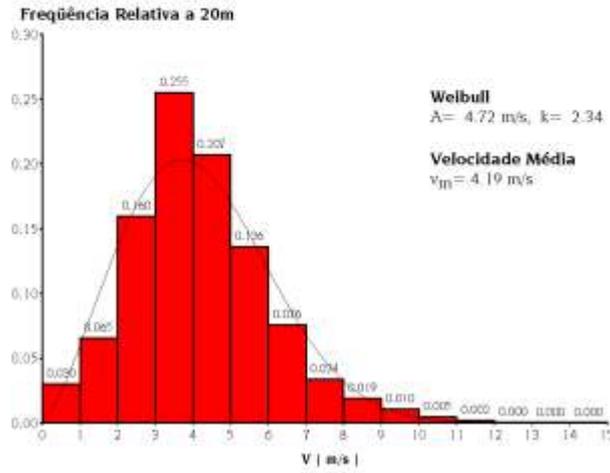
$v \geq 2 \text{ m/s}$



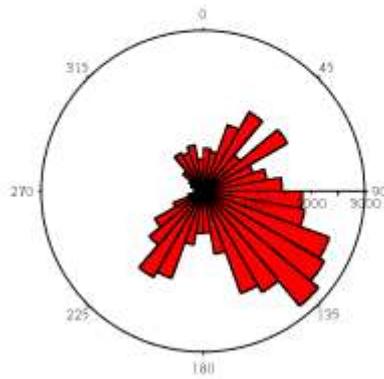
EXPOENTE DE CAMADA LIMITE (α)



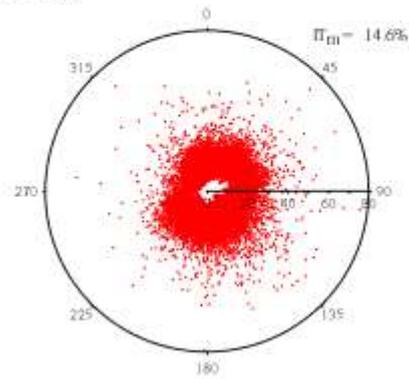
ESTATÍSTICAS DE VELOCIDADE DE VENTO



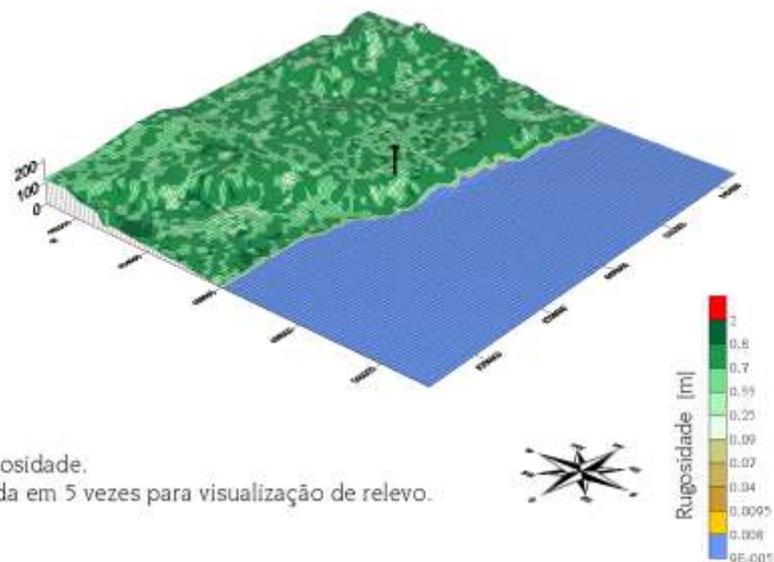
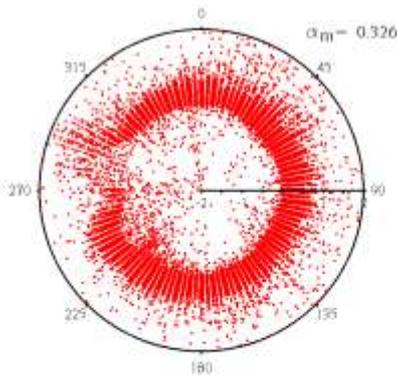
DIREÇÕES DE VENTO A 30m (em no. de ocorrências)



INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA A 30m (%)
 $v \geq 2 \text{ m/s}$

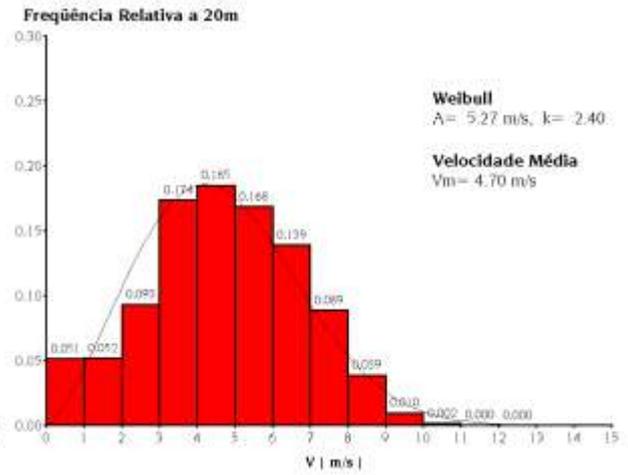
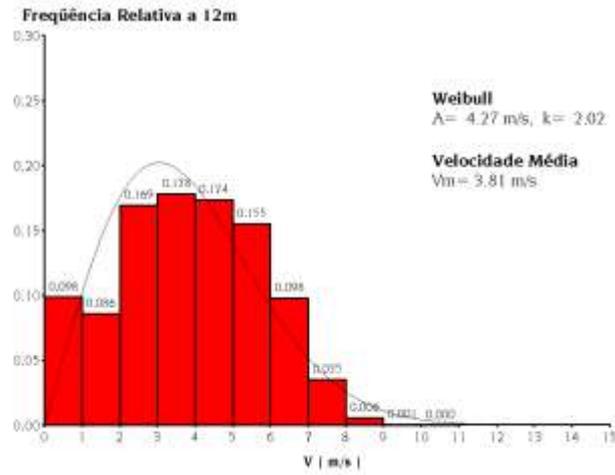


EXPOENTE DE CAMADA LIMITE (α)

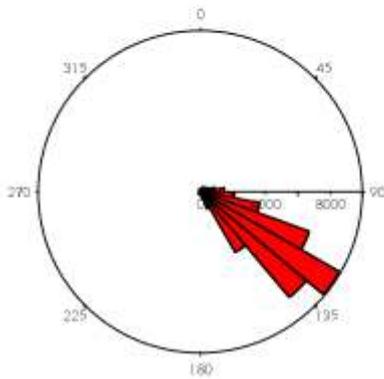


Modelo Digital de Rugosidade.
 Escala vertical ampliada em 5 vezes para visualização de relevo.

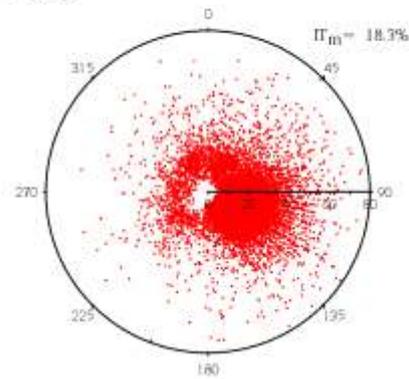
ESTATÍSTICAS DE VELOCIDADE DE VENTO



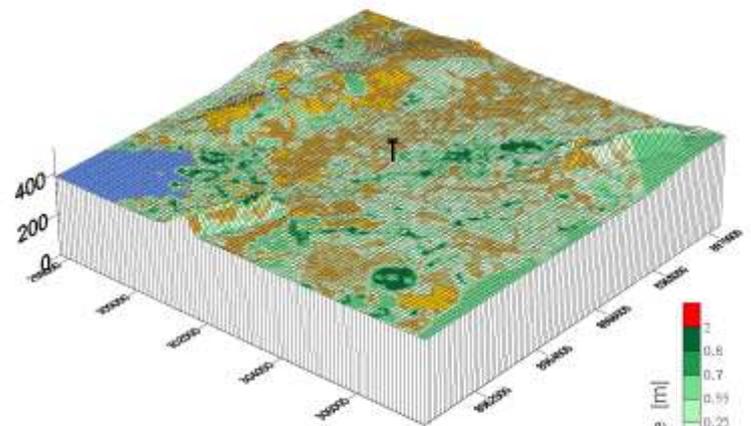
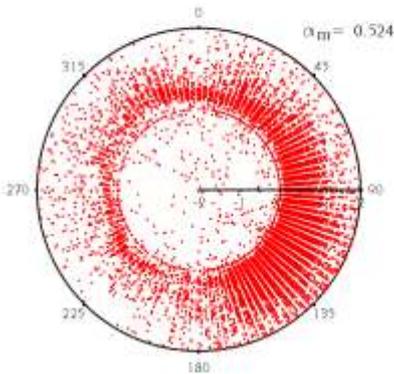
DIREÇÕES DE VENTO A 20m (em no. de ocorrências)



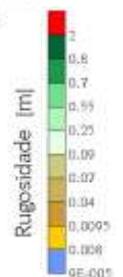
INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA A 20m (%)
v = 2 m/s



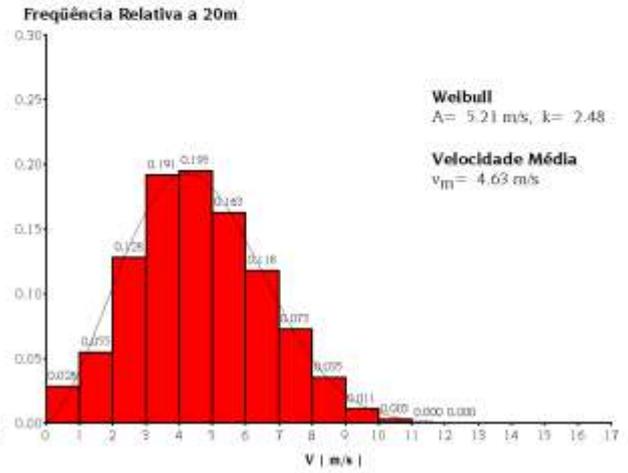
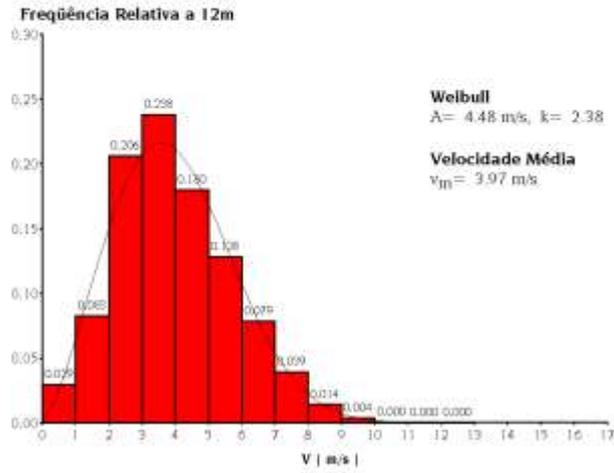
EXPOENTE DE CAMADA LIMITE (α)



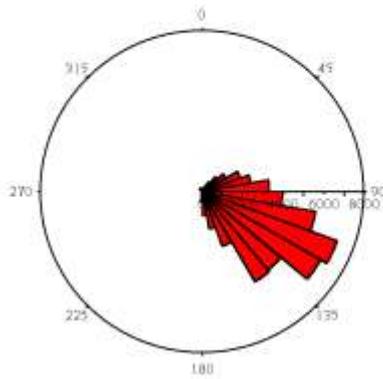
Modelo Digital de Rugosidade.
Escala vertical ampliada em 5 vezes para visualização de relevo.



ESTATÍSTICAS DE VELOCIDADE DE VENTO

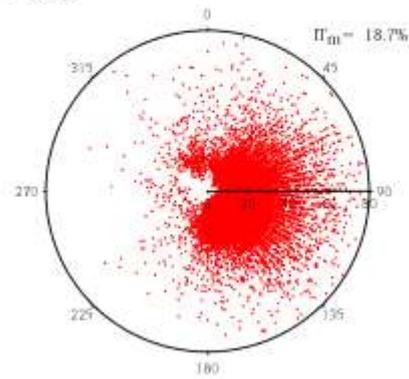


DIREÇÕES DE VENTO A 20m (em no. de ocorrências)

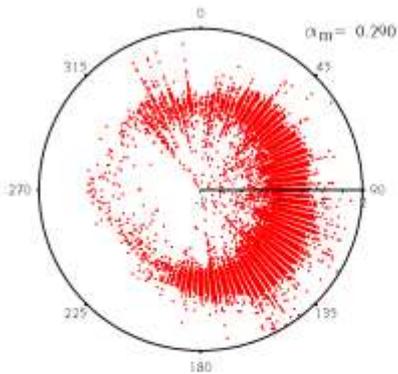


INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA A 20m (%)

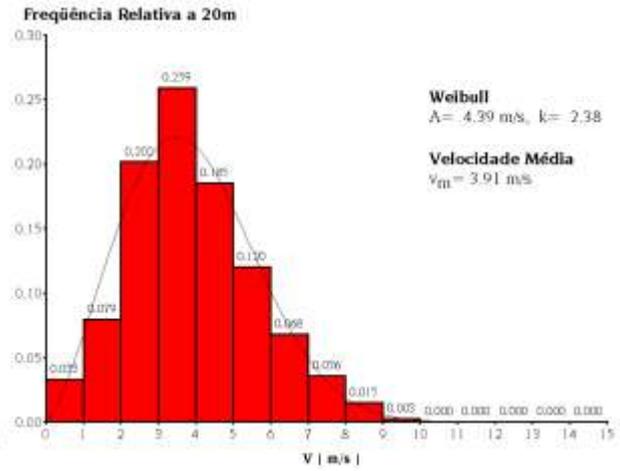
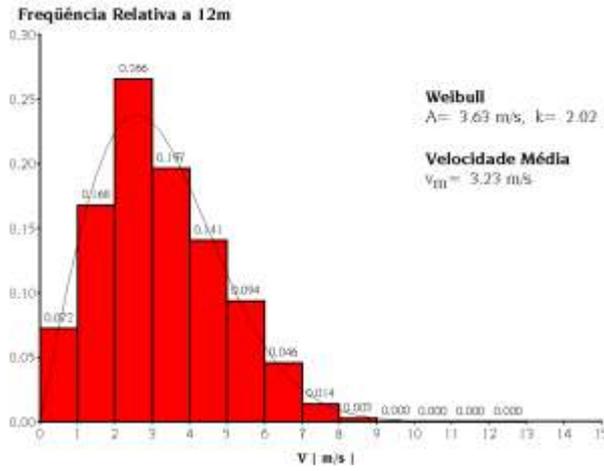
$v \geq 2$ m/s



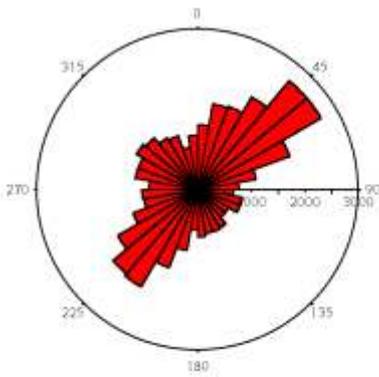
EXPOENTE DE CAMADA LIMITE (α)



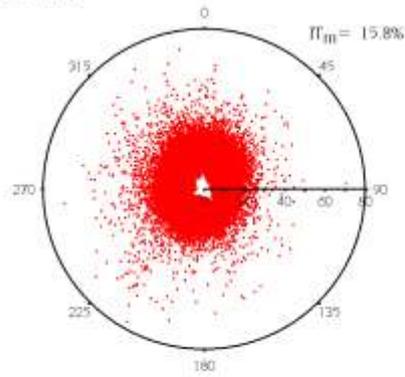
ESTATÍSTICAS DE VELOCIDADE DE VENTO



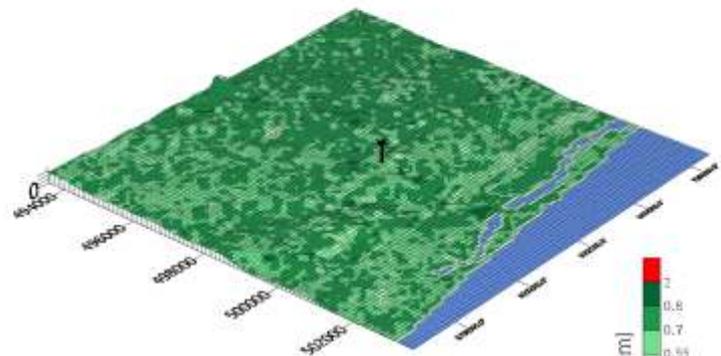
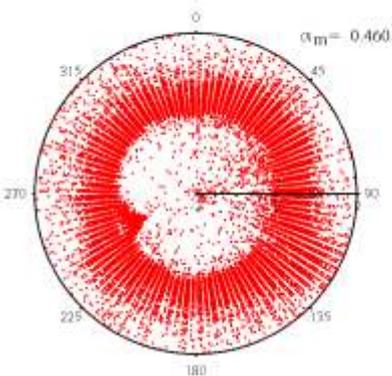
DIREÇÕES DE VENTO A 20m (em no. de ocorrências)



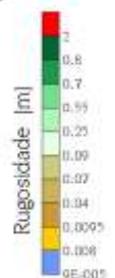
INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA A 20m (%)
 $v \geq 2 \text{ m/s}$



EXPOENTE DE CAMADA LIMITE (α)

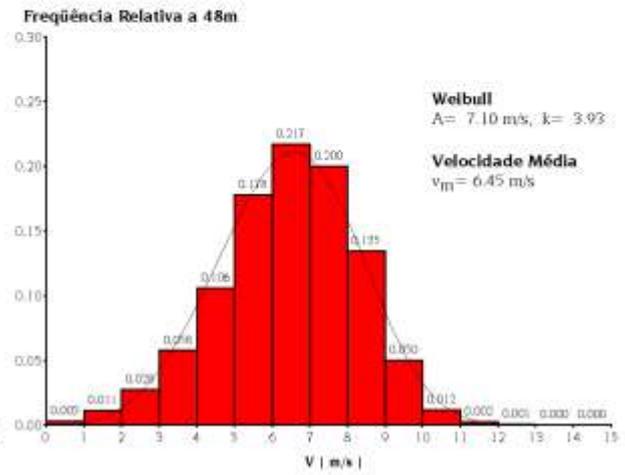
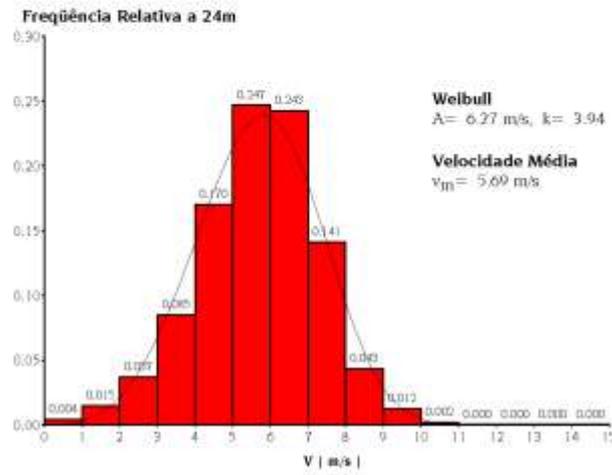


Modelo Digital de Rugosidade.
 Escala vertical ampliada em 5 vezes para visualização de relevo.

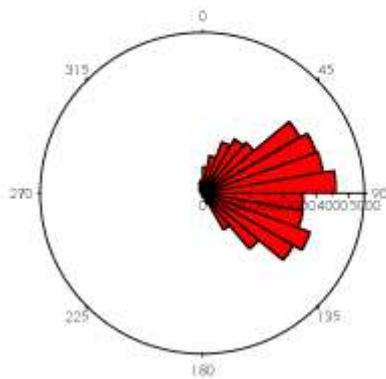


ESTAÇÃO 0007: VITÓRIA DA CONQUISTA PERÍODO: 08/97 a 07/98

ESTATÍSTICAS DE VELOCIDADE DE VENTO

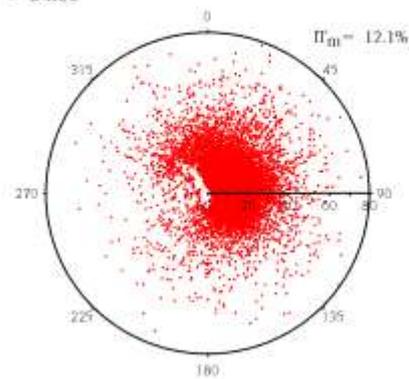


DIREÇÕES DE VENTO A 48m (em no. de ocorrências)

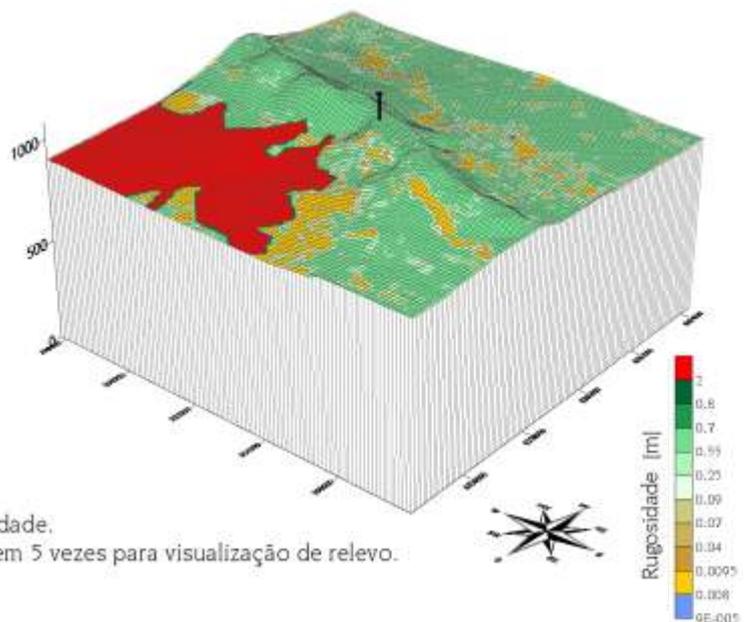
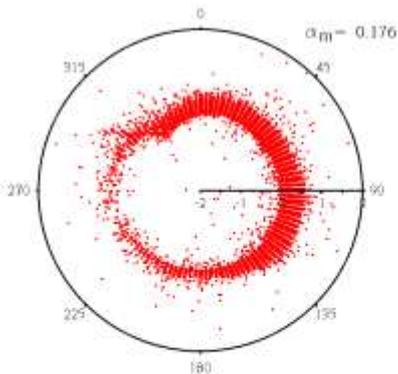


INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA A 48m (%)

$v \geq 2$ m/s



EXPOENTE DE CAMADA LIMITE (α)



Modelo Digital de Rugosidade.
Escala vertical ampliada em 5 vezes para visualização de relevo.

APÊNDICE II
FÓRMULAS ÚTEIS

DENSIDADE DO ARdensidade do ar, em [kg/m³]

$$\frac{353,4}{273,15} \frac{1}{T} \left(\frac{Altitude}{45271} \right)^{5,2624}$$

 T temperatura média do ar, em [°C] $Altitude$ altitude em relação ao nível do mar, [metros]**CAMADA-LIMITE EXPONENCIAL**

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{Z_2}{Z_1}$$

 V_2 V_1 Velocidades nas alturas Z_2 e Z_1 , respectivamente

expoente de camada-limite

$$\frac{\ln \frac{V_2}{V_1}}{\ln \frac{Z_2}{Z_1}}$$

CAMADA-LIMITE LOGARÍTMICA

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{\ln \frac{Z_2}{z_0}}{\ln \frac{Z_1}{z_0}}$$

 V_2 V_1 Velocidades nas alturas Z_2 e Z_1 , respectivamente z_0 rugosidade do terreno, em [metros]

$$z_0 = e^{\frac{V_2 \ln(Z_1) - V_1 \ln(Z_2)}{V_2 - V_1}}$$

DISTRIBUIÇÃO ESTATÍSTICA DE WEIBULL $p(v)$ probabilidade de ocorrência da velocidade v

$$p(v) = \frac{k}{C} \frac{v}{C}^{k-1} e^{-\frac{v}{C}^k}$$

 k fator de forma C fator de escala**DISTRIBUIÇÃO ESTATÍSTICA DE RAYLEIGH**

$$p(v) = \frac{v}{2 V_m^2} e^{-\frac{v}{V_m}^2}$$

 $p(v)$ probabilidade de ocorrência da velocidade v V_m velocidade média do vento, [m/s]

APÊNDICE III
ASPECTOS ECONÔMICOS

Um cálculo do custo de geração C_g (em **US\$/MWh**) em usinas eólio-elétricas considera a amortização do investimento inicial, os custos de operação e manutenção, custos financeiros, e a produção de energia:

$$C_g = \frac{C_I (P_F P_{OM}/100)}{8,76 FC}$$

onde:

C_I [US\$/kW] - custo total do investimento, até o comissionamento da usina eólica, abrangendo: infraestrutura (obras civis, rede elétrica interna, interligação ao sistema elétrico), preço das turbinas, transporte, montagem, comissionamento e engenharia de projeto. Atualmente, tal valor pode ser considerado da ordem de 700-1200 US\$/kW, dependendo da escala de implantação e dos custos específicos de infraestrutura (tipo de terreno, distância ao sistema elétrico).

P_F [%/ano] - parcela de custo financeiro, dada por

$$P_F = \frac{T_I/100}{[1 - (1 - T_I/100)^N]}$$

onde

T_I - taxa de desconto requerida, a qual pode ser considerada como igual à taxa de juros do mercado;

em cenários propícios a investimentos, T_I pode variar entre 7 - 12%/ano.

N - Número de anos para o retorno dos investimentos; no caso limite coincide com a vida útil das máquinas, geralmente considerada como 20 anos.

P_{OM} [(% do investimento)/ano] - parcela de custo de operação e manutenção durante a vida útil das turbinas; na prática pode ser considerado um valor entre 0,8 e 2,0 % do investimento inicial gastos anualmente com operação e manutenção.

FC - fator de capacidade total, incluindo o fator de capacidade das máquinas devido à performance e ao vento local, o fator de disponibilidade (0,95-0,98) e outros fatores de perdas; FC da ordem de 15 a 50%, dependendo principalmente das condições de vento locais.

Os gráficos abaixo apresentam a dependência do custo de geração em relação à velocidade do vento (na altura do rotor), ao custo do investimento, período de amortização e taxa de desconto requerida. Sobressai a importância da identificação das áreas com melhor potencial eólico, para maximização do aproveitamento econômico do empreendimento.

