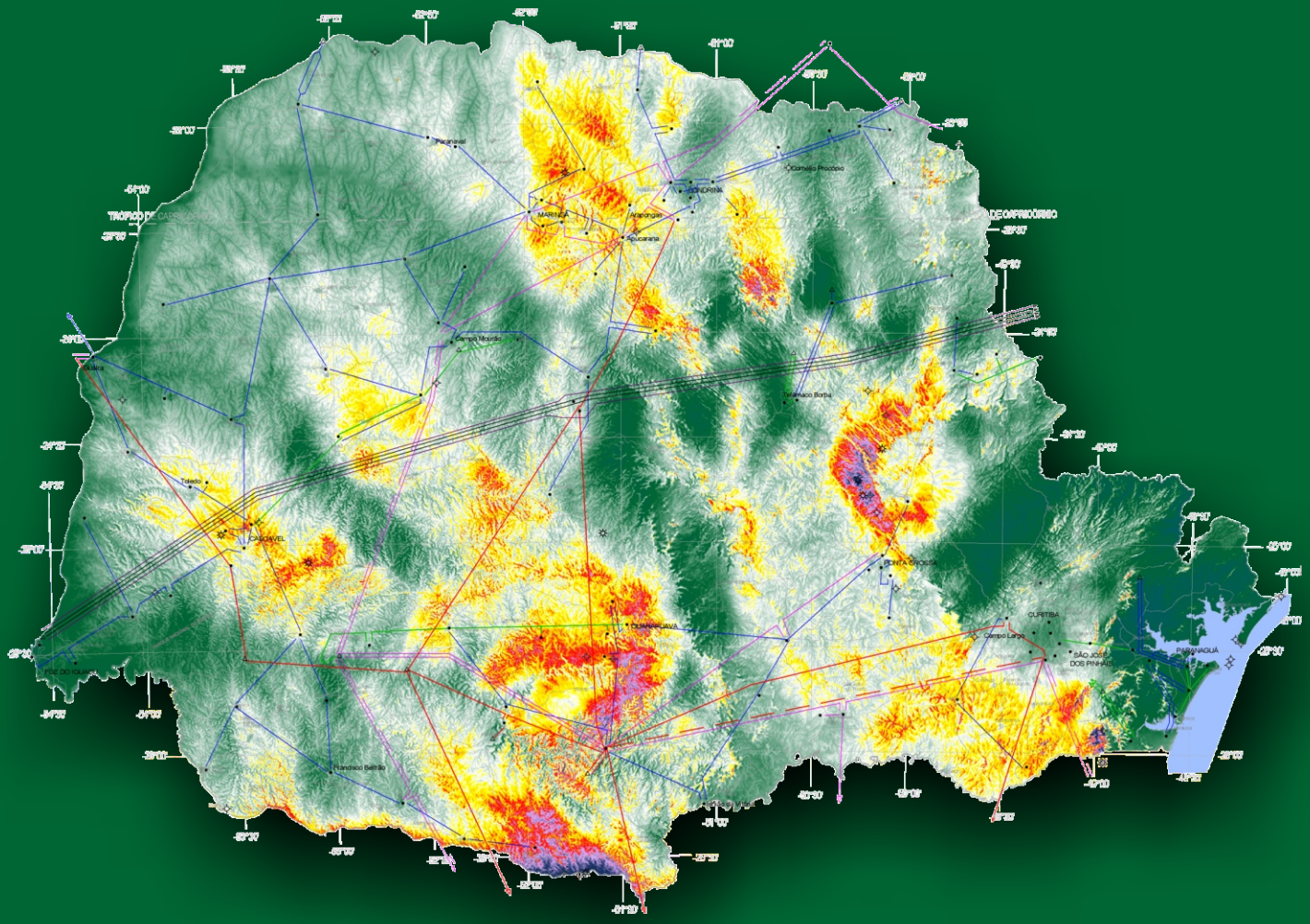
Atlas do Potencial Eólico do Estado do Paraná



COPEL

GOVERNO DO PARANÁ

Atlas do Potencial Eólico do Estado do PARANÁ

E57 Engenharia Eólica - Camargo Schubert.
Atlas do Potencial Eólico do Paraná / Engenharia Eólica - Camargo e Schubert, Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento - LACTEC.
Curitiba, 2007.
53 p.: il.

ISBN 978-85-88519-03-9

1. Energia 2. Energia renovável 3. Energia eólica 4. Potencial eólico 5. Turbina eólica I. Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento - LACTEC. II. Título.

CDD 621.45

Atlas do Potencial Eólico do Estado do PARANÁ

2007

COPEL
Companhia Paranaense de Energia

Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento COPEL - ANEEL

Dario Jackson Schultz
Sérgio Moreira da Anunciação
Marcelo Lima de Souza
Paulo Raffael Marozinski

Participação especial
Wolmer Roque Zanin

Luiz Alberto Jorge Procopiak
Roger Dorweiler
Vanessa Senff Costa
Sybilla Liria Benelli

LACTEC

Odilon A. Camargo do Amarante
Fabiano de Jesus Lima da Silva
Emerson Parecy
Luiz Gonzaga Rios Filho
Paulo Emiliano Piá de Andrade

Camargo Schubert
Engenharia Eólica

Apresentação

A primeira versão do Mapa do Potencial Eólico do Estado do Paraná foi publicada em 1999, como resultado do Projeto "Ventar", desenvolvido pela COPEL desde 1994. A campanha de medições de vento utilizou 25 torres, na maioria postes de concreto, objetivando reduzir custos, com alturas de 18-20 metros, e um modelo computacional de simulação do vento na camada-limite atmosférica dotado de recursos de geoprocessamento (GIS). Esse mapa foi um marco no conhecimento dos recursos eólicos no Brasil. Muitos outros mapeamentos de potencial eólico foram produzidos usando metodologia similar.

Como resultado prático, através de uma parceria entre a COPEL e um fabricante de aerogeradores, a primeira usina eólica do sul do Brasil foi instalada em Palmas, em 1999, com potência de 2,5 MW.

O Estado do Paraná possui uma orografia com características bastante distintas: litoral próximo a escarpas com mais de mil metros de altura, campos de altitude, vales e regiões acidentadas configuradas como relevo complexo. Sob tais condições, o uso de modelos tradicionais de simulação da camada-limite atmosférica baseados unicamente nas equações de conservação de massa ou nas equações de Jackson-Hunt são de aplicabilidade limitada, podendo apresentar resultados bastante discrepantes quando comparados com medições de vento realizadas em torres anemométricas. Por isso, o uso de modelos de mesoescala na avaliação do recurso eólico torna-se mais adequado; estes modelos simulam os principais mecanismos atuantes na atmosfera, tais como efeitos de descolamento do escoamento, canalização em passos de montanhas, ventos montanha-vale, brisas marinhas e terrestres e efeitos térmicos, entre outros.

A partir de 2003, como parte de um projeto da ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, iniciou-se uma nova campanha de medições de vento, conduzida pela COPEL-LACTEC-Camargo Schubert utilizando equipamentos calibrados e comissionados de acordo com os atuais padrões e procedimentos da indústria eólica mundial. Torres treliçadas de 50 e 100 metros de altura foram instaladas nas áreas potencialmente mais promissoras para aproveitamento eólico. Tais locais foram criteriosamente selecionados a partir do mapa eólico de 1999, de mapeamentos preliminares e inspeções em campo. A partir das medições validadas, que cobriram, no mínimo, um ciclo climatológico completo, além de uma recente base de dados topográficos, de imagens de satélite atualizadas e de amostragens em campo, foram elaborados modelos de terreno mais detalhados (relevo e rugosidade), levando ao desenvolvimento de um novo mapeamento de potencial eólico mais preciso e com melhor resolução que o de 1999, utilizando modelamento de mesoescala como base de processamento. Este mapeamento é apresentado neste Atlas.

Através do modelamento de mesoescala e da simulação tridimensional de camada-limite atmosférica sobre os novos modelos de terreno, agora na resolução horizontal de 100m x 100m, as medições foram interpoladas para todo o Estado do Paraná. Os mapas temáticos resultantes mostram os principais parâmetros estatísticos da 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, os centros urbanos principais consumidores de energia elétrica e o sistema elétrico estadual existente - geração, transmissão e subestações. Assim, este Atlas buscou estabelecer a referência mais atual para estudos, planejamento e projetos para esta fonte energética. Adicionalmente, espera-se que as informações aqui contidas possam subsidiar estudos de outras áreas, tais como arquitetura, agronomia, biologia e ciências ambientais .

A partir dos dados compilados, este Atlas apresenta análises e projeções, compondo o diagnóstico mais atual sobre as possibilidades de inserção da fonte eólica na matriz energética estadual e sobre suas potenciais externalidades como benefício à população do Estado do Paraná. Ressalta-se a identificação das áreas mais favoráveis, trazendo informações estratégicas para futuros cenários da expansão eólio-elétrica no Estado.

Especiais agradecimentos à visão e apoio da COPEL Geração, a toda a equipe participante da COPEL, LACTEC e Camargo-Schubert e ao apoio fundamental da ANEEL pelas ações conjuntas que levaram à realização deste Atlas. E por último, mas não menos importante, o agradecimento especial ao Eng. Wolmer Roque Zanin, que contribuiu imensamente para a realização deste trabalho.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO

1.1	O Estado do Paraná	01
1.2	Demografia e Consumo de Energia Elétrica	02
1.3	Infra-Estrutura	03
1.4	Climatologia	06

2. FUNDAMENTOS

2.1	A Energia do Vento	10
2.2	Tecnologia	11
2.3	Potenciais Eólicos	13

3. METODOLOGIA

3.1	Modelos de Terreno	15
3.2	Medições Anemométricas	15
3.3	Modelos Numéricos	22

4. O POTENCIAL EÓLICO DO ESTADO DO PARANÁ

4.1	Regimes de Vento	27
4.2	Mecanismos Atmosféricos	27
4.3	Mapas do Potencial Eólico	30
4.4	Potencial Eólico Estimado	41
	Análise	43

5. REFERÊNCIAS 45

APÊNDICE 46

1. INTRODUÇÃO

1.1 O Estado do Paraná

FIGURA 1.1

O Estado do Paraná está situado na região Sul do Brasil (fig 1.1) entre os paralelos 26º43'08"S e 22º30'44"S e os meridianos 54º36'32"W e 48º00'11"W. É cortado pelo pelo Trópico de Capricórnio, que passa exatamente pelas cidades de Apucarana, Carlópolis e Rondon. O Paraná ocupa uma área territorial de 199.554 km^2, que representa 2,34% do território brasileiro [1]. Faz limites com os Estados de São Paulo (norte), Mato Grosso do Sul (noroeste), Santa Catarina (sul), as Repúblicas do Paraguai (oeste) e da Argentina (sudoeste) e o Oceano Atlântico (leste).

De acordo com o Atlas de Cobertura Vegetal do Paraná lançado em 2002, o Paraná conta com 4,5 milhões de hectares de vegetação natural - aproximadamente 22,6% do seu território - considerando todos os estágios de sucessão. Destes, 41% é composto por áreas em estado inicial de recuperação (com idade média de 9 anos) e o restante por florestas em estágio médio e avançado de sucessão[2]. O Estado, originalmente coberto de florestas, ainda conserva, em pequenas proporções, as formações dos campos naturais, cerrados, vegetação de várzea, restinga e mangues.

A Figura 1.2 apresenta uma síntese das características geográficas do Estado do Paraná, através do mosaico Landsat 5 sobreposto ao modelo de relevo do Estado, com a escala vertical exagerada em 18 vezes para efeito de melhor visualização.

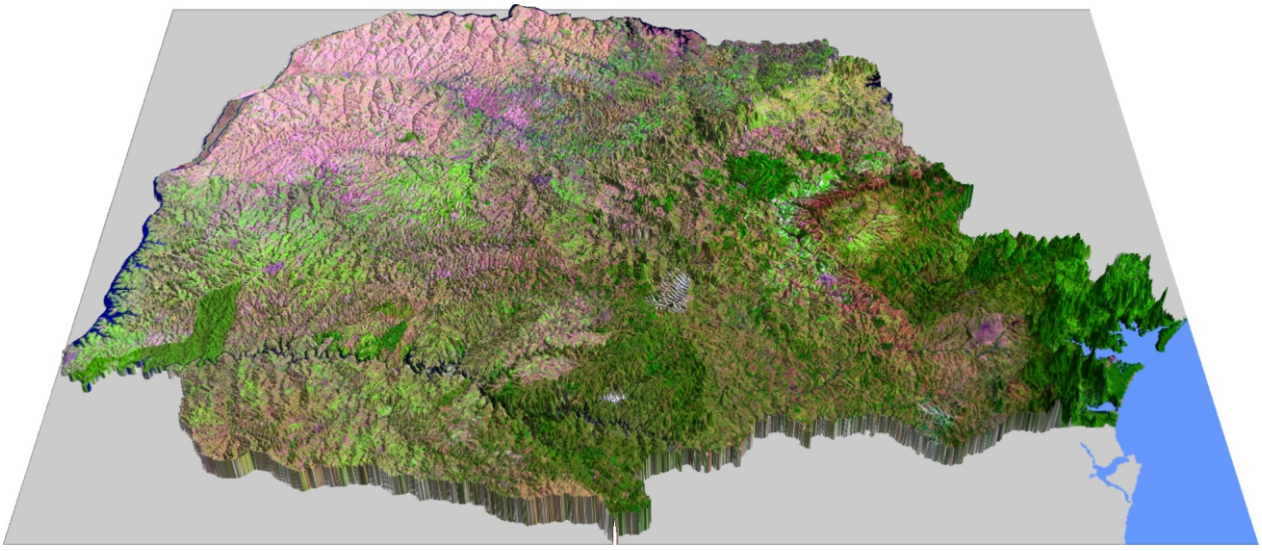


FIGURA 1.2 - Mosaico LandSat 5 sobreposto ao modelo de relevo do Estado do Paraná

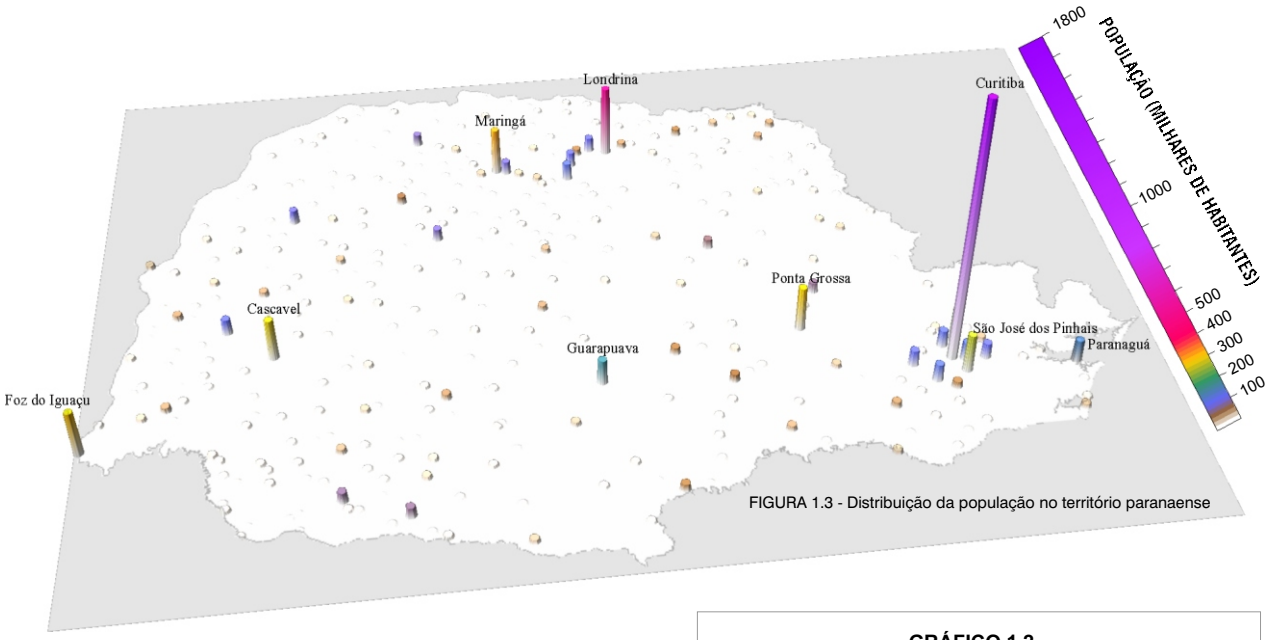


FIGURA 1.3 - Distribuição da população no território paranaense

1.2 Demografia e Consumo de Energia Elétrica

Em 2000, o Paraná abrigou uma população de 9.563.458 habitantes, correspondendo a 5,63% da população brasileira, sendo que 81,41% dos paranaenses residiam em áreas urbanas e 18,59% em áreas rurais [3]. O IBGE estima que a população do Paraná tenha crescido para 10.387.378 em 2006, a uma taxa média de 1,39% ao ano [4]. A Região Metropolitana de Curitiba, o maior centro consumidor do Estado, abrigou 27,76% dos paranaenses em 2000. O IBGE estima que este valor tenha subido para 30,10% em 2006, baseado nas tendências migratórias das últimas décadas.

A Figura 1.3 ilustra a distribuição da população pelos municípios do Estado segundo o censo do IBGE 2000; a Figura 1.4 ilustra a distribuição da

GRÁFICO 1.2
Evolução da População e do Consumo e Produção Total de Energia Elétrica no Estado do Paraná [5]

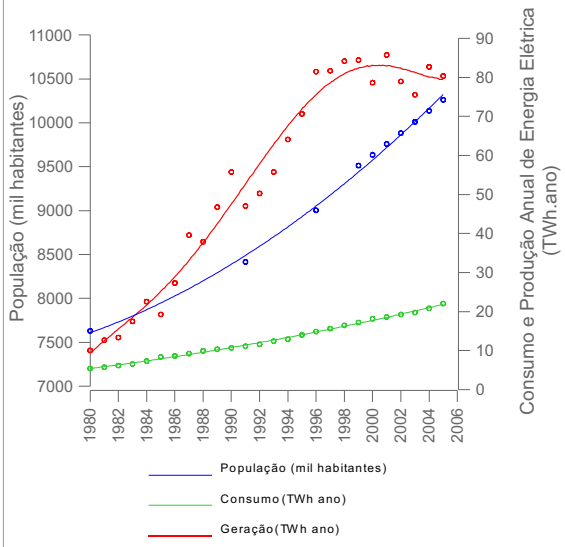
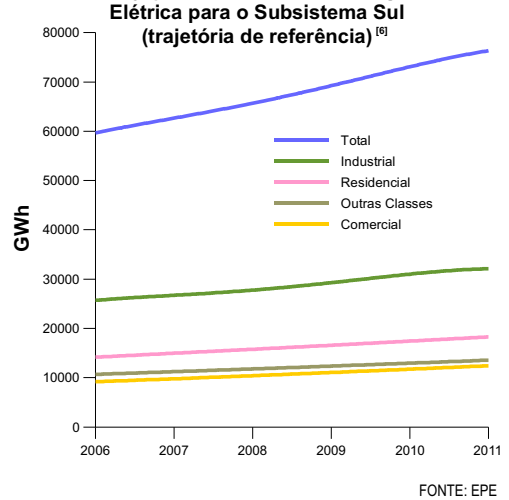
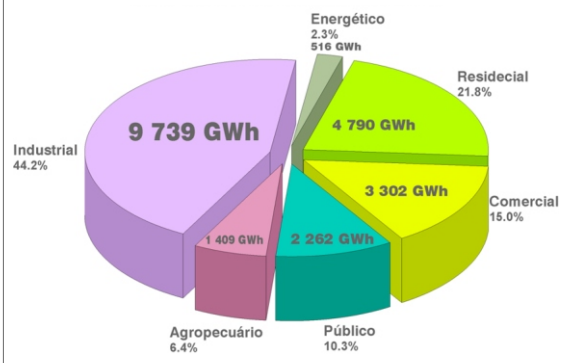


GRÁFICO 1.1
Projeção do Mercado de Energia Elétrica para o Subsistema Sul (trajetória de referência) [6]



FONTE: EPE

GRÁFICO 1.3
Consumo de Energia Elétrica por Setor no Estado do Paraná em 2005 [5]



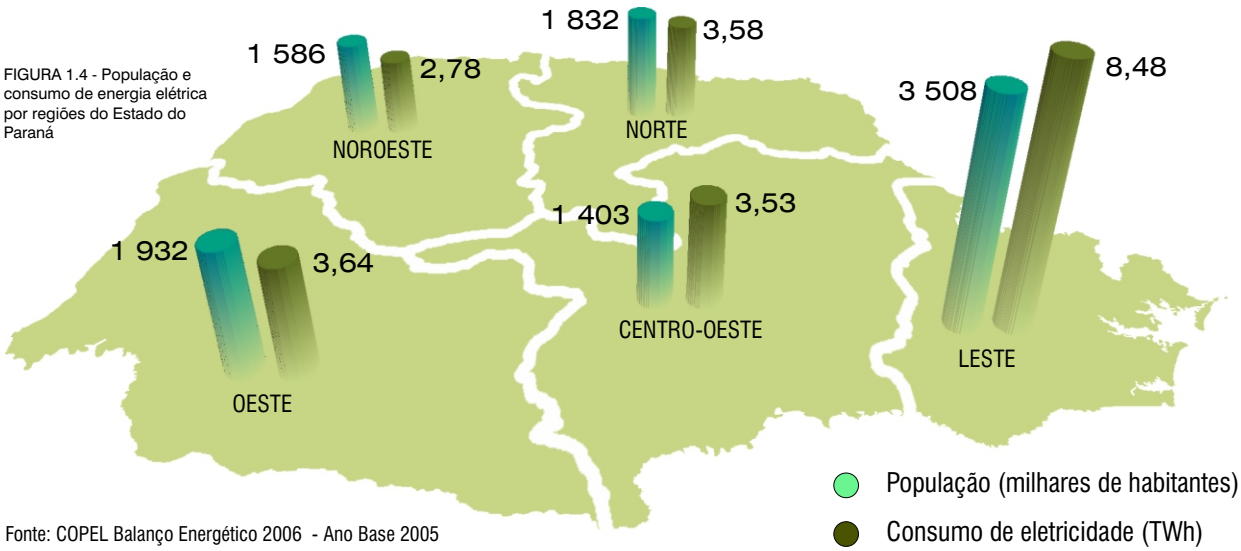
população e do consumo de energia elétrica nas cinco regiões administrativas do Estado, segundo dados da COPEL [5]. A distribuição do consumo pelo Estado é razoavelmente proporcional à distribuição da população, com a região Leste respondendo por 38,5% da demanda.

Em 2000, a população economicamente ativa era de 4.651.832 habitantes, dos quais 20,5% trabalhavam no setor agropecuário, 22,8% na indústria e 56,7% no setor de serviços [3]. Em 2004, o PIB do Estado foi de R$108,7 bilhões, tendo crescido 3,2% em relação ao ano anterior, menos que a média nacional de 4,9%. O PIB *per capita* se manteve relativanente alto, R$10.725,00.

O consumo anual de energia elétrica no Estado foi de 22.018 GWh em 2005,[5] respondendo por 5,46% do consumo do setor no país. O Gráfico 1.3 mostra a distribuição do consumo de energia elétrica pelos setores de atividade econômica: as frações dos setores industrial e energético ficam um pouco abaixo dos valores nacionais (os quais são 47,7% e 3,61%), enquanto que os setores público e agropecuário (10,3% e 6,4% respectivamente) consomem frações maiores de energia elétrica em relação aos valores do país (8,72% e 6,4%). O Gráfico 1.2 mostra que o consumo de energia elétrica no Estado vem crescendo de maneira estável nas últimas décadas, tendo sido de 4,2% entre 2000 e 2005.

Como se pode observar no Gráfico 1.1, o Operador Nacional do Sistema - ONS - prevê um aumento de carga para o subsistema sul de 4,8% entre os anos de 2006 e 2011[6] com base em estimativas de crescimento do PIB. Este valor pode variar entre 4,2% e 5,4% para diferentes cenários. O ONS também projeta um aumento no mercado de energia elétrica de 59.662GWh em 2006 para 76.341 GWh em 2011 (trajetória de referência), ou seja, um crescimento de 27,9% em 5 anos.

FIGURA 1.4 - População e consumo de energia elétrica por regiões do Estado do Paraná



Fonte: COPEL Balanço Energético 2006 - Ano Base 2005

1.3 Infra-Estrutura

Transporte: há no Estado 15.818 km de rodovias, das quais 13.508 km pavimentadas e 2.310 km não-pavimentadas. Há também 2.240 km de ferrovias, a maior parte das quais fazendo do sistema de ligação entre o Porto de Paranaguá e o Oeste do Estado.[7] Em 2000, o Porto de Paranaguá movimentou 21,1 milhões de toneladas [8].

Terminais Telefônicos: havia 2,6 milhões de linhas fixas e 2,1 milhões móveis em 2002.

Domicílios: há um total de 2.663.037 domicílios particulares permanentes, dos quais 83,1% urbanos e 16,9% rurais. Destes, 97,6% possuem algum tipo de água canalizada, 53% possuem sistema de esgoto (rede ou fossa séptica) e 83,3% têm serviço de coleta de lixo.[4]

Saúde: em 2002, havia 3,1 leitos e 1,42 médicos para cada mil habitantes.[7]

Rios: as principais bacias hidrográficas do Paraná são a Bacia Atlântica, as sub-bacias do Ribeira e a Bacia do Paraná com as sub-bacias do Itararé, Cinzas, Tibagi, Pirapó, Ivaí, Piquiri, Iguaçu, e ainda, ao norte, o Paranapanema[1]. O privilegiado regime hídrico possui um potencial hidráulico estimado em 23.977 MW [9], o terceiro maior do país, do qual 72,8% já está em operação.

Sistema Elétrico: O Estado do Paraná está interligado aos subsistemas Sul e Sudeste-Centro-Oeste, o que permitiu que, em 2005, exportasse 70,1% da sua produção.[5] Esta chegara a 79.487 Gwh, a maior do país, por estado. De uma capacidade instalada total de 17.472 MW, 95,4% é disponibilizada por usinas hidrelétricas (incluindo pequenas centrais), 4,57% por usinas térmicas e 0,01% (2,5 MW) por usina eólica [9].

A Figura 1.5 mostra a situação do Estado no sistema interligado nacional, com a localização das principais usinas. O sistema pode ser visto com detalhes no mapa da próxima página, que apresenta as principais características da infra-estrutura do Estado.

As Tabelas 1.1 e 1.2 trazem a relação das usinas térmicas e hidrelétricas do Estado e suas respectivas potências instaladas.

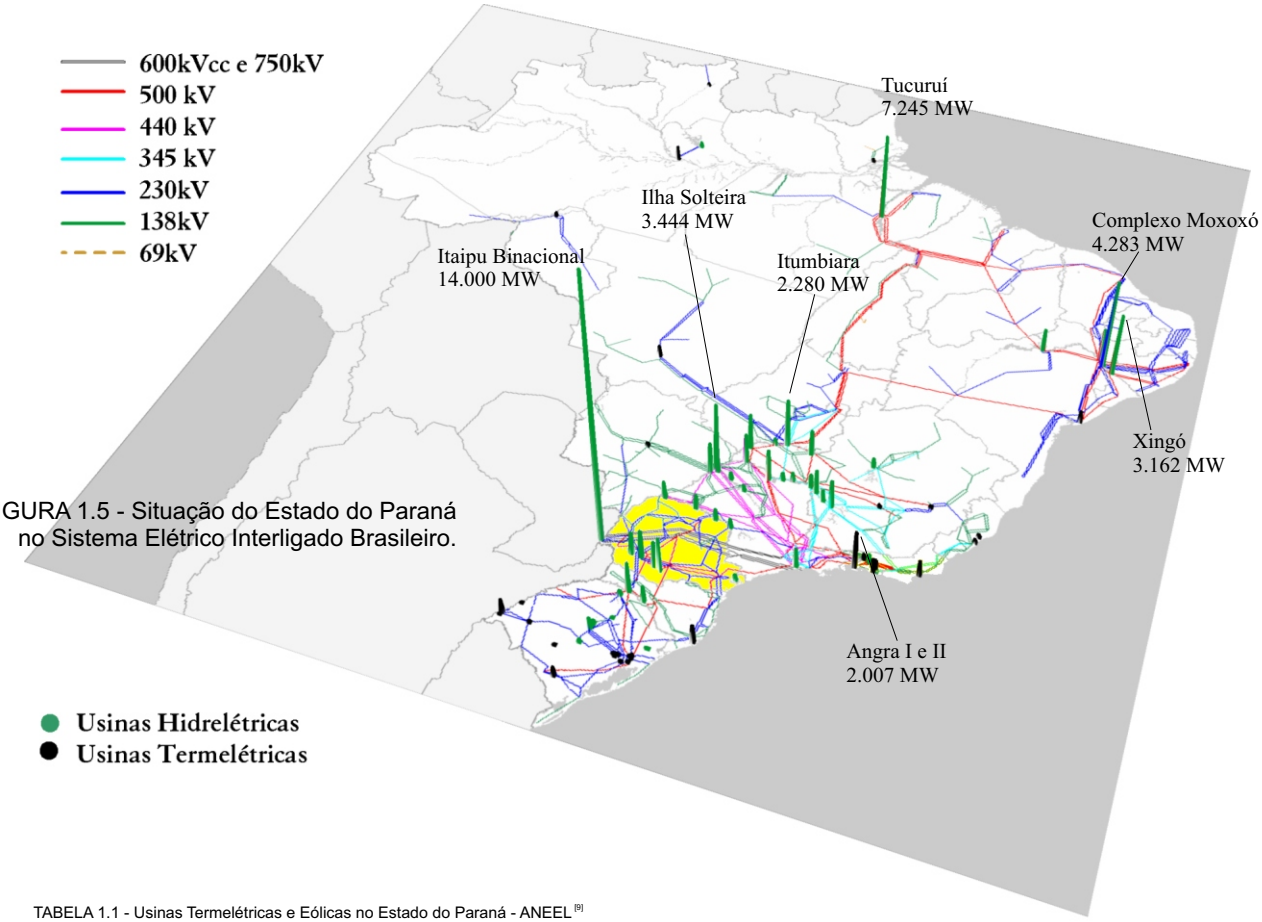


FIGURA 1.5 - Situação do Estado do Paraná no Sistema Elétrico Interligado Brasileiro.

TABELA 1.1 - Usinas Termelétricas e Eólicas no Estado do Paraná - ANEEL [9]

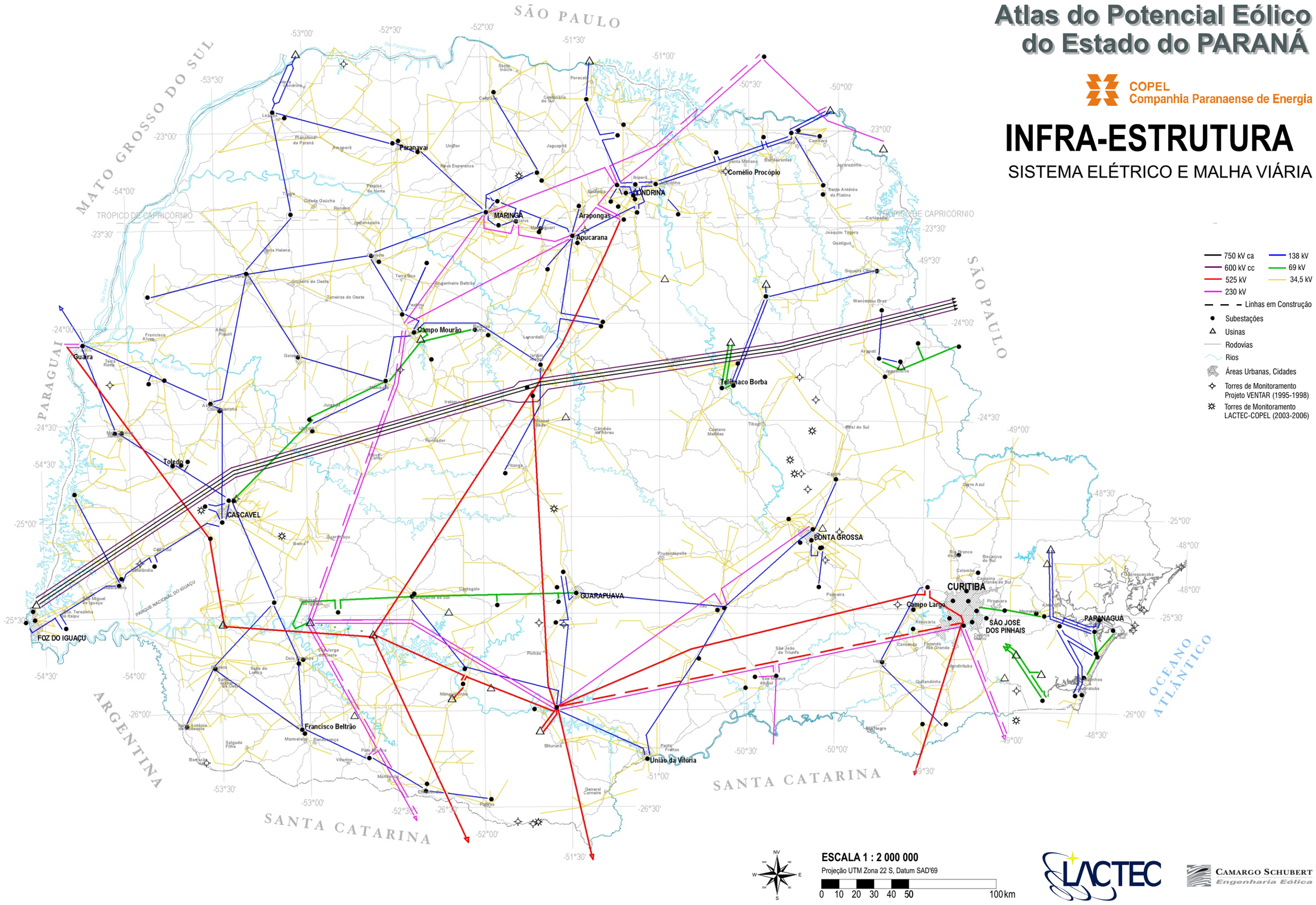
USINAS TERMELÉTRICAS		
Usina	**MW**	**Combustível**
Araucária	485	Gás Natural
Santa Terezinha (Tapejara)	51	Bagaço de Cana de Açúcar
Klabin	49	Licor Negro
Refinaria Getúlio Vargas (REPAR)	32	Gás de Refinaria
UJU	30	Bagaço de Cana de Açúcar
Figueira	20	Carvão Mineral
Miguel Forte	16	Resíduos de Madeira
Winimport	12	Resíduos de Madeira
EnergyWorks Corn Products Balsa	9	Gás Natural
Piraí	9	Resíduos de Madeira
Santa Terezinha Paranacity	9	Bagaço de Cana de Açucar
Usaciga	9	Bagaço de Cana de Açucar
Termocana	8	Bagaço de Cana de Açucar
Outras	69	Vários
Total Térmicas	867	
USINAS EÓLICAS		
Palmas	2,5	

Atlas do Potencial Eólico do Estado do PARANÁ

COPEL
Companhia Paranaense de Energia

INFRA-ESTRUTURA

SISTEMA ELÉTRICO E MALHA VIÁRIA



ESCALA 1 : 2 000 000

Projeção UTM Zona 22 S, Datum SAD'69

0 10 20 30 40 50 100 km

LACTEC

CAMARGO SCHUBERT
Engenharia Eólica

TABELA 1.2 - Usinas Hidrelétricas no Estado do Paraná - ANEEL[9]

USINAS HIDRELÉTRICAS		
Usina	**MW**	**Rio**
Itaipu (Parte Brasileira)	7 000,000	Paraná
Governador Bento Munhoz da Rocha Neto (Foz do Areia)	1 676,000	Iguaçu
Salto Santiago	1 420,000	Iguaçu
Governador Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)	1 260,000	Iguaçu
Governador José Richa (Salto Caxias)	1 240,000	Iguaçu
Salto Osório	1 078,000	Iguaçu
Capivara (Escola de Engenharia Mackenzie)	320,000	Paranapanema
Taquaruçu (Escola Politécnica)	277,000	Paranapanema
Chavantes	207,000	Paranapanema
Rosana	184,600	Paranapanema
Governador Parigot de Souza (Capivari/Cachoeira)	260,000	Capivari
Fundão	120,168	Jordão
Santa Clara	120,168	Jordão
Canoas I	41,250	Paranapanema
Canoas II	36,000	Paranapanema
Salto Grande (Lucas Nogueira Garcez)	35,000	Paranapanema
Ourinhos	22,000	Paranapanema
Guaricana	36,000	Arraial
Chaminé	18,000	São João
50 Pequenas e Micro Centrais Hidrelétricas	197,967	Vários
TOTAL	**15 552 MW**	

Nota: Foi considerada apenas metade do valor das potências instaladas das usinas dos rios Paranapanema e Paraná (Itaipu), por se situarem em fronteiras do Estado.

1.4 Climatologia

A passagem do Trópico de Capricórnio caracteriza o Estado do Paraná como zona de transição entre clima tropical e subtropical. Enquanto o litoral apresenta clima tropical superúmido, as regiões norte, oeste e sudoeste apresentam clima subtropical úmido, com verões quentes e estação seca não muito bem definida. Já as regiões mais altas dos planaltos (ver modelo de relevo, fig. 3.2) caracterizam-se pelo clima temperado ou subtropical de altitude, com as estações do ano mais diferenciadas: verões frescos e geadas freqüentes no inverno; é o caso das regiões dos planaltos de Curitiba, Guarapuava e Palmas.[10] A seguir, serão apresentadas as principais características climáticas de temperatura e precipitação do Estado do Paraná.

Temperatura: O mapa de temperatura média anual apresentado na Figura 1.6 revela uma diferença significativa entre as temperaturas das regiões noroeste e sudeste do Estado. Há também uma variação sazonal das temperaturas, mostrada nos mapas da Figura 1.7, que é mais intensa nas regiões de clima temperado: as regiões altas das escarpas e a zona norte do Planalto de Curitiba. Nestes locais, as temperaturas médias sazonais variam entre 10ºC no inverno e 19ºC no verão. Percebe-se também que o litoral é sempre mais quente que o interior do Estado devido às baixas altitudes, e que apresenta menor amplitude térmica devido à proximidade com o mar.

Precipitação: A Figura 1.8 apresenta as médias climatológicas de precipitação sazonal no Estado do Paraná, onde se pode notar uma tendência a verões chuvosos e invernos secos, principalmente na região do Planalto de Cambará, a nordeste do Estado. No litoral, a chuva é relativamente bem distribuída durante o ano, um pouco mais escassa nos meses de junho, julho e agosto. No interior do Estado, uma região de precipitações mais intensas, representada pela cor azul-clara, desloca-se do Planalto de Palmas, na primavera, para o Planalto de Apucarana, mais ao norte, no verão.

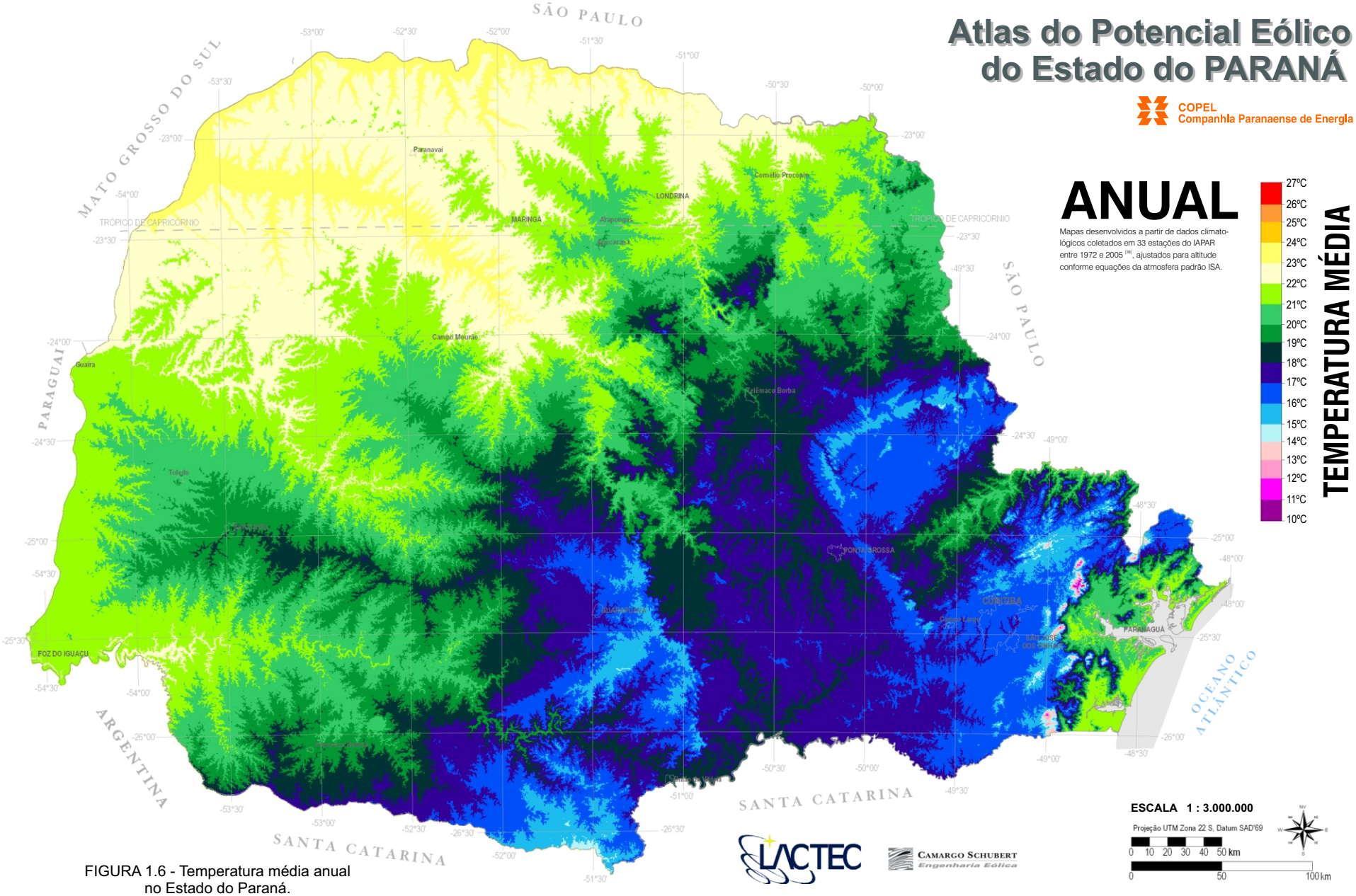


FIGURA 1.6 - Temperatura média anual no Estado do Paraná.

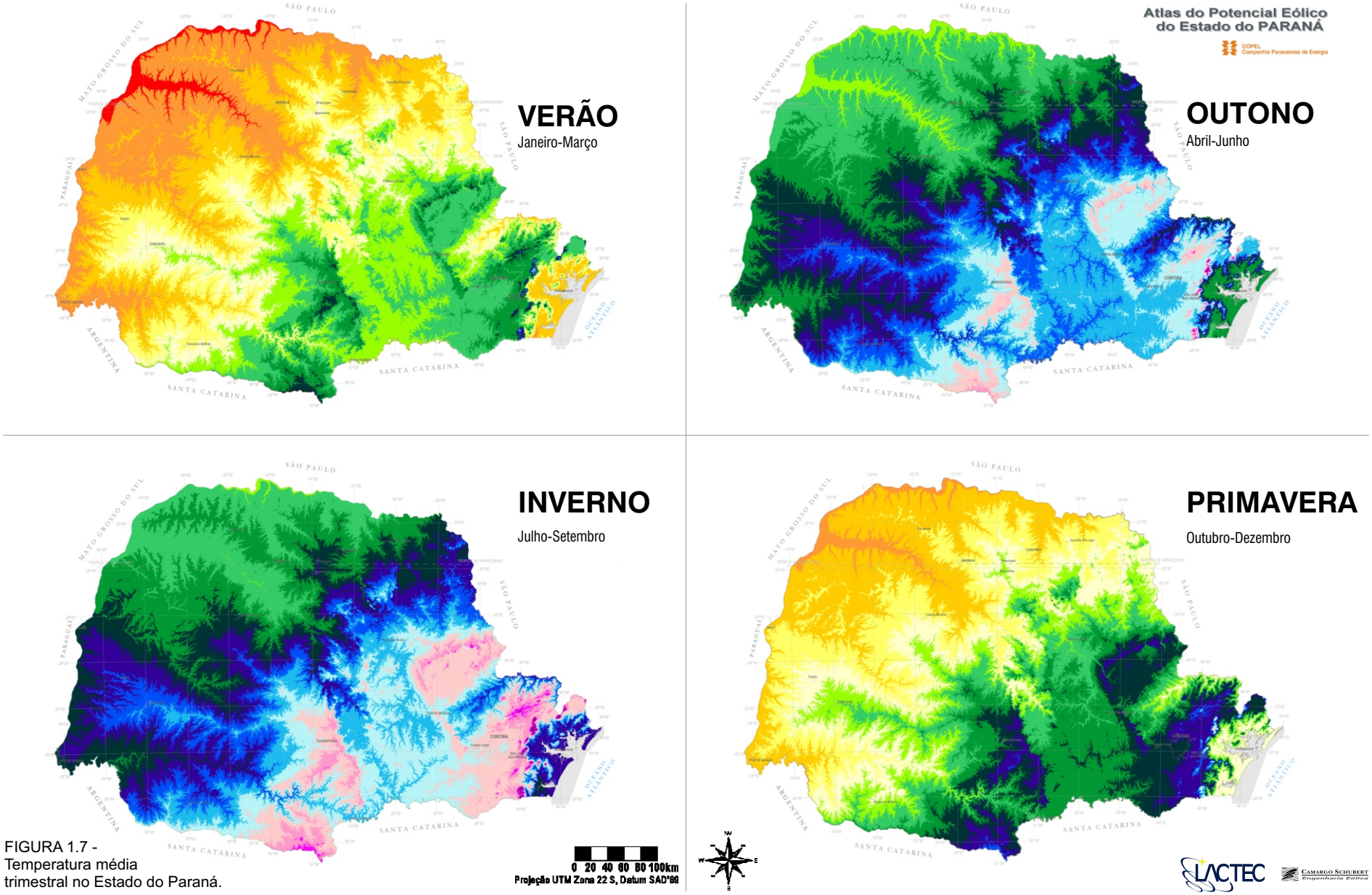
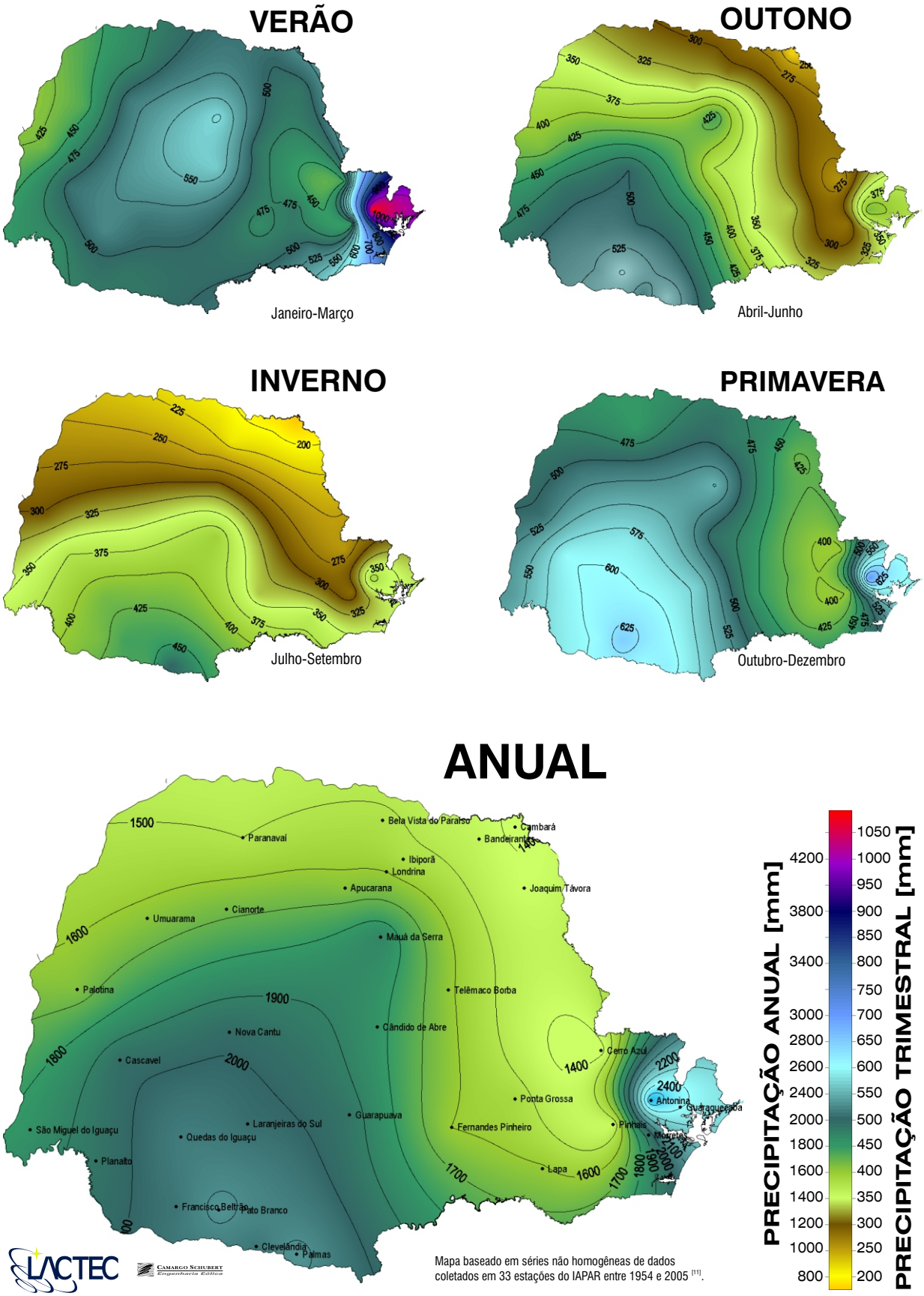


FIGURA 1.7 -
Temperatura média
trimestral no Estado do Paraná.

FIGURA 1.8 - Precipitação média trimestral e anual no Estado do Paraná



Mapa baseado em séries não homogêneas de dados coletados em 33 estações do IAPAR entre 1954 e 2005 [11].

2. FUNDAMENTOS

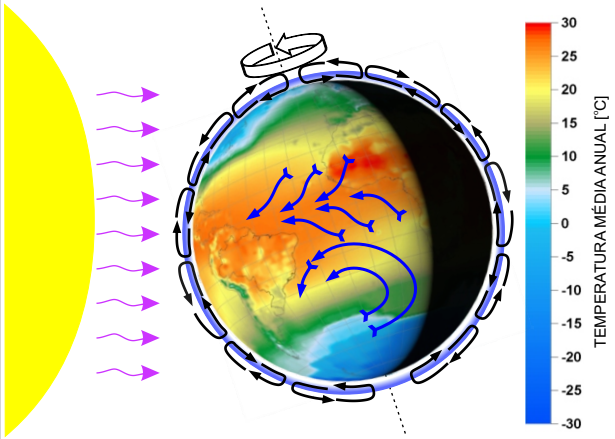


FIGURA 2.1 - Circulação atmosférica.

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 (fig. 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.

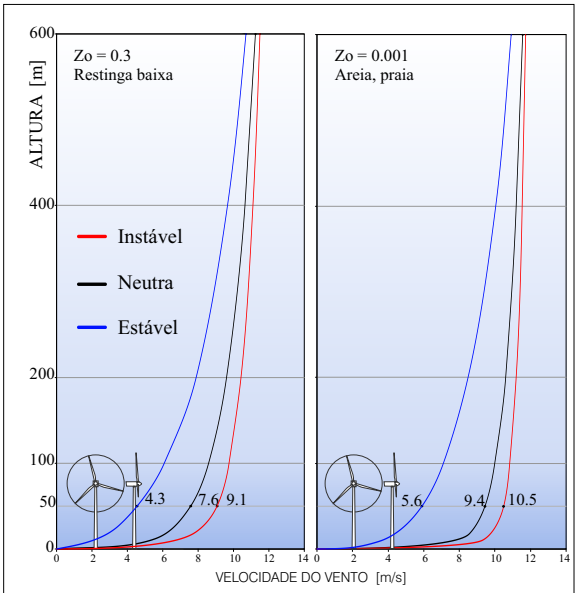


GRÁFICO 2.1 - Vento x altura: efeitos da rugosidade e estabilidade térmica vertical da atmosfera

O vento pode variar bastante no intervalo de horas ou dias, porém, em termos estatísticos, tende 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, com sazonalidade bem definida ao longo do ano. Ao longo de décadas, em geral, as velocidades médias anuais apresentam variações inferiores a 10% da média de longo prazo.[12] Os regimes anuais e sazonais são predominantemente controlados pelas grandes escalas atmosféricas: a escala sinótica e a circulação geral planetária.[13]

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, presença de obstáculos e estabilidade térmica vertical. No exemplo do Gráfico 2.1, são ilustradas as velocidades na camada-limite atmosférica em dois locais planos e contíguos com cobertura de areia e restinga, respectivamente. Nota-se a grande dependência do perfil vertical de velocidade do vento com a altura, a rugosidade do terreno e a estabilidade térmica vertical da atmosfera (se estável, neutra ou instavelmente estratificada).

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

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

onde: ρ - densidade do ar (1,225 kg/m^3 no nível do mar e a 15°C); A_r - área varrida pelo rotor ($\pi D^2/4$, sendo D - diâmetro do rotor); Cp - coeficiente aerodinâmico de potência do rotor (valor máximo teórico = 0,593, na prática atinge entorno de 0,50 e é variável com o vento, rotação

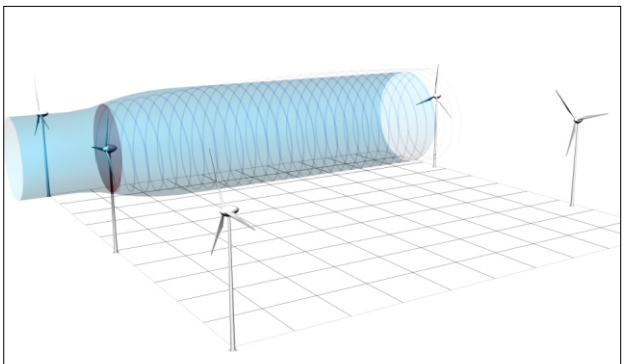


FIGURA 2.2 - Esteira aerodinâmica e afastamento de turbinas em uma usina eólica.

e parâmetros de controle da turbina); η - eficiência do conjunto gerador/transmissões mecânicas e elétricas (0,93~0,98).

Ao absorver a energia cinética, o rotor reduz a velocidade do vento imediatamente a jusante do disco; gradualmente essa velocidade se recupera à medida que esta porção se mistura com as massas de ar em escoamento livre. Das forças de sustentação aerodinâmica nas pás do rotor resulta uma esteira helicoidal de vórtices, a qual também gradualmente se dissipa (fig. 2.2). Após alguma distância a jusante, onde o escoamento praticamente recupera a velocidade original, turbinas adicionais podem ser instaladas sem perdas energéticas significativas. Essa distância varia, na prática, com a velocidade do vento, as condições de operação da turbina, a rugosidade e a complexidade do terreno, e com a estabilidade térmica da atmosfera.

2.2 Tecnologia

Com o acentuado crescimento do mercado mundial de energia eólica nos últimos anos, os geradores eólicos encontram-se em franco desenvolvimento tecnológico, tendo como principal tendência o aumento progressivo nas dimensões e capacidade das turbinas. A Figura 2.3 mostra a montagem de uma turbina com 600kW de potência nominal. Na Figura 2.4, são

FIGURA 2.3 - Montagem de turbina de 600kW

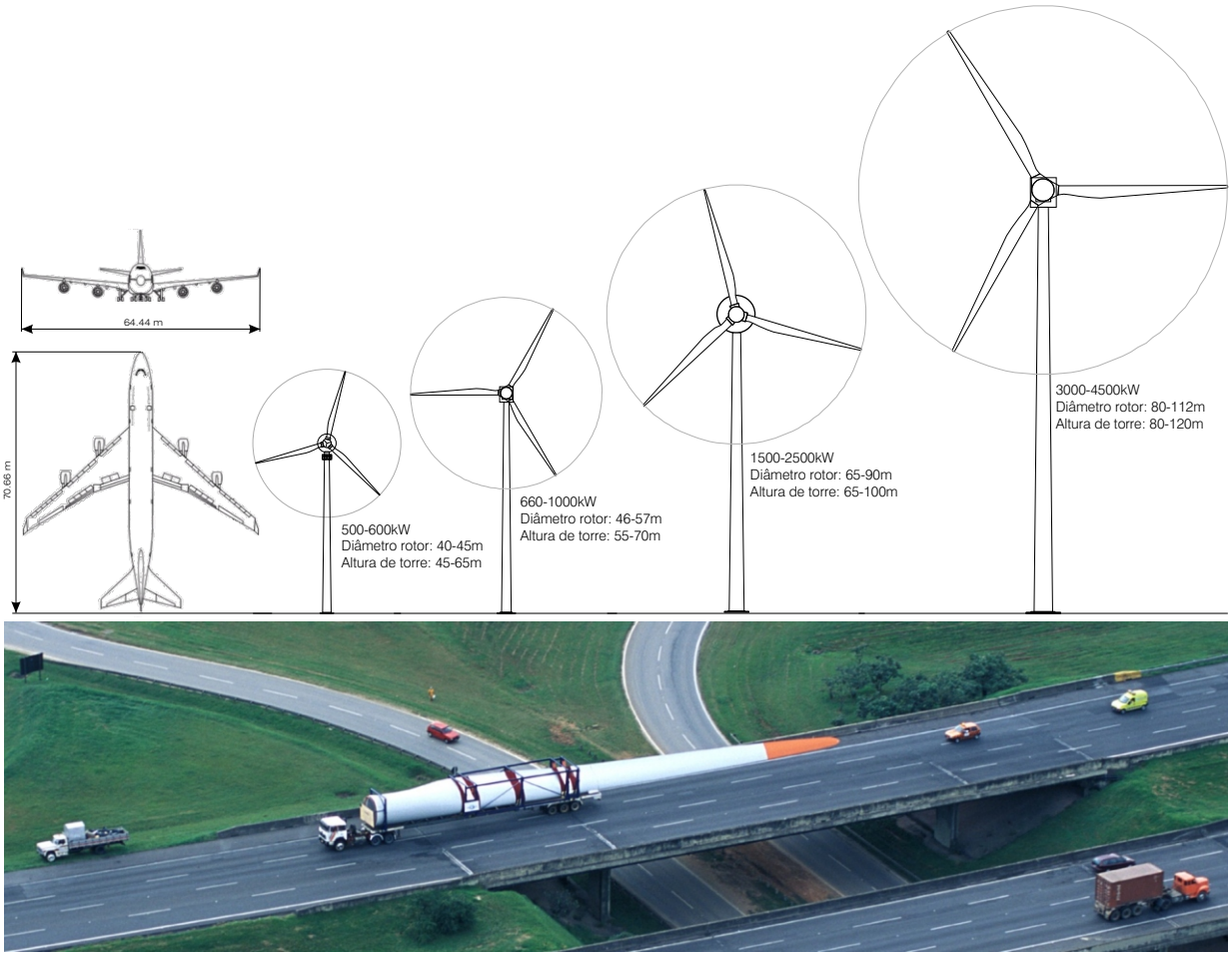


FIGURA 2.4 - Dimensões típicas das turbinas eólicas no mercado atual, comparadas às da aeronave *Boeing 747*. Na foto, é mostrado o transporte rodoviário de uma pá de rotor eólico de diâmetro superior a 100m.

ilustradas as dimensões de turbinas disponíveis atualmente no mercado mundial, comparando-as com as do Boeing 747. Pode-se considerar que, pela quantidade de máquinas já operando no mundo, as turbinas eólicas com capacidade de até 2500kW já estão tecnologicamente consolidadas. As maiores turbinas ilustradas, apesar de já disponíveis no mercado e com diversas unidades instaladas, ainda podem ser consideradas como estágio de consolidação tecnológica. Os rotores das turbinas eólicas são fabricados em materiais compostos, com tecnologia 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 é dada por [14]

$$rpm = \frac{895}{D} + 6{,}9 \qquad D \text{ em metros}$$

À medida 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 rotações da ordem de 30rpm a 15rpm, respectivamente. As baixas rotações das turbinas maiores tornam as pás visíveis e evitáveis por pássaros em vôo. 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 [14]

$$\text{Peso(rotor + nacele)} = \frac{D^2}{57{,}8} \qquad \text{(Toneladas)}$$

Por esta 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. Dessa ordem de grandeza e da análise da expansão do mercado eólico (Gráfico 2.2), 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. Essa proximidade geográfica tem a vantagem econômica da diluição de custos: arrendamento de área, fundações, aluguel de de

FIGURA 2.5 - Fabricação de pás em materiais compostos, para rotores de turbinas eólicas

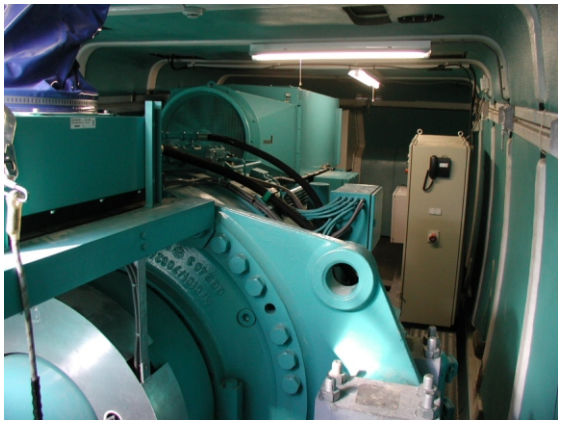


FIGURA 2.6 - Limpeza de pás em usina eólica, detalhes de nacele, cubo e rotor, e interior da nacele: caixa de engrenagens, gerador e painéis de controle

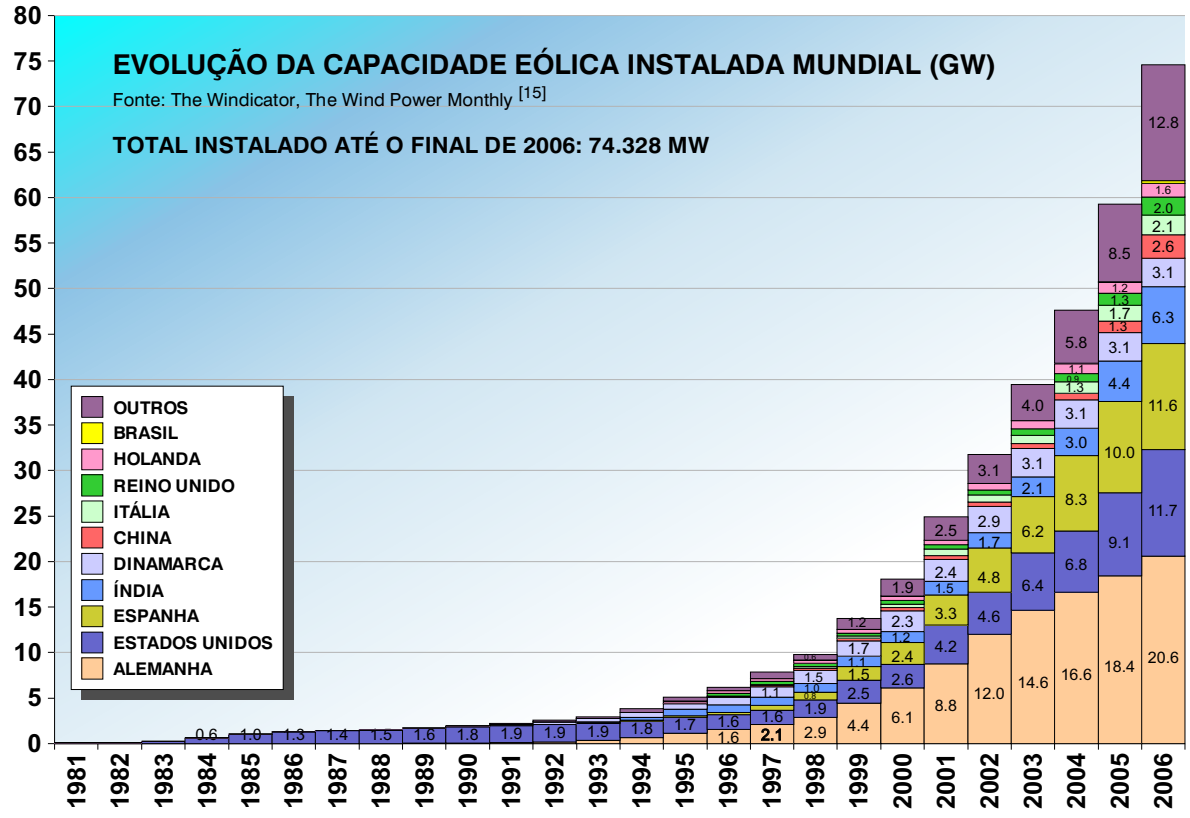


GRÁFICO 2.2 - Evolução mundial da capacidade instalada de geração eólica

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, por 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 a ser gerada. Para tanto, a determinação do recurso eólico usualmente requer uma rede anemométrica qualificada, isto é, com equipamentos de alta confiabilidade e durabilidade, adequadamente dispostos em torres de medições altas de 50 a 100 metros de altura. Os anemômetros devem ser previamente calibrados em túnel de vento e instalados conforme as recomendações da Agência International de Energia (IEA) e Comissão Técnica Internacional (IEC) [17,18]. A campanha de medição deve abranger um período mínimo de 1 ano, tendo o suporte de um sistema eficiente de coleta de dados e verificação de falhas [16]. A transmissão remota de dados possibilita realizar a verificação diária da operação do sistema, propiciando agilidade na detecção de falhas e na adoção das medidas preventivas e corretivas necessárias. A extrapolação dos dados de vento para toda a área de projeto requer modelos representativos da topografia e rugosidade do terreno.

Complementarmente, devem ser realizados estudos de representatividade climatológica do período de medição, através de análises de correlação e ajustes a partir de séries de longo prazo, avaliando-se a variabilidade interanual do vento e as estimativas médias esperadas ao longo da vida útil da usina (tipicamente vinte 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 diminuindo as incertezas nas estimativas de geração de energia.

O cálculo de produção da usina eólica deve considerar a curva de potência certificada por órgãos homologadores independentes (e.g. DEWI, WINDTEST, NREL, Risoe), ou ainda, a curva garantida contratualmente pelo fabricante. As curvas de desempenho devem ser corrigidas para as condições locais de densidade do ar.

Nos estudos de otimização do posicionamento de turbinas (*micrositing*) são realizadas simulações de produção de energia e das perdas por interferência aerodinâmica entre rotores de turbinas [19, 20]. O cálculo do campo de velocidades em toda a área da usina é usualmente realizado por modelos numéricos de simulação de camada-limite que extrapolam os dados anemométricos efetivamente medidos utilizando modelos detalhados de relevo e rugosidade, avaliando ainda a influência da estabilidade térmica vertical da atmosfera [21a25]. Os desenvolvimentos mais recentes incorporam a modelagem de fenômenos de mesoescala. [26] 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 2.7 ilustra o processo de otimização e *micrositing* de usinas eólicas.

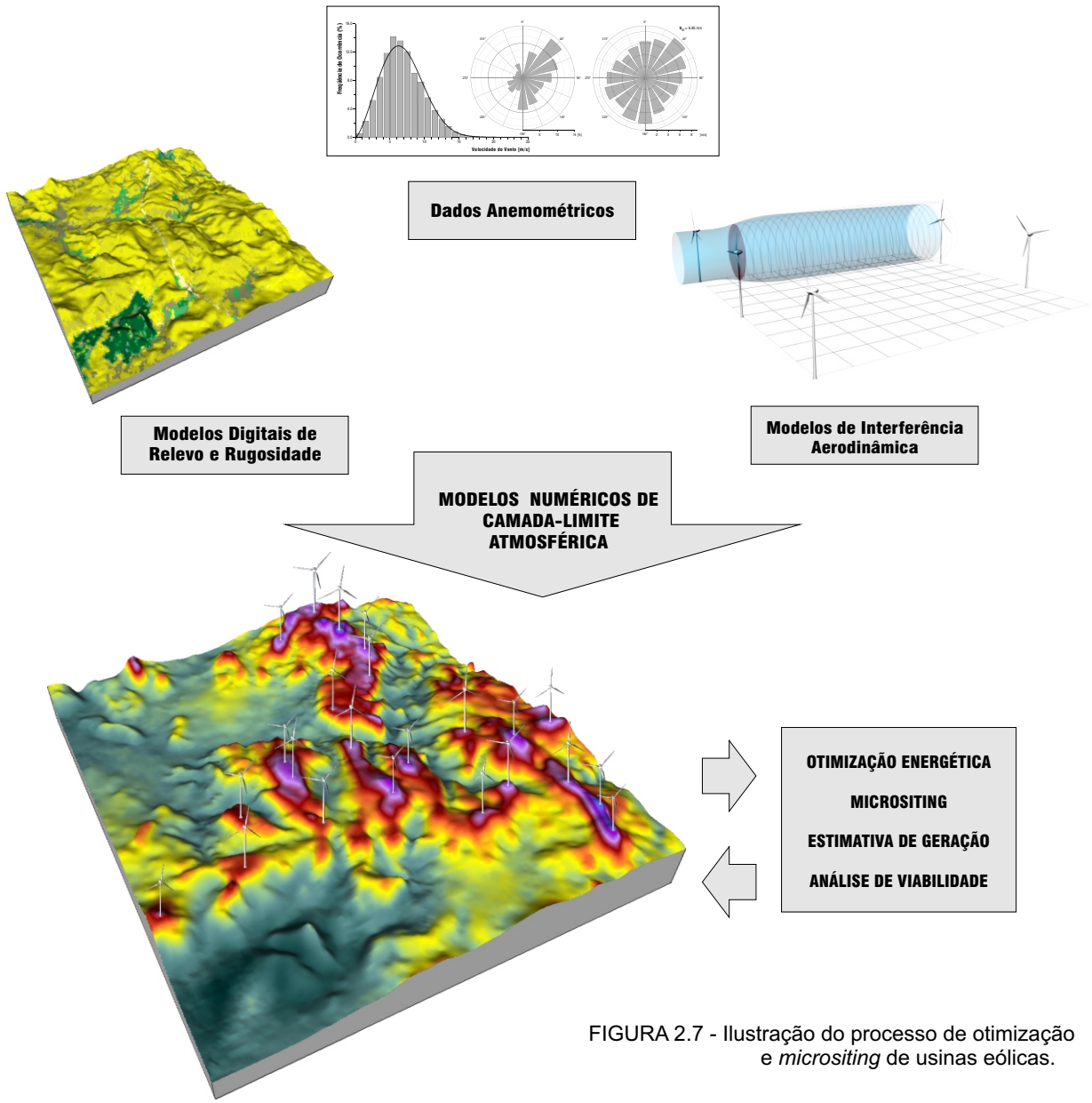


FIGURA 2.7 - Ilustração do processo de otimização e *micrositing* de usinas eólicas.

3. METODOLOGIA

3. Processo de Mapeamento

Desde 1995, a COPEL vem desenvolvendo projetos de Pesquisa & Desenvolvimento na área de energia eólica, em parceira com o LACTEC e a CAMARGO SCHUBERT. Em 1999, foi elaborado o "Mapa Eólico do Estado do Paraná" a partir dos dados do "Projeto VENTAR". Posteriormente, alinhada com o crescimento global da utilização de sistemas de energia renovável e o início do mercado brasileiro de energia eólica, a COPEL desenvolveu uma nova metodologia para a análise da viabilidade de projetos de usinas eólicas no Brasil.

O presente mapeamento do potencial eólico do Estado do Paraná foi realizado a partir desta nova metodologia, aplicada a uma rede de medições anemométricas e a modelos digitais de terreno na resolução horizontal de 100m x 100m. O modelo numérico aplicado foi o *MesoMap*,[26] neste caso, constituído por modelamento de mesoescala (MASS) na resolução horizontal de 3.6km x 3.6km e posterior interpolação para a resolução final por modelamento tridimensional de camada-limite (WindMap).[25]

3.1 Modelos de Terreno

Os regimes de vento são fortemente influenciados pela topografia e rugosidade do terreno. A representatividade dos modelos é afetada diretamente pela qualidade das fontes de dados utilizadas (e.g. qualidade do levantamento topográfico e imagens de satélite); além disso, os modelos devem ser georreferenciados e validados por amostragens em campo e comparações com modelos já existentes.

3.1.1 Modelo de Relevo

O modelo de relevo foi desenvolvido a partir da mais recente base de dados obtida através de radares topográficos de alta resolução em missão do *Space Shuttle da NASA/ESA*. O modelo de relevo abrange todo o território do Estado do Paraná, e foi elaborado com uma resolução horizontal de 100 m x 100 m. Tal modelo apresenta detalhamento similar a cartas topográficas 1 : 25.000 (com diferenças de cotas entre curvas de nível de 10 metros) e representa a melhor base topográfica disponível para a região.

3.1.2 Modelo de Rugosidade

O modelo de rugosidade do Estado do Paraná foi elaborado em resolução horizontal de 100m x 100m, a partir da interpretação do mosaico de imagens LANDSAT5 e de aferições por comparação com o Mapa de Vegetação do Brasil (IBGE), com os Modelos de Uso do Solo desenvolvidos pela USGS Universidade de Nebraska e o Joint Research Centre da Comissão Européia e com amostragens em campo das áreas mais representativas. Estes mapas são apresentados nas Figuras 3.3 e 3.4.

3.2 Medições Anemométricas

O presente mapeamento contou com uma rede qualificada de 9 torres anemométricas com alturas de 50 e 100 metros, equipadas com anemômetros de diferentes fabricantes e tipos, operando por um período de 12 a 36 meses.

Escolha das áreas e posicionamento das torres: primeiramente, foram consultados os mapeamentos eólicos já existentes: o projeto VENTAR, COPEL/1999, e o Atlas Eólico Brasileiro, MME/ELETROBRÁS/2001, que indicaram as áreas do Estado com potencial eólico mais promissor.

FIGURA 3.1 - Estação anemométrica Taquara (PR)

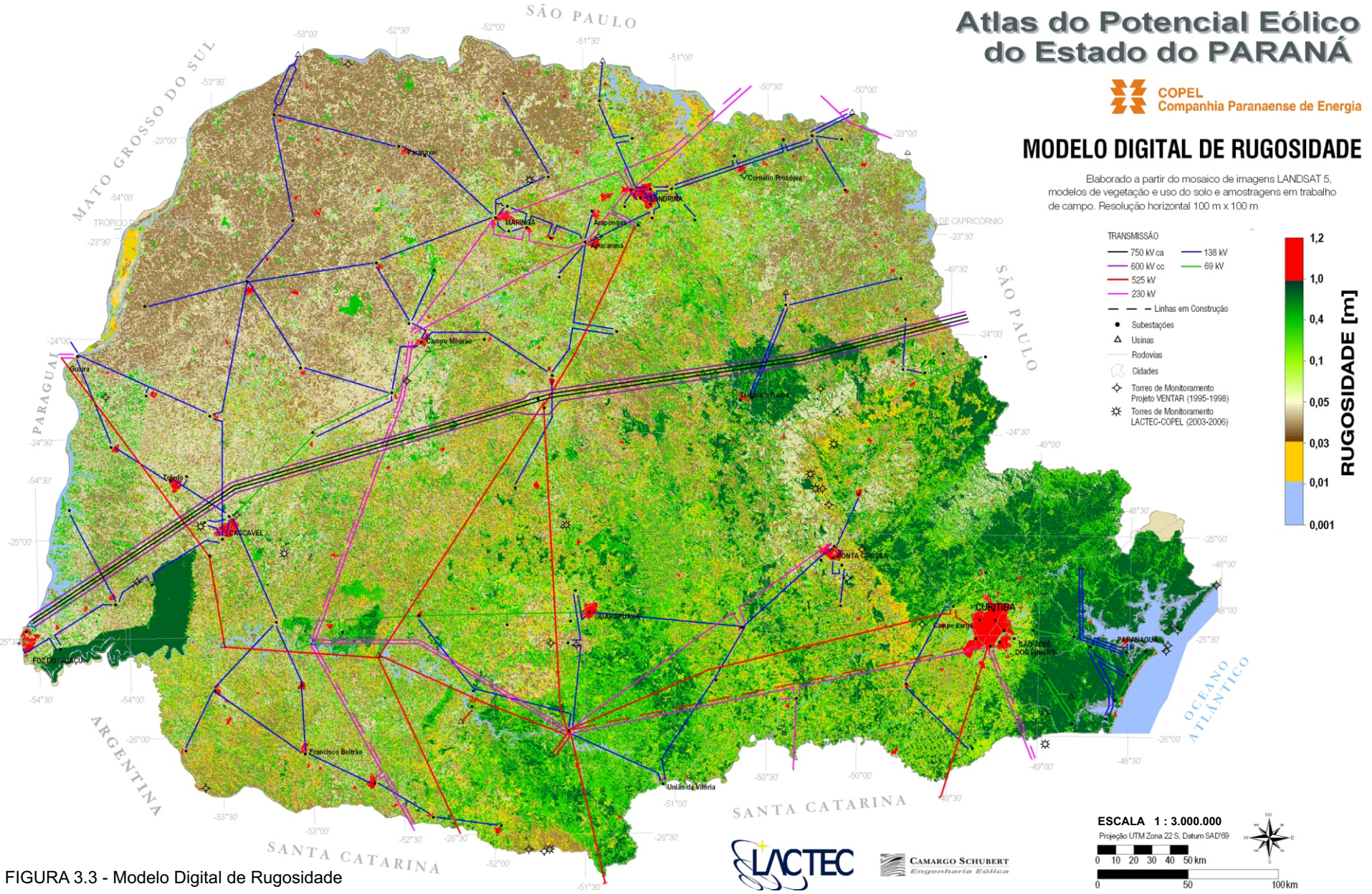


FIGURA 3.3 - Modelo Digital de Rugosidade

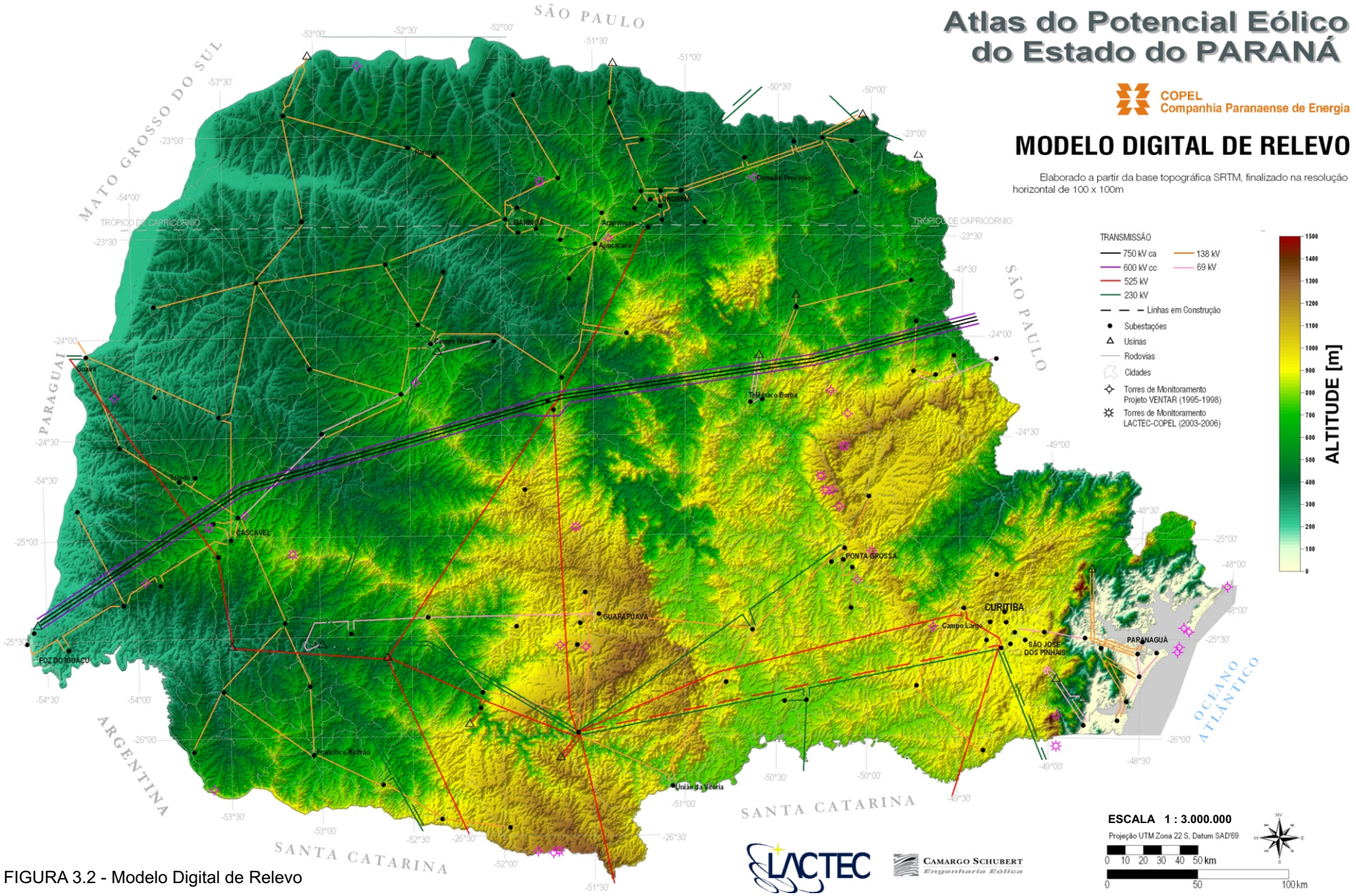


FIGURA 3.2 - Modelo Digital de Relevo

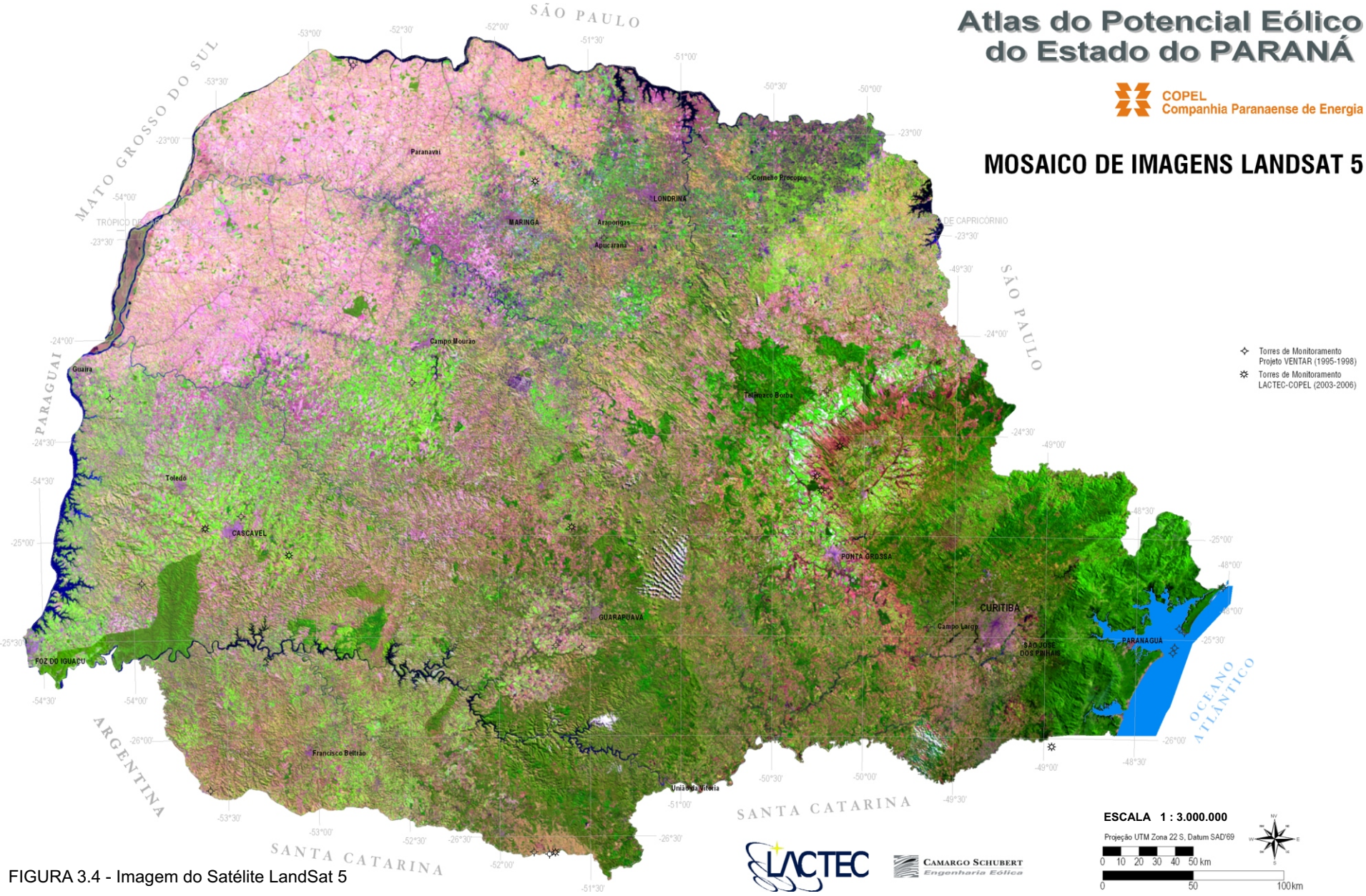


FIGURA 3.4 - Imagem do Satélite LandSat 5

Em seguida, foram realizadas simulações numéricas da camada-limite atmosférica utilizando modelos convencionais de microescala (*Jackson-Hunt* e modelos de consistência de massa) e um modelo de mesoescala (ver explicação nos itens 3.3.1 e 3.3.2), que mapearam o potencial eólico das regiões previamente identificadas. O posicionamento final das torres foi feito com base no resultado dessas simulações, sendo auxiliado por um sistema integrado de GPS (Sistema de Posicionamento Global) e um computador *palmtop* contendo mapas digitais georreferenciados (imagens de satélite, modelos de terreno e mapas de vento), de modo a agregar precisão, agilidade e eficiência às atividades de vistoria dos locais. As inspeções de campo asseguraram que as torres ficassem em áreas de baixa rugosidade e devidamente afastadas de obstáculos, como demonstra a Figura 3.10. O mapeamento preliminar permite identificar as áreas mais promissoras e representativas, otimizando tempo e economizando recursos técnico-financeiros alocados ao projeto.

Foram instaladas no Estado do Paraná um total de nove torres, das quais cinco ainda estão em operação. Três delas foram posicionadas sobre os planaltos elevados dos campos de Castro-Tibagi (estações Taquara, Wiecheteck e Santo André), uma na divisa estadual entre Paraná e Santa Catarina (estação Quiriri) e as outras cinco distribuídas pelo 3º planalto Paranaense:

FIGURA 3.5 - Içamento de equipamentos; sensor de direção; anemômetro de copos; montagem de torre

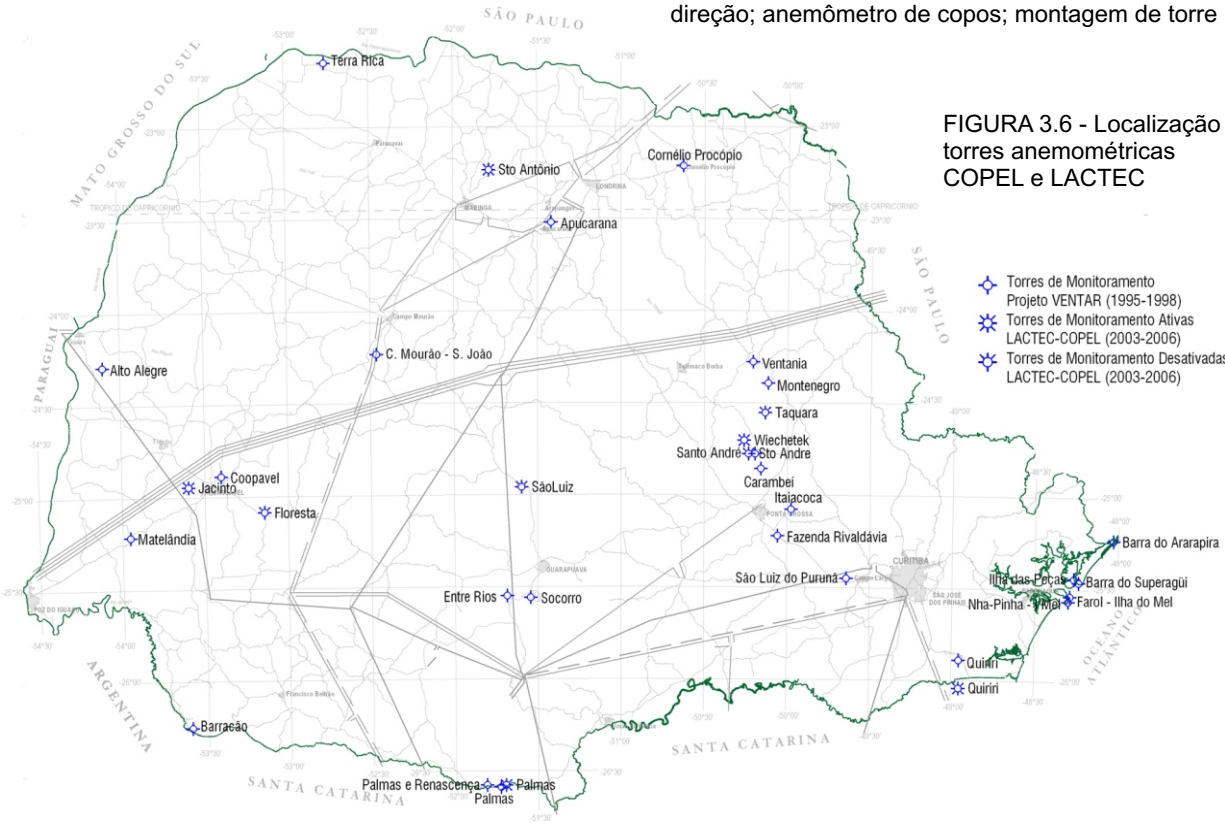


FIGURA 3.6 - Localização das torres anemométricas COPEL e LACTEC

estações São Luiz (ao norte de Guarapuava), Santo Antônio (em Maringá), Jacinto e Floresta (próximas a Cascavel) e Palmas. Pretende-se que esta última, a única com 100m de altura (Figura 3.11), venha a se tornar referência climatológica de longo prazo para estudos de energia eólica e ciências atmosféricas. O mapa da Figura 3.6 mostra onde se localizam as torres anemométricas no Estado.

As torres foram equipadas com anemômetros de diferentes fabricantes e tipos, em dois níveis (torres de 50 m) ou três níveis (torre de 100m). Além destes anemômetros, foi instalado um sensor para o registro da direção do vento no nível superior de cada torre. A Figura 3.5 ilustra alguns dos equipamentos utilizados nas torres. Os anemômetros de copos foram previamente calibrados em túnel de vento conforme padrões internacionais de qualidade *(DEWI-Deutsches Windenergie-Institut; MEASNET-Network of European Measuring Institutes),* as medições registradas foram comparadas entre si para avaliar a precisão e os níveis de confiança. A seleção dos anemômetros e dos sistemas de medição e aquisição de dados, bem como as práticas de campo adotadas na instalação, operação e manutenção seguiram as recomendações da Agência International de Energia (*IEA-International Energy Agency*) e da Comissão Eletrotécnica Internacional (*IEC-International Electrotechnical Commission).* Na torre de Maringá, foi instalado um comunicador via telefone celular e um sistema de integração entre os sistemas de medição e comunicação.

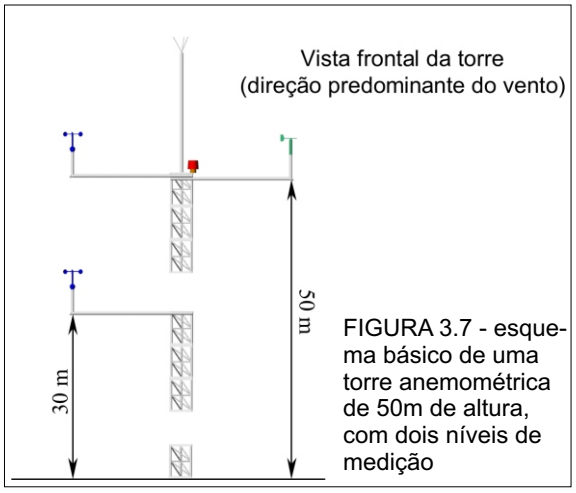


FIGURA 3.7 - esquema básico de uma torre anemométrica de 50m de altura, com dois níveis de medição

A Figura 3.7 mostra um desenho esquemático de uma torre anemométrica típica de 50m de altura.

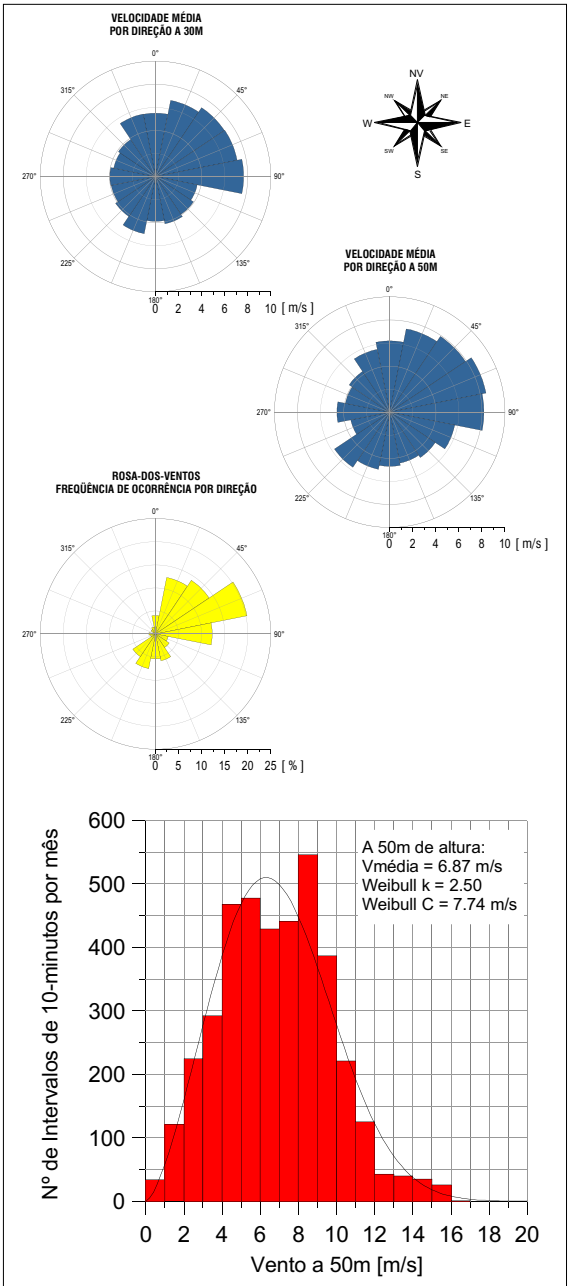


FIGURA 3.8 - exemplo de estatística mensal fornecida por *data-logger* instalado em torre localizada no Estado do Paraná: rosas-dos-ventos e distribuição das velocidades

FIGURA 3.9 - séries mensais de médias de velocidades a cada 10 minutos fornecidas por diferentes anemômetros em torre anemométrica no Estado do Paraná

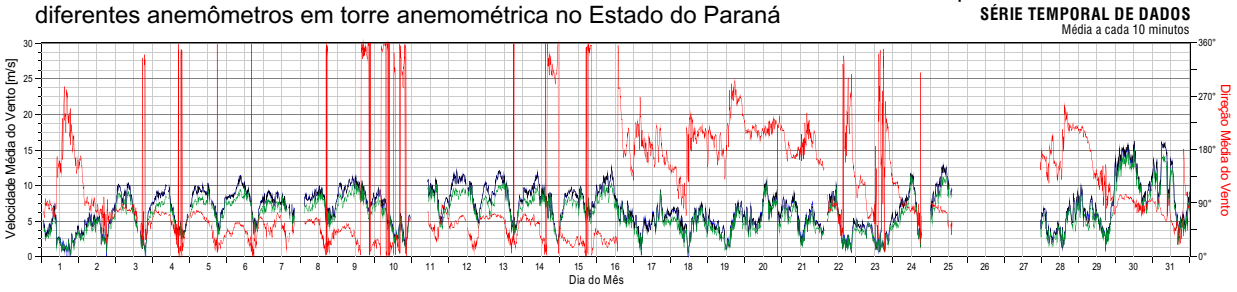
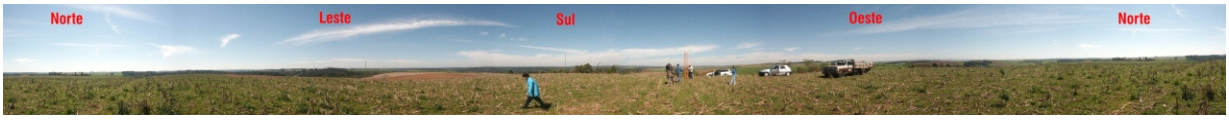


FIGURA 3.10 - Aspecto da torre de São Luiz, situada em local de baixa rugosidade e livre de obstáculos



Em cada período de medição, foram registradas as estatísticas de velocidade com as velocidades médias e máximas (rajadas) nas duas alturas de medição; as rosas-dos-ventos com as freqüências de ocorrência e velocidades médias por direção; a freqüência de calmarias e velocidades médias horárias (regime diurno). As Figuras 3.8 e 3.9 apresentam exemplos de estatísticas já corrigidas e validadas fornecidas originalmente por um *data-logger* de uma torre instalada no Estado.

Tratamento e validação dos dados: Os registros fornecidos pelas torres, com exceção da torre de Jacinto, foram criteriosamente auditados e validados, de modo a se obter uma alta taxa de recuperação de dados. Foram desenvolvidas várias rotinas e algoritmos de validação para identificar e corrigir, quando possível, falhas de sistemas e valores suspeitos, baseados na experiência de campo, nos tipos de equipamentos utilizados e na análise estatística detalhada dos dados registrados. Os registros 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 análise da correlação serial e/ou da distribuição estatística dos registros correspondentes do outro sensor.

Ajuste Climatológico: Os dados validados foram correlacionados e ajustados climatologicamente para o longo prazo.

O período típico de abrangência das campanhas de medição de vento, tanto para fins de mapeamento de potencial eólico de uma região quanto para a realização de projetos técnico-econômicos de parques eólicos é da ordem de um a cinco anos. É, portanto, bem inferior ao tempo de vida útil de uma usina eólica, tipicamente de 20 anos, e conseqüentemente de representatividade climatológica limitada .

Variações no clima de uma região são determinadas por fenômenos relacionados às grandes escalas atmosféricas, como a circulação geral planetária, El Nino e La Niña, que interferem no regime de chuvas e de ventos em todo o Brasil. Se uma determinada campanha de monitoramento eólico é realizada durante a ocorrência de um desses fenômenos, os parâmetros medidos representam condições atípicas e de representatividade limitada. No caso do vento, isso compromete as estimativas de produção de energia e os estudos de viabilidade econômica, que devem ser representativos das condições médias que ocorrerão ao longo da vida útil do empreendimento. Daí a necessidade do ajuste de longo termo, que reduz as influências das variações inter-anuais no regime de ventos.

Para realizar o ajuste dos dados anemométricos do Paraná, foram utilizados os dados de 30 anos do **Projeto Reanálise** produzido pelo *US National Center for Atmospheric Research NCAR* - e pelo *National Center for Enviromental Prediction NCEP*. Esta fonte disponibiliza uma série histórica de dados climáticos que conta hoje com mais de 50 anos de dados atmosféricos

FIGURA 3.11 - Torre de medição de 100m de altura (ao fundo) na Usina Eólica de Palmas, PR

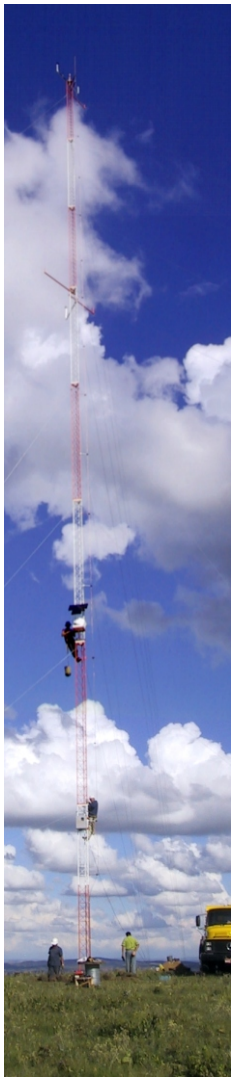


FIGURA 3.12 - Torre de monitoramento de Taquara, com 50 m de altura

em escala global. Os dados utilizados para o mapeamento do Paraná compreendem o período de 1976 a 2006.

Os dados de reanálises foram também utilizados para complementar os dados medidos pelas torres, nos períodos em que ocorreram falhas ou perdas de dados, sempre que a corrrelação entre as séries medidas e os dados de reanálises mostrou-se satisfatoriamente elevada (acima de 90%).

3.3 Modelamento Numérico

3.3.1 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 *NYSERDA (New York State Energy Research and Development Authority)* e *DoE (US Department of Energy)*. O *MesoMap* foi utilizado para o projeto inicial de mapeamento eólico do Estado de Nova York, e posteriormente para projetos similares na Europa, Ásia, Américas do Norte, Central e Sul, incluindo o projeto do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro.[27]

O *MesoMap* tem sido continuamente aferido por medições anemométricas em variados regimes de vento e oferece notáveis vantagens sobre métodos tradicionais. Primeiramente, 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. Em segundo lugar, porque modela importantes fenômenos meteorológicos não considerados em modelos de microescala mais simplificados de escoamento de ventos (por exemplo, WAsP - Jackson-Hunt,[21] ou WindMap - NOABL) [22]. Tais fenômenos consistem em ventos convectivos, brisas marinhas e lacustres e ventos térmicos descendentes de montanhas, entre outros. Finalmente, o *MesoMap* simula diretamente os regimes de vento de longo prazo, reduzindo a incerteza intrínseca dos ajustes climatológicos baseados em correlações de registros de vento de longo e curto prazo obtidos por medições em superfície.

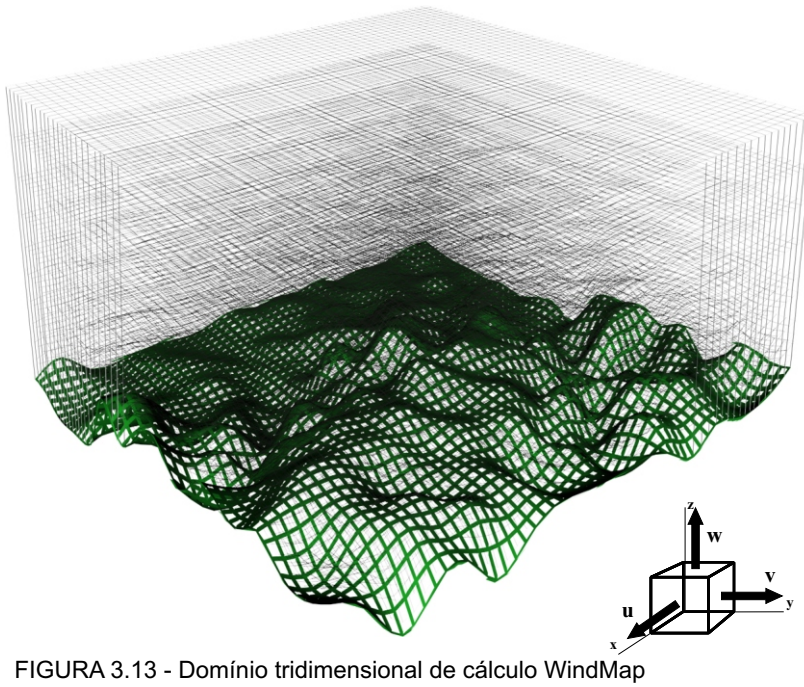


FIGURA 3.13 - Domínio tridimensional de cálculo WindMap

O Modelo de Mesoescala:
O núcleo do sistema *MesoMap* é o MASS *(Mesoscale Atmospheric Simulation System)*,[26] que é um modelo numérico de mesoescala similar aos modelos de previsão do tempo ETA e MM5, os quais incorporam os princípios físicos fundamentais da dinâmica atmosférica:

- 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.

Por ser um modelo atmosférico dinâmico, o MASS exige grande demanda computacional, com uso de supercomputador ou de rede de múltiplos processadores em paralelo. Adicionalmente, o MASS está acoplado a dois módulos de cálculo: o *ForeWind,* um modelo dinâmico de camada-limite viscosa, e o *WindMap*,[25] que é um modelo de simulação tridimensional de escoamento não-divergente (conservação de massa) com interface para dados geográficos de geoprocessamento (GIS) 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 a topografia, o uso do solo e o índice de vegetação por diferença normalizada (IVDN). Os principais dados meteorológicos de entrada são os provenientes de reanálises, radiossondagens e temperaturas sobre a terra e oceanos. Entre estes, têm maior importância os provenientes de reanálises, que são constituídos por um banco de dados em malha geográfica global. No modelamento deste estudo foi utilizado o mesmo banco de dados de reanálises *NCAR*/*NCEP* utilizado para o ajuste climatológico dos dados anemométricos, como descrito no item 3.2. Estes dados contêm seqüências de parâmetros meteorológicos dos principais níveis de toda a atmosfera terrestre em intervalos de 6 horas em resolução de aproximadamente 210km (1,875º). Em conjunto com dados existentes de radiossondas e temperaturas da superfície terrestre, os dados da base de reanálises *NCAR/NCEP* estabelecem as condições de contorno iniciais bem como condições de contorno laterais atualizadas para a progressão das simulações do MASS. A partir dessas condições, o modelo determina 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 *NCAR / NCEP* são estabelecidos em uma malha com resolução horizontal relativamente baixa, o sistema *MesoMap* precisou ser rodado de forma sucessiva em áreas que foram subdivididas em mosaicos de resolução gradualmente maior, onde cada malha utilizou como dados de entrada os parâmetros da respectiva região anterior, até que a resolução desejada fosse atingida.

3.3.2 O Modelo *WindMap*

A partir dos modelos digitais de terreno (relevo e rugosidade), dos dados das medições anemométricas e do resultado do modelamento de mesoescala *MASS*, as velocidades médias e direções de vento foram calculadas para a resolução final pelo software *WindMap*.[25]

Constituindo-se num 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)*,[22] o *WindMap* utiliza o método dos elementos finitos para calcular o campo de velocidade do escoamento em todo o domínio de cálculo, que constitui-se de uma malha tridimensional de pontos sobre o terreno. Essa malha é representada através de um *grid* gerado com base num sistema de coordenadas conformes ao terreno, de modo a refinar o detalhamento da malha na região próxima à superfície.

Juntamente com os dados efetivamente medidos nas torres anemométricas, os sumários estatísticos das simulações *MASS* compõem as condições de contorno e os dados de inicialização, representados em estatísticas por direção numa malha regular de 3.6km x 3.6km 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 a influência da estratificação térmica da atmosfera no escoamento; entretanto, o *WindMap* 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*.[28] 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, por exemplo, áreas costeiras sujeitas às brisas marinhas.

O processo de cálculo é realizado por elementos finitos, em um domínio tridimensional, conforme a Figura 3.13. 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.

O resultado do cálculo é um campo de velocidades não-divergente, ou seja, um 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

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

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

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

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_v e τ_h 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 [22].

O perfil de velocidade vertical do vento pode ser aproximado pela Lei Logarítmica, segundo a relação[28]

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

onde $u(z)$ é a velocidade do vento na altura z, z_o é a rugosidade do terreno, $\kappa \cong 0.4$ 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 [28]

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

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 [28] apresenta as funções de similaridade ($\Psi(\zeta), \zeta = (z/L)$) para as diferentes condições de estabilidade atmosférica.

No Apêndice são apresentadas algumas fórmulas úteis para o cálculo do perfil de velocidade vertical na camada-limite atmosférica.

Nos cálculos do presente mapeamento, os parâmetros de estabilidade térmica vertical da atmosfera foram estimados pelos resultados do modelo de mesoescala e dados anemométricos medidos.

Resultados do Mapeamento: como visto anteriormente, o modelamento de mesoescala foi realizado para todo o território do Estado do Paraná na resolução horizontal de 3,6 km, permitindo a simulação de mecanismos tais como brisas marinhas, descolamento de escoamento em relevos complexos, brisas montanha-vale, entre outros. Os mapas de potencial eólico anual foram calculados a partir de simulações produzidas pelo *MesoMap* para 360 dias, extraídos aleatoriamente de um período de 15 anos, de forma a considerar cada

mês e estação do ano de forma representativa. A interpolação para a resolução final foi realizada pelo *WindMap* utilizando-se modelos digitais de terreno e rugosidade desenvolvidos em resolução horizontal de 100m x 100m.

Os principais resultados da simulação foram as velocidades médias anuais e sazonais, calculadas a 50, 75 e 100 metros de altura sobre o terreno, rosas-dos-ventos (freqüência e velocidade média por direção) e parâmetros das distribuições estatísticas de vento. Estes resultados estão apresentados nos mapas temáticos do Capítulo 4 para todo o território do Paraná.

Limitações devidas a Efeitos de Subescala: como todo método numérico de simulação, o método não é sensível às variáveis cujas dimensões características sejam inferiores ao tamanho da malha de cálculo utilizada (resolução dos modelos de relevo e rugosidade, por exemplo), ou seja, os efeitos de sub*grade* ou subescala não podem ser adequadamente resolvidos, o que pode gerar discrepâncias em relação ao valor esperado real da variável em análise.

Apesar de o presente mapeamento apresentar resultados de variáveis médias em malha de 100m x 100m, resolução relativamente alta, desvios significativos em torno das médias podem ocorrer devidos às características locais de sub-escala e eventuais obstáculos.

Filtragem dos Efeitos de Sub-escala: ao utilizar-se dados de medição na composição do modelo atmosférico (que introduz as condições de contorno e iniciais no modelo numérico), deve-se observar que um anemômetro mede as condições locais de vento, que são afetadas pelas condições locais de relevo, rugosidade e obstáculos, as quais podem ter grandes variações na escala de metros, e assim, introduzir erros pelo efeito de subescala. Para avaliar e filtrar essas influências de relevo e rugosidade na subescala, o presente Atlas utilizou metodologia desenvolvida pela Camargo-Schubert a partir do *software WindMap*. Os pontos centrais desta metodologia aplicados ao presente mapeamento são:

a) filtragem dos efeitos de subescala através da integração de modelos de terreno em alta resolução (50m x 50m), numa área de 10km x 10km no entorno de cada estação, gerando parâmetros médios no modelo atmosférico compatíveis com o modelo final, na resolução de 100m x 100m. O modelo de alta resolução foi resolvido pelo *WindMap* e integrado através de recursos de geoprocessamento, tendo-se obtido valores médios locais das variáveis de interesse;

b) Na solução *WindMap* sobre o modelo de alta resolução, também são avaliados - de forma iterativa, para cada estação - os parâmetros de estabilidade térmica vertical da atmosfera e a altura da camada-limite, que complementam o modelo de escoamento atmosférico.

A Figura 3.15 mostra um resumo esquemático de toda a metodologia descrita neste capítulo.

FIGURA 3.14 - Usina Eólica de Palmas: a coexistência entre atividades de pecuária e aproveitamento eólico.

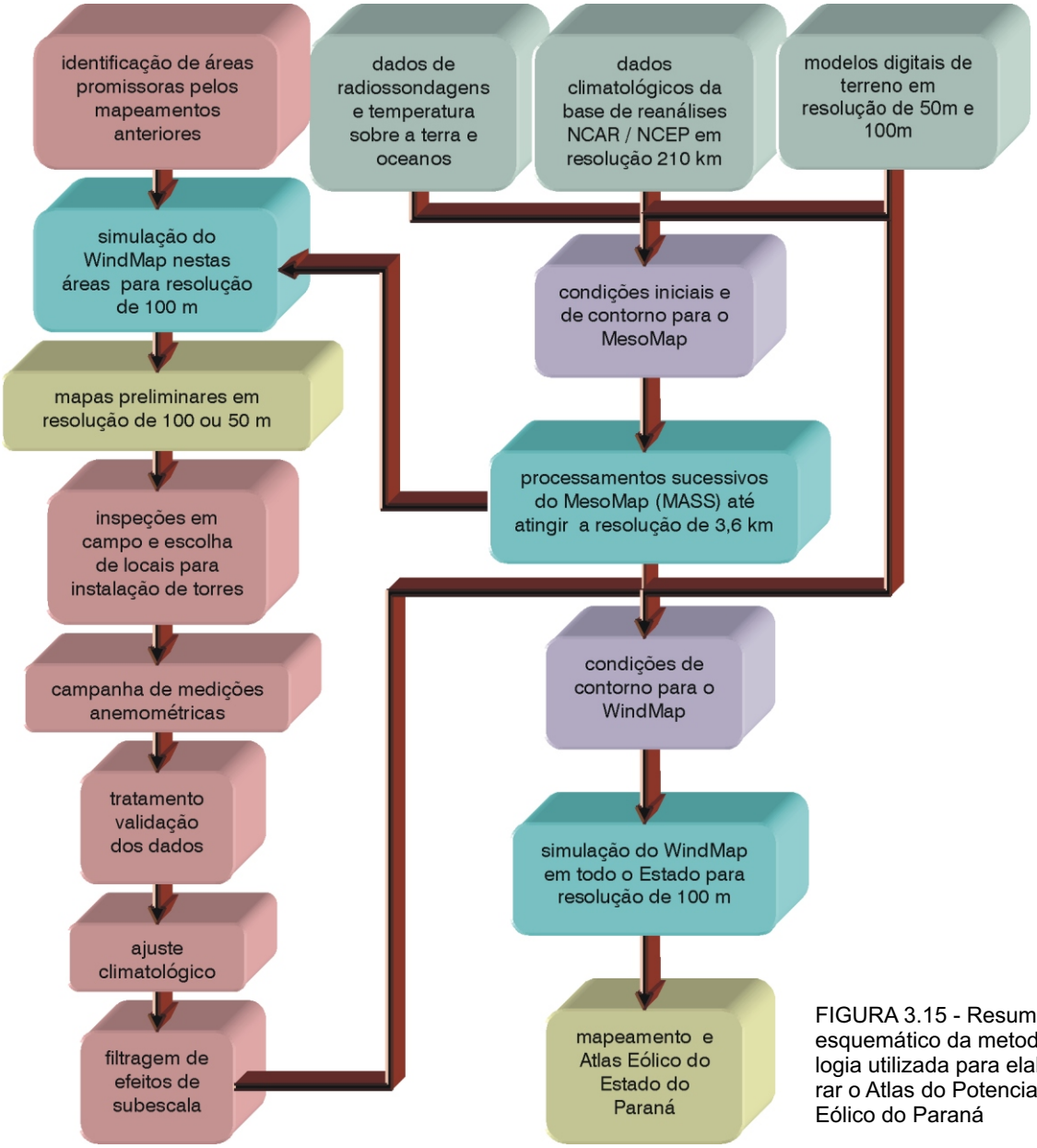


FIGURA 3.15 - Resumo esquemático da metodologia utilizada para elaborar o Atlas do Potencial Eólico do Paraná

4. O Potencial Eólico do Paraná

4.1 Regimes de Vento

A Figura 4.2 sintetiza os regimes diurnos e sazonais para distintas localidades dentro do Estado do Paraná com base nos registros de médias de 10 minutos obtidos das torres anemométricas. Os gráficos apresentam as velocidades médias horárias do vento normalizadas, isto é, os valores médios horários divididos pelos valores médios anuais, representados de modo a evidenciar a variação ao longo das 24 horas do dia e dos 12 meses do ano.

Em termos de sazonalidade, sobressaem os ventos mais intensos na segunda metade do ano em todas as regiões do Estado, em diferentes proporções, como pode ser também observado nos mapas de potenciais eólicos apresentados no item 4.3. Este fato sinaliza um potencial de sinergia na integração das fontes eólicas e hidráulica no Sistema Elétrico Interligado.[29] A geração eólio-elétrica é mais intensa nos meses em que a tarifa industrial (horo-sazonal) é mais elevada.

Em termos de regimes diurnos, a ação das brisas marinhas aumenta as velocidades de vento a partir das 11 horas até as 18 horas no litoral e ilhas do Paraná. Tal comportamento se estende pelos meses de verão, possuindo um bom sincronismo com a demanda no sistema elétrico regional.

Nos planaltos centrais e sul do Estado, as velocidades de vento se intensificam durante o período noturno, com picos ocorrendo a partir de 22 horas até as 6 horas da manhã. Já as medições realizadas no norte do Estado, na torre de Santo Antônio, próxima a Maringá, indicaram um deslocamento desses picos para o período da manhã, especialmente durante a segunda metade do ano. Para todo o interior do Estado, essas velocidades se amainam durante o período da tarde.

4.2 Mecanismos Atmosféricos

No escoamento sobre o Estado do Paraná, prevalecem os efeitos ditados pela dinâmica entre o anticiclone subtropical do atlântico, os intermitentes deslocamentos de massas polares e a depressão barométrica do nordeste da Argentina,[27] como representado na Figura 4.1. A circulação atmosférica resultante, no sentido anti-horário, se caracteriza pelo predomínio de ventos de leste-nordeste sobre toda a área do Brasil situada abaixo da latitude de 10ºS, e também sobre o Praná, onde é acentuada também a ocorrência de ventos de leste-sudeste, como se pode observar nos mapas de rosas-dos-ventos apresentados no item 4.3.

A depressão barométrica do nordeste da Argentina é uma área quase permanente de baixas pressões, geralmente estacionária a leste dos Andes sobre planícies secas, cuja posição anual média é de aproximadamente 29ºS, 66ºW. Esta depressão é causada pelo bloqueio da circulação geral imposto pela parede montanhosa dos Andes e acentuada pelo intenso aquecimento das planícies de baixa altitude da região.

O gradiente de pressão atmosférica entre a depressão do nordeste da Argentina e o anticiclone subtropical Atlântico induz um escoamento persistente de leste-nordeste ao longo de toda a região Sul do Brasil. Entretanto, esse perfil geral de circulação atmosférica encontra variações significativas na mesoescala e na microescala, por diferenças em propriedades de superfícies, tais como geometria e altitude de terreno, vegetação e distribuição de superfícies de terra e água. Os ventos mais intensos estão entre 7,0 e 8,0 m/s e ocorrem nas maiores elevações montanhosas do continente, bem como em planaltos de baixas rugosidades, como os campos de Palmas. Desses fatores podem resultar condições de

FIGURA 4.1 - Mecanismos dominantes no regime de ventos brasileiro.

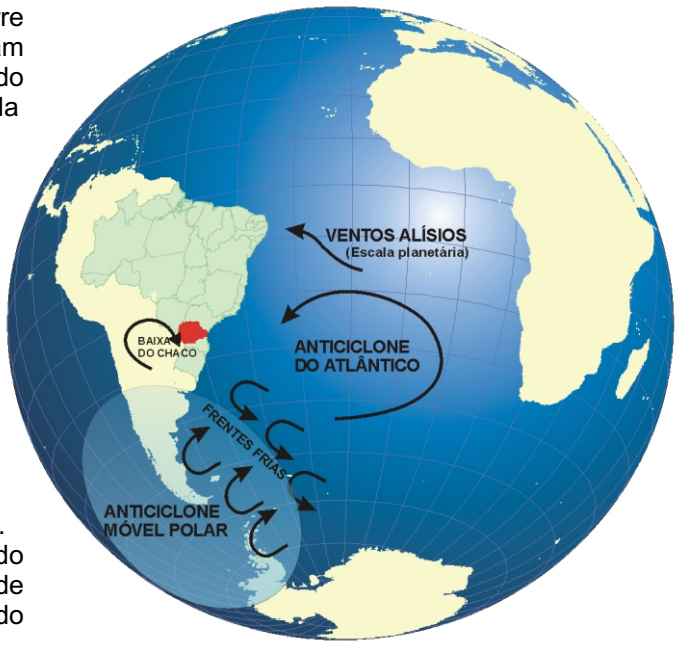
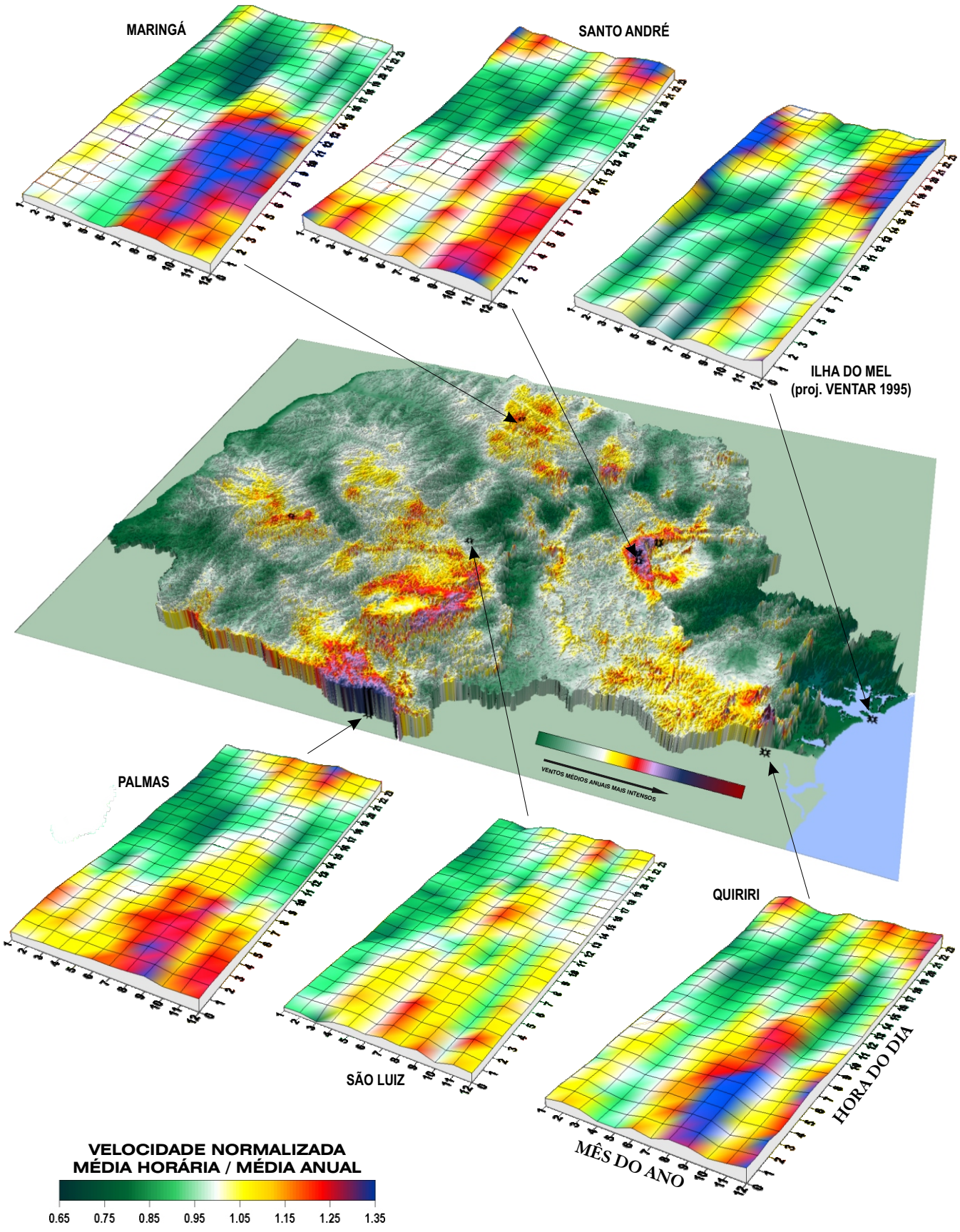


FIGURA 4.2 - Distribuição da intensidade dos ventos e dos regimes diurnos e sazonais sobre o Estado do Paraná



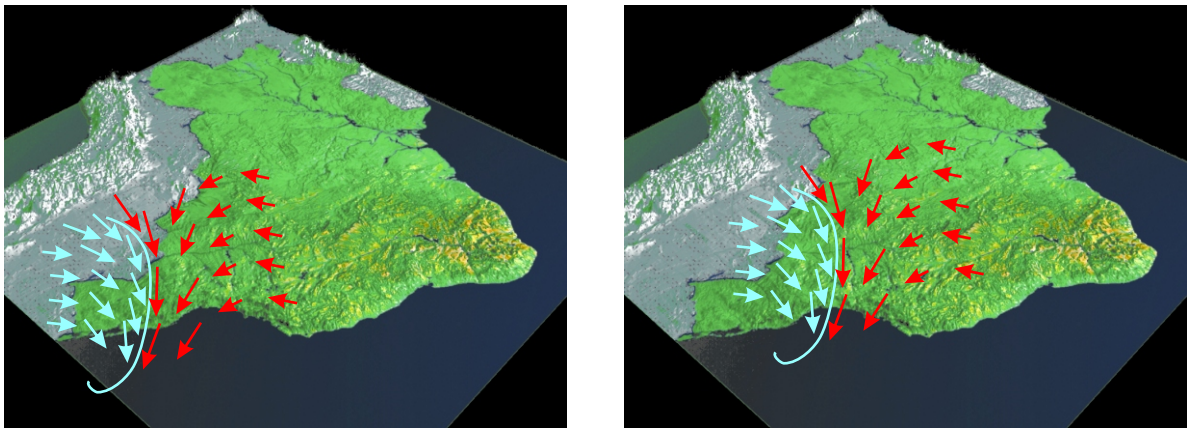


FIGURA 4.3 - Dinâmica de uma frente fria passando sobre o Estado do Paraná

Até aqui, foram ressaltados os regimes predominantes de vento, mas é muito importante que se ressalte o caráter dinâmico das circulações sobre o Paraná, em especial as intermitentes passagens de frentes frias, que se intensificam no inverno e na primavera, aumentando os ventos no sudoeste do Estado, como no Planalto de Palmas.

As Figuras 4.3 e 4.4 ilustram a passagem de frentes frias sobre o Estado do Paraná. Os vetores de velocidade da massa de ar polar são representados pela cor azul. O ar frio possui maior densidade e é alta a pressão barométrica na área ocupada por estas parcelas de atmosfera que têm dimensão horizontal da ordem de 1000 km e são geradas no Pólo Sul dentro do processo de circulação atmosférica. Por ser mais densa, a massa fria avança levantando a massa mais quente à sua frente, ocasionando chuvas.

A chegada da frente é precedida por ventos de norte-noroeste, que trazem os ventos mais intensos, mas de pequena duração. Como a frente se desloca para nordeste, sua passagem é seguida por ventos polares de sudoeste, com velocidades que podem se intensificar por alguns dias. Depois, gradualmente, a situação geral dos ventos de leste-nordeste tende a se restabelecer, até a passagem de uma nova frente. A Figura 4.4 ilustra algumas situações de passagens de frentes frias em Palmas durante um mês de julho.

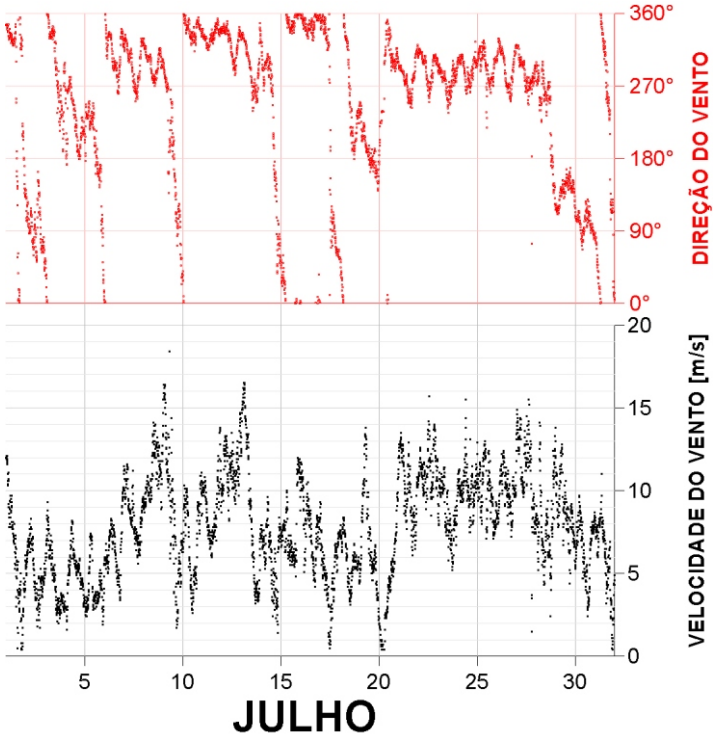


FIGURA 4.4 - Dinâmica de frentes frias nos campos de Palmas

4.3 Mapas Eólicos do Paraná

4.3.1 Rosa-dos-Ventos Anual, Freqüências x Direção

4.3.2 Rosa-dos-Ventos Anual, Velocidades x Direção

4.3.3 Densidade do Ar, Média Anual

4.3.4 Fator de Forma de Weibull Anual

4.3.5 Potencial Eólico a 50 metros de Altura

4.3.6 Potencial Eólico a 75 metros de Altura

4.3.7 Potencial Eólico a 100 metros de Altura

4.3.8 Potencial Eólico Sazonal a 50 metros

4.3.9 Potencial Eólico Sazonal a 75 metros

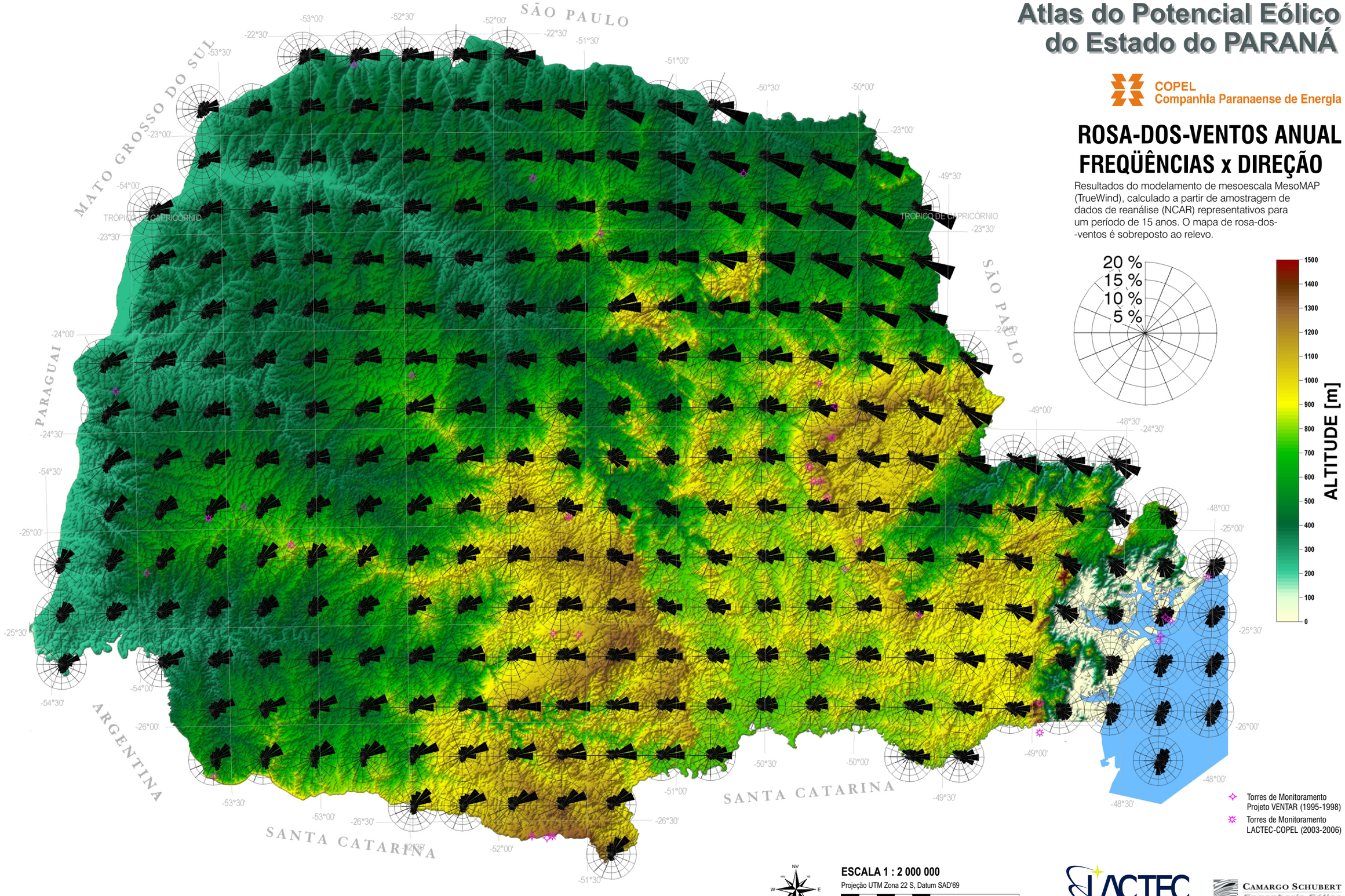
4.3.10 Potencial Eólico Sazonal a 100 metros

Atlas do Potencial Eólico do Estado do PARANÁ

COPEL
Companhia Paranaense de Energia

ROSA-DOS-VENTOS ANUAL
FREQÜÊNCIAS x DIREÇÃO

Resultados do modelamento de mesoescala MesoMAP (TrueWind), calculado a partir de amostragem de dados de reanálise (NCAR) representativos para um período de 15 anos. O mapa de rosa-dos-ventos é sobreposto ao relevo.



Torres de Monitoramento
Projeto VENTAR (1995-1998)

Torres de Monitoramento
LACTEC-COPEL (2003-2006)

NV NE W E SW SE S

ESCALA 1 : 2 000 000

Projeção UTM Zona 22 S, Datum SAD'69

0 10 20 30 40 50 100 km

LACTEC

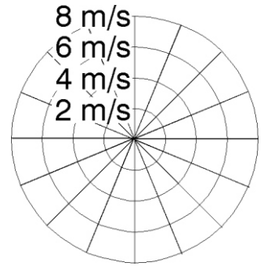
CAMARGO SCHUBERT
Engenharia Eólica

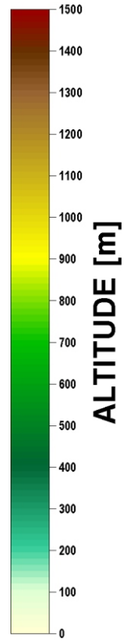
Atlas do Potencial Eólico do Estado do PARANÁ

COPEL
Companhia Paranaense de Energia

ROSA-DOS-VENTOS ANUAL
VELOCIDADES A 50m x DIREÇÃO

Resultados do modelamento de mesoescala MesoMAP (TrueWind), calculado a partir de amostragem de dados de reanálise (NCAR) representativos para um período de 15 anos. O mapa de rosa-dos-ventos é sobreposto ao relevo.





SÃO PAULO
MATO GROSSO DO SUL
PARAGUAI
ARGENTINA
SANTA CATARINA
SANTA CATARINA
SÃO PAULO
TRÓPICO DE CAPRICÓRNIO
TRÓPICO DE CAPRICÓRNIO

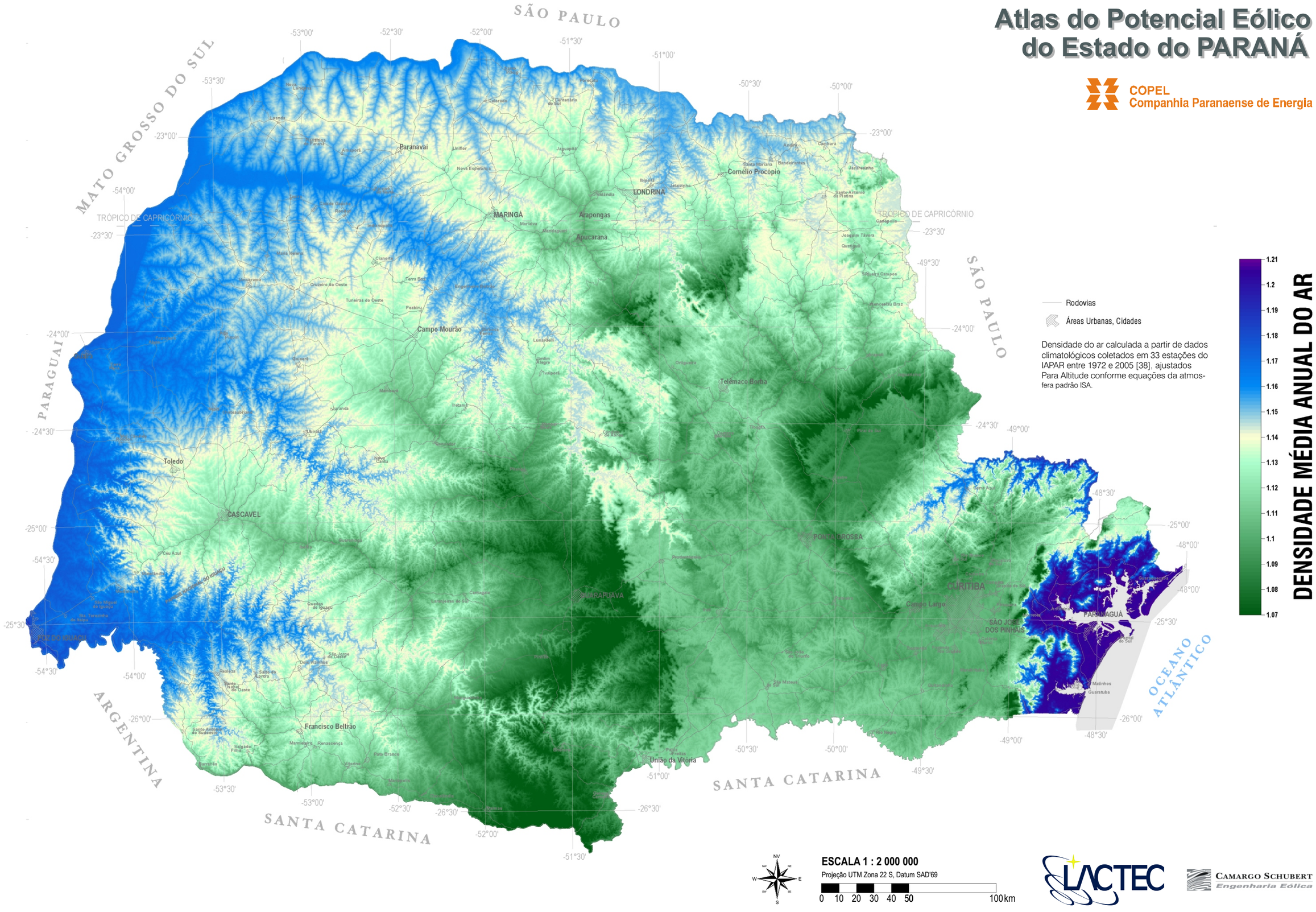
Torres de Monitoramento
Projeto VENTAR (1995-1998)
Torres de Monitoramento
LACTEC-COPEL (2003-2006)

ESCALA 1 : 2 000 000
Projeção UTM Zona 22 S, Datum SAD'69
0 10 20 30 40 50 100 km

LACTEC
Camargo Schubert
Engenharia Eólica

Atlas do Potencial Eólico do Estado do PARANÁ

COPEL
Companhia Paranaense de Energia



Densidade do ar calculada a partir de dados climatológicos coletados em 33 estações do IAPAR entre 1972 e 2005 [38], ajustados Para Altitude conforme equações da atmosfera padrão ISA.

DENSIDADE MÉDIA ANUAL DO AR

1.21
1.2
1.19
1.18
1.17
1.16
1.15
1.14
1.13
1.12
1.11
1.1
1.09
1.08
1.07

ESCALA 1 : 2 000 000
Projeção UTM Zona 22 S, Datum SAD'69
0 10 20 30 40 50 100 km

LACTEC

Camargo Schubert
Engenharia Eólica

Atlas do Potencial Eólico do Estado do PARANÁ

COPEL
Companhia Paranaense de Energia

FATOR DE FORMA *k* DE WEIBULL

Calculado a partir do modelo de mesoescala MesoMap (TrueWind Solutions, LLC) e de medições anemométricas em torres de 50m e 60m de altura.

Distribuição Estatística de Weibull, freqüência de ocorrência de uma velocidade *v*, ou seja, *p(v)*, expressa por

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

onde *C* (m/s) é o parâmetro de escala, e *k*, o parâmetro de forma.

Rodovias
Rios
Cidades
Torres de Monitoramento Projeto VENTAR (1995-1998)
Torres de Monitoramento LACTEC-COPEL (2003-2006)

FATOR DE FORMA ANUAL
2.7
2.6
2.5
2.4
2.3
2.2
2.1
2
1.9
1.8
1.7
1.6

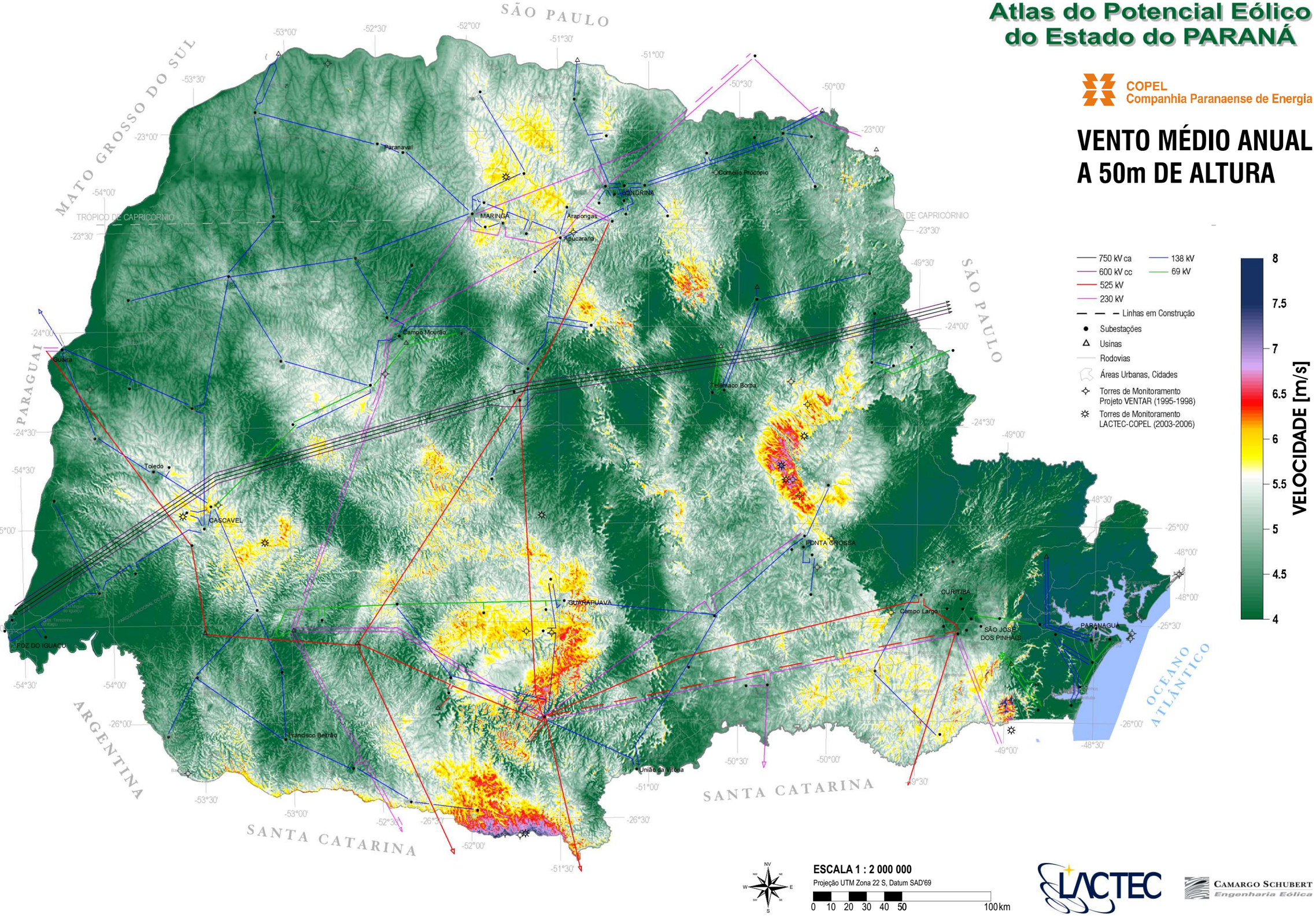
ESCALA 1 : 2 000 000
Projeção UTM Zona 22 S, Datum SAD'69
0 10 20 30 40 50 100 km

LACTEC
Camargo Schubert Engenharia Eólica

Atlas do Potencial Eólico do Estado do PARANÁ

COPEL
Companhia Paranaense de Energia

VENTO MÉDIO ANUAL A 50m DE ALTURA



NV NE W E SW SE S

ESCALA 1 : 2 000 000

Projeção UTM Zona 22 S, Datum SAD'69

0 10 20 30 40 50 100 km

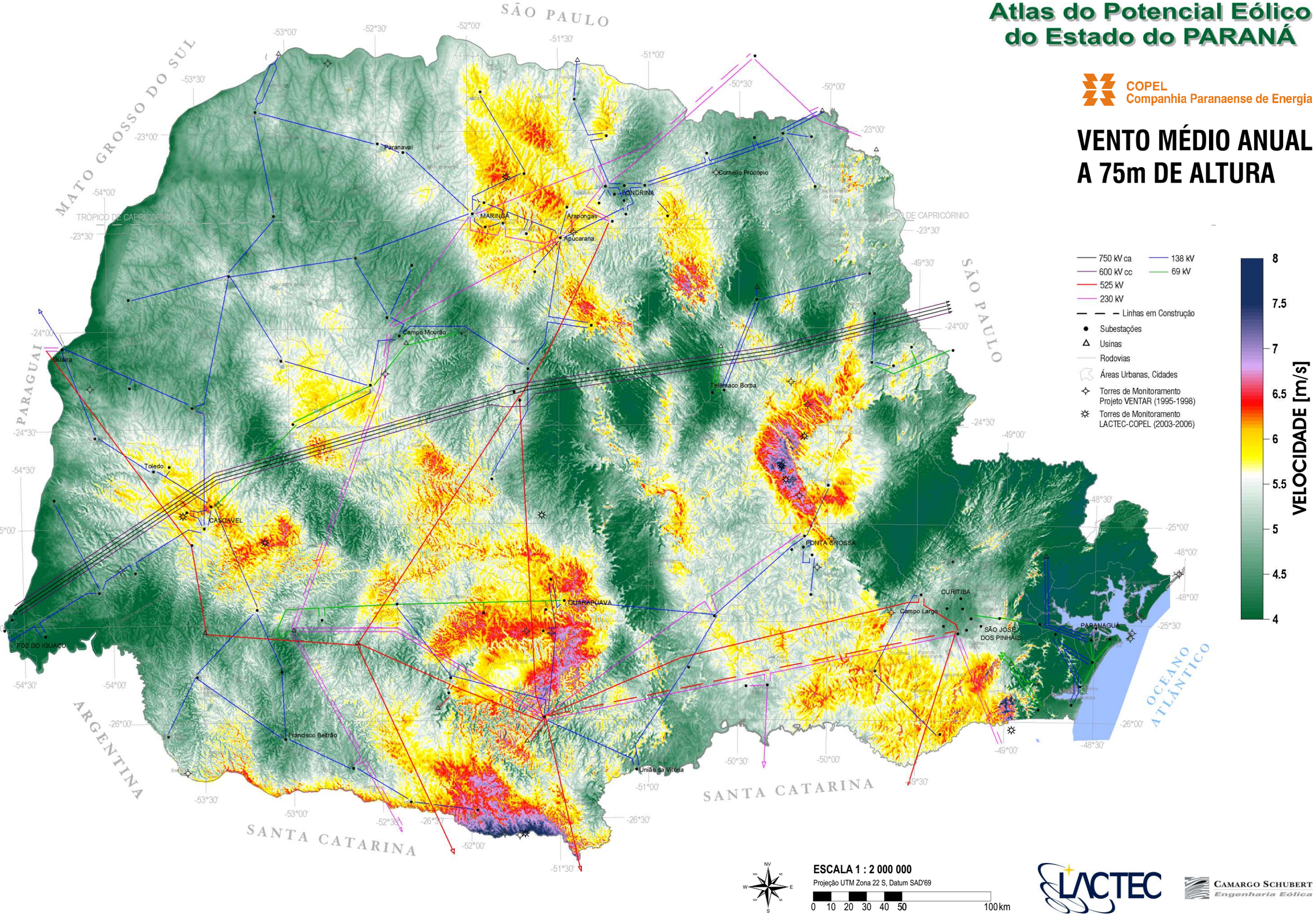
LACTEC

CAMARGO SCHUBERT
Engenharia Eólica

Atlas do Potencial Eólico do Estado do PARANÁ

COPEL
Companhia Paranaense de Energia

VENTO MÉDIO ANUAL A 75m DE ALTURA



ESCALA 1 : 2 000 000
Projeção UTM Zona 22 S, Datum SAD'69
0 10 20 30 40 50 100 km

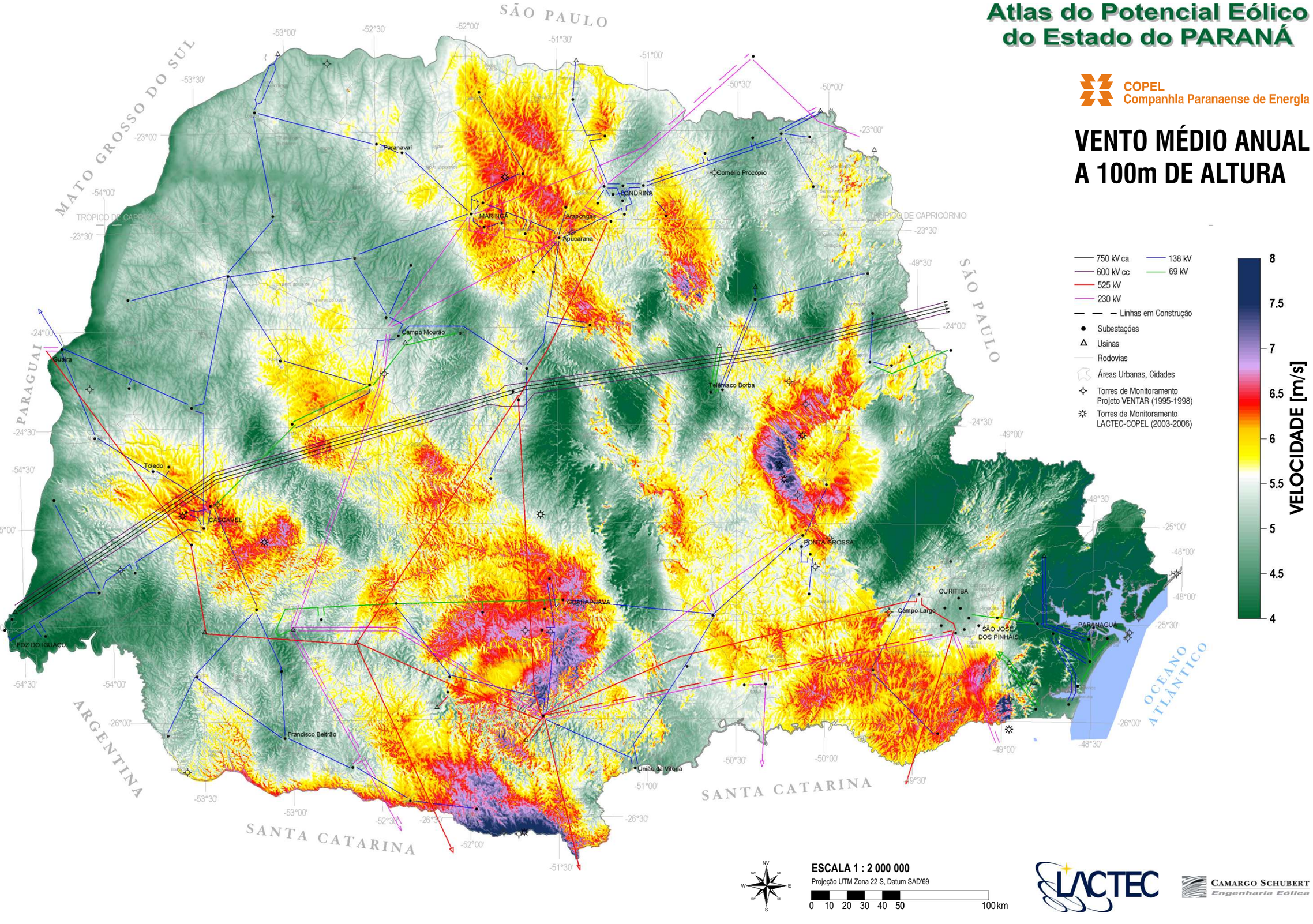
LACTEC

CAMARGO SCHUBERT
Engenharia Eólica

Atlas do Potencial Eólico do Estado do PARANÁ

COPEL
Companhia Paranaense de Energia

VENTO MÉDIO ANUAL A 100m DE ALTURA



ESCALA 1 : 2 000 000

Projeção UTM Zona 22 S, Datum SAD'69

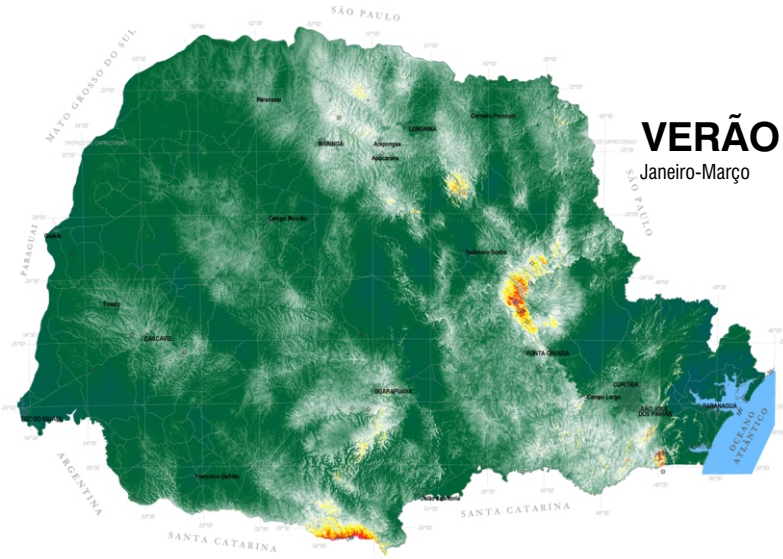
0 10 20 30 40 50 100 km

LACTEC

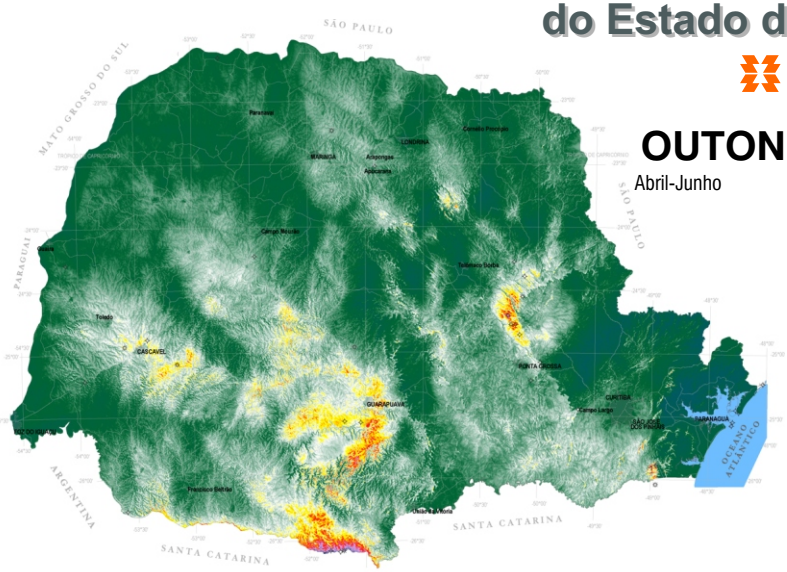
CAMARGO SCHUBERT
Engenharia Eólica

Atlas do Potencial Eólico do Estado do PARANÁ

COPEL
Companhia Paranaense de Energia

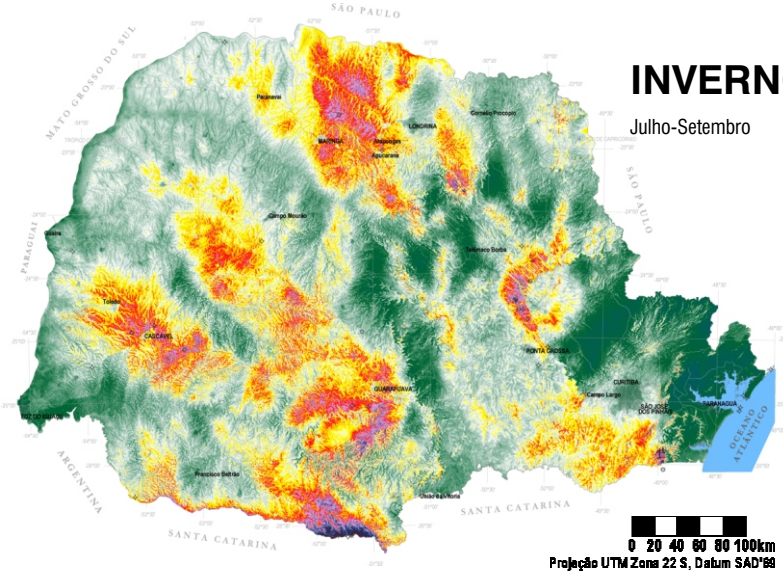


VERÃO
Janeiro-Março

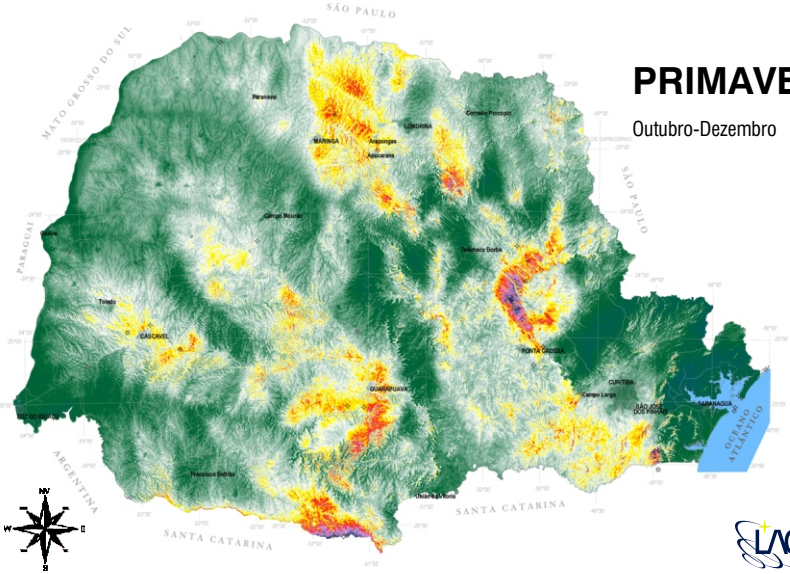


OUTONO
Abril-Junho

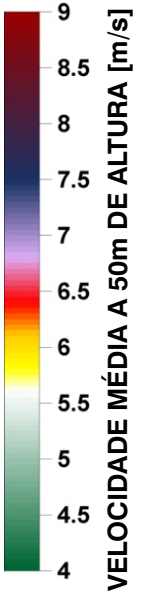
POTENCIAL EÓLICO SAZONAL



INVERNO
Julho-Setembro



PRIMAVERA
Outubro-Dezembro

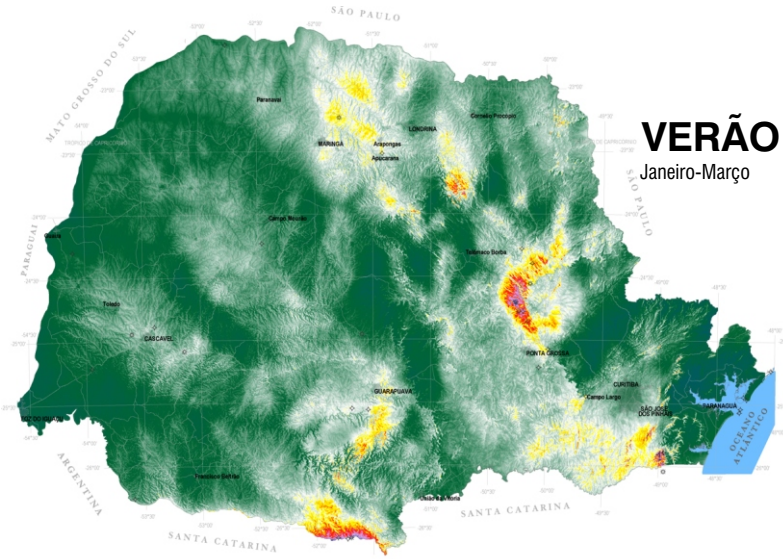


LACTEC

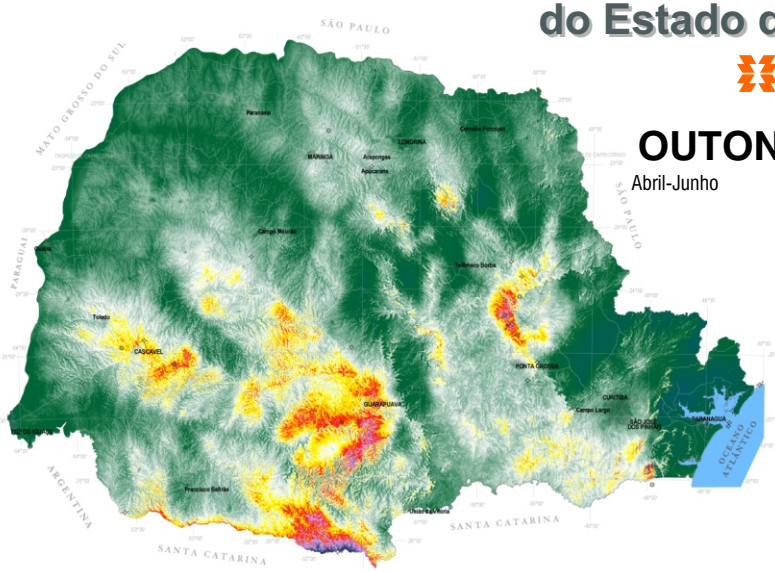
Camargo Schubert Engenharia Eólica

Atlas do Potencial Eólico do Estado do PARANÁ

COPEL
Companhia Paranaense de Energia

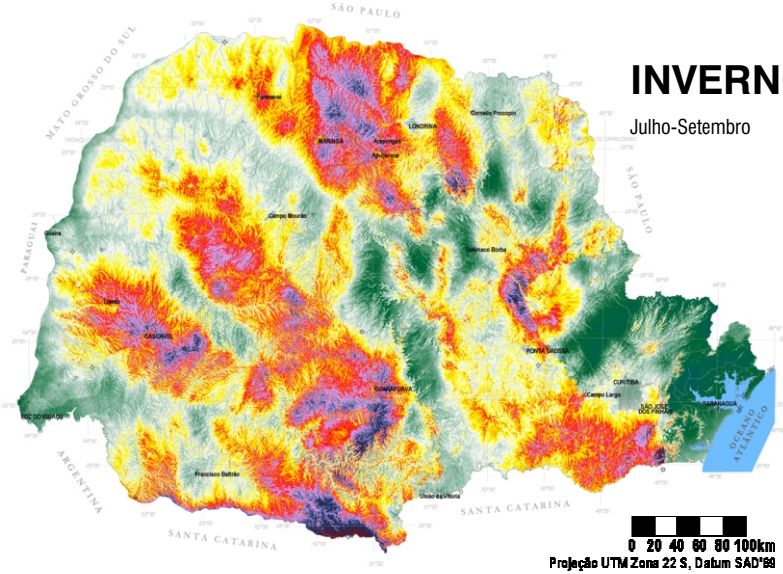


VERÃO
Janeiro-Março

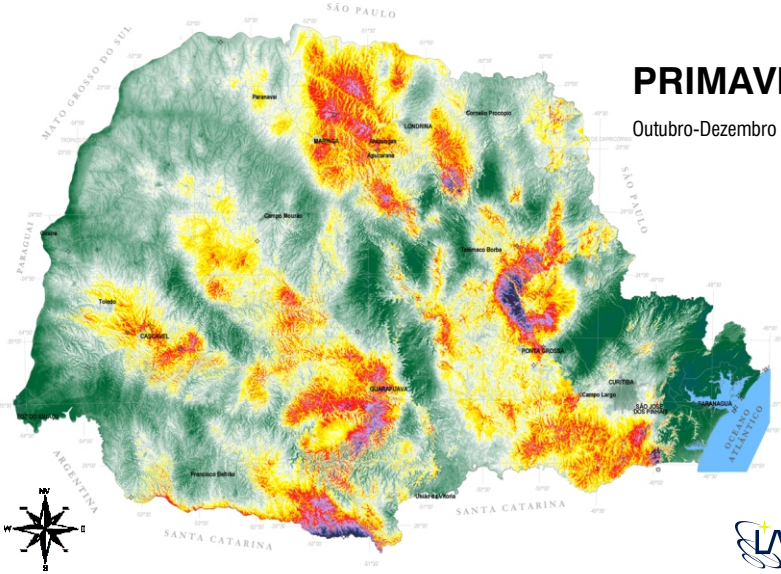


OUTONO
Abril-Junho

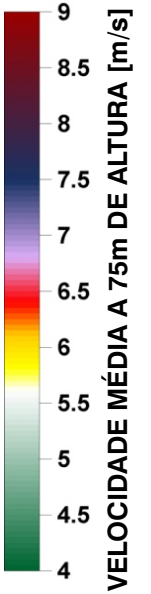
POTENCIAL EÓLICO SAZONAL



INVERNO
Julho-Setembro



PRIMAVERA
Outubro-Dezembro

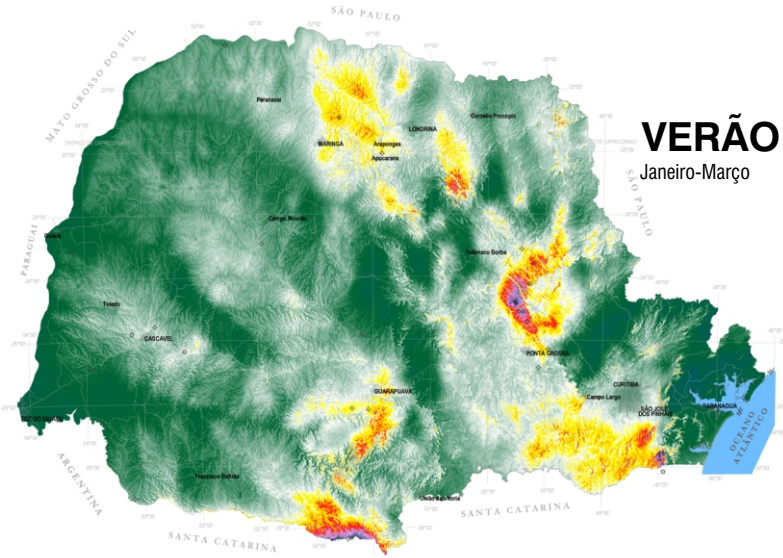


LACTEC

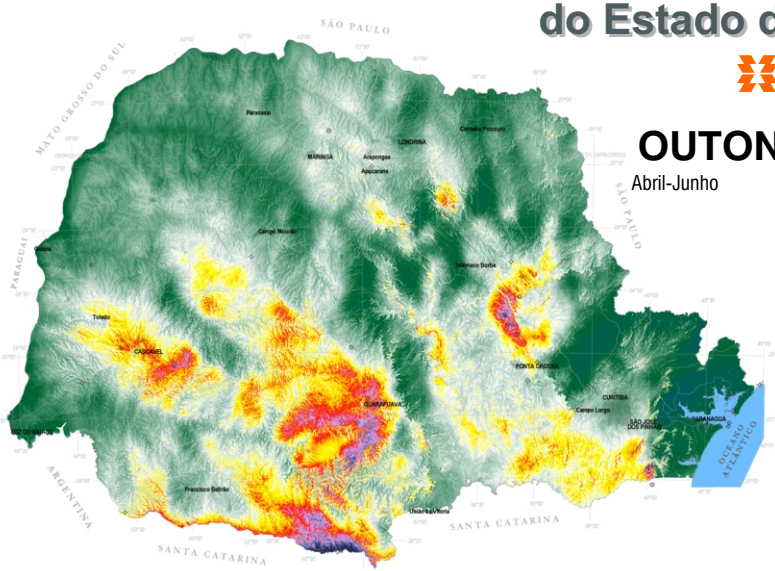
Camargo Schubert Engenharia Eólica

Atlas do Potencial Eólico do Estado do PARANÁ

COPEL
Companhia Paranaense de Energia

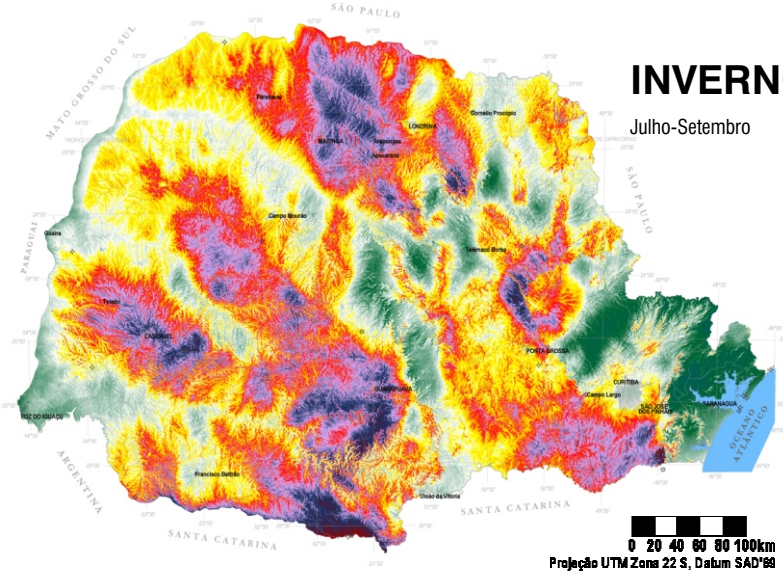


VERÃO
Janeiro-Março

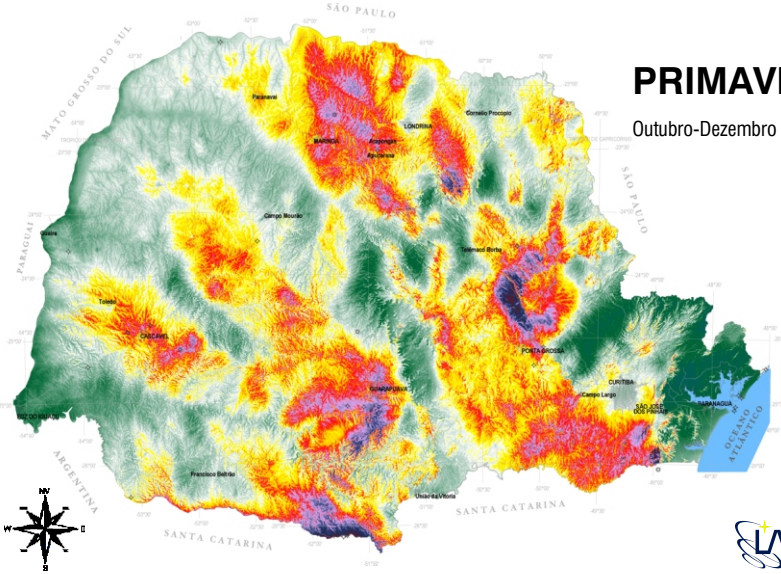


OUTONO
Abril-Junho

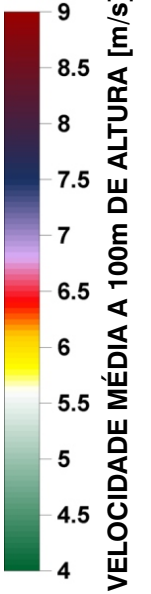
POTENCIAL EÓLICO SAZONAL



INVERNO
Julho-Setembro



PRIMAVERA
Outubro-Dezembro



LACTEC

Camargo Schubert Engenharia Eólica

4.4 O Potencial Eólico Estimado

O potencial eólico do Estado do Paraná 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 adotados os seguintes critérios:

- Para as velocidades de vento calculadas nas três 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, respectivamente. Na Figura 4.5 são apresentas as curvas de potência das turbinas consideradas.

- Adotou-se uma taxa de ocupação média de terreno de 2,0 MW/km^2, o que representa cerca de 20% do realizável por usinas eólicas comerciais em terrenos planos, sem restrições de uso do solo (topografia desfavorável, áreas habitadas, difícil acesso, áreas alagáveis, restrições ambientais) e sem obstáculos.[27, 31 a 32]

- Para todo o território do Paraná, nos respectivos mapas com resolução de 100m x 100m, foram integradas as áreas com velocidades médias anuais de vento a partir de 6,0m/s, em faixas de 0,5m/s. A integração e o cálculo do potencial de geração de energia foram realizados considerando-se usinas eólicas implantadas em terra (*onshore*), sendo descartadas as áreas abrangidas pelas principais represas, rios, baías e mar.

- Os fatores de capacidade foram corrigidos para o efeito da densidade local do ar a partir do Mapa de Densidade do Ar.

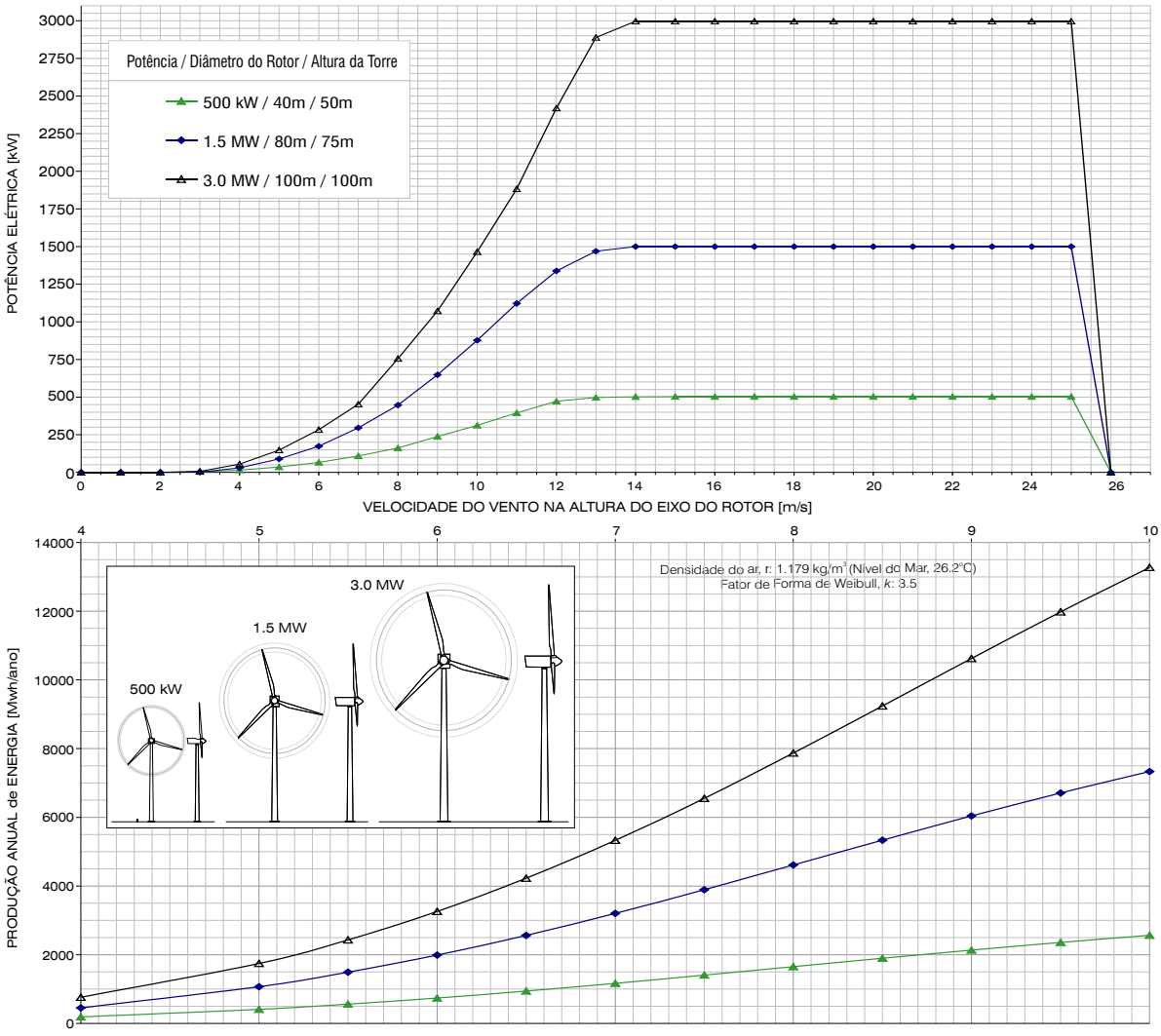


FIGURA 4.5 - Curvas de desempenho das turbinas consideradas no cálculo: potência e geração anual.

- Na integração das curvas de potência das turbinas foram calculadas as distribuições de velocidade do vento 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 4.1 apresenta o resultado da integração dos mapas e o Potencial Eólico do Estado do Paraná. 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 1,2MW-1,8MW 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 310 MW, 1.360 MW e 3.370 MW para áreas com ventos iguais ou superiores a 7,0m/s (Tabela 4.1), 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 30,5 %, 33,8 % e 36,8 % na altura de 50m.

Como referência comparativa o potencial eólico estimado para o Brasil é de 143 GW para a altura de 50 metros [27] e o Sistema Elétrico Brasileiro possuía uma capacidade total instalada de 93,8 GW até dezembro de 2005 [9] sendo que o total de recursos hidráulicos no Brasil (inventariado) é de 260 GW. [33] O Estado do Paraná possui uma capacidade instalada de 17,5 GW.[9] O consumo de energia elétrica no Estado foi de 22.020 GWh no ano de 2005,[5] ao passo que a estimativa de geração eólica anual no Estado é de 850 GWh, 3.760 GWh e 9.390 GWh nas alturas de 50m, 75m e 100m, para velocidades de vento acima de 7,0m/s.

POTENCIAL DE GERAÇÃO EÓLICA

	INTEGRAÇÃO POR FAIXAS DE VELOCIDADE					INTEGRAÇÃO CUMULATIVA			
ALTURA [m]	VENTO [m/s]	ÁREA [km2]	POTÊNCIA INSTALÁVEL [MW]	FATOR DE CAPACIDADE	ENERGIA ANUAL [GWh]	VENTO [m/s]	ÁREA [km2]	POTÊNCIA INSTALÁVEL [MW]	ENERGIA ANUAL [GWh]
50	**6.0 - 6.5**	3181	6362	0,228	12683	**> 6.0**	4033	8066	16792
	6.5 - 7.0	696	1392	0,268	3262	**> 6.5**	852	1704	4110
	7.0 - 7.5	139	278	0,305	743	**> 7.0**	**156**	**312**	**847**
	7.5 - 8.0	12	25	0,338	73	**> 7.5**	17	34	105
	8.0 - 8.5	3	7	0,368	22	**> 8.0**	5	9	32
	> 8.5	1	3	0,425	10	**> 8.5**	1	3	10
75	**6.0 - 6.5**	12152	24304	0,231	49254	**> 6.0**	15310	30619	64726
	6.5 - 7.0	2476	4952	0,270	11716	**> 6.5**	3158	6315	15471
	7.0 - 7.5	574	1148	0,308	3102	**> 7.0**	**681**	**1363**	**3756**
	7.5 - 8.0	96	193	0,344	580	**> 7.5**	107	215	654
	8.0 - 8.5	8	16	0,372	52	**> 8.0**	11	22	74
	> 8.5	3	6	0,414	22	**> 8.5**	3	6	22
100	**6.0 - 6.5**	25220	50440	0,234	103580	**> 6.0**	32638	65275	140255
	6.5 - 7.0	5730	11460	0,272	27289	**> 6.5**	7417	14835	36675
	7.0 - 7.5	1370	2739	0,310	7430	**> 7.0**	**1687**	**3375**	**9386**
	7.5 - 8.0	275	550	0,347	1672	**> 7.5**	318	636	1956
	8.0 - 8.5	37	75	0,377	246	**> 8.0**	43	85	284
	> 8.5	5	11	0,408	38	**> 8.5**	5	11	38

TABELA 4.1 - Potencial de Geração Eólica no Estado do Paraná, por alturas e faixas de velocidades de ventos

Este mapeamento do Potencial Eólico do Paraná corroborou a existência de áreas já identificadas por ocasião da primeira versão do mapa e alterou qualitativamente o potencial de outras áreas, conforme a descrição a seguir.

Cascavel e Maringá: áreas cujo potencial eólico fora pouco visível nos mapeamentos anteriores, e que consistem em campos de relevo suave ao redor das cidades de Cascavel (278,1 mil habitantes), e Maringá (319,0 mil)[4]. Ambas são bem servidas de conexões, com linhas de 138, 230 e 525 kV. Os ventos médios a 75m de altura variam entre 6,5 e 7,0 m/s.

São Jerônimo da Serra: área de terreno acidentado com ventos variando entre 7,0 e 7,5 m/s a 75m de altura. Próxima a Londrina (488,3 mil habitantes), a viabilidade de um projeto na região estaria condicionada a investimentos em acessos a locais elevados, onde os ventos são mais promissores.

Campos de Castro / Tibagi: relevo caracterizado predominantemente por pequenas ondulações. A atividade principal é agricultura e a pecuária. Predominam ventos de leste com velocidades médias variando entre 7,0 e 7,5 m/s a 75 m de altura. Os melhores locais ficam nas áreas altas sobre a divisa dos municípios de Castro (69,0 mil habitantes) e Tibagi (19,7 mil), acessíveis pela PR-151 e PR-340. A região é atravessada por algumas linhas de 34,5 kV, estando também próxima às subestações de Ponta Grossa (300,1 mil habtantes) e Telêmaco Borba (636,7 mil), com conexões de 138 e 230 kV.

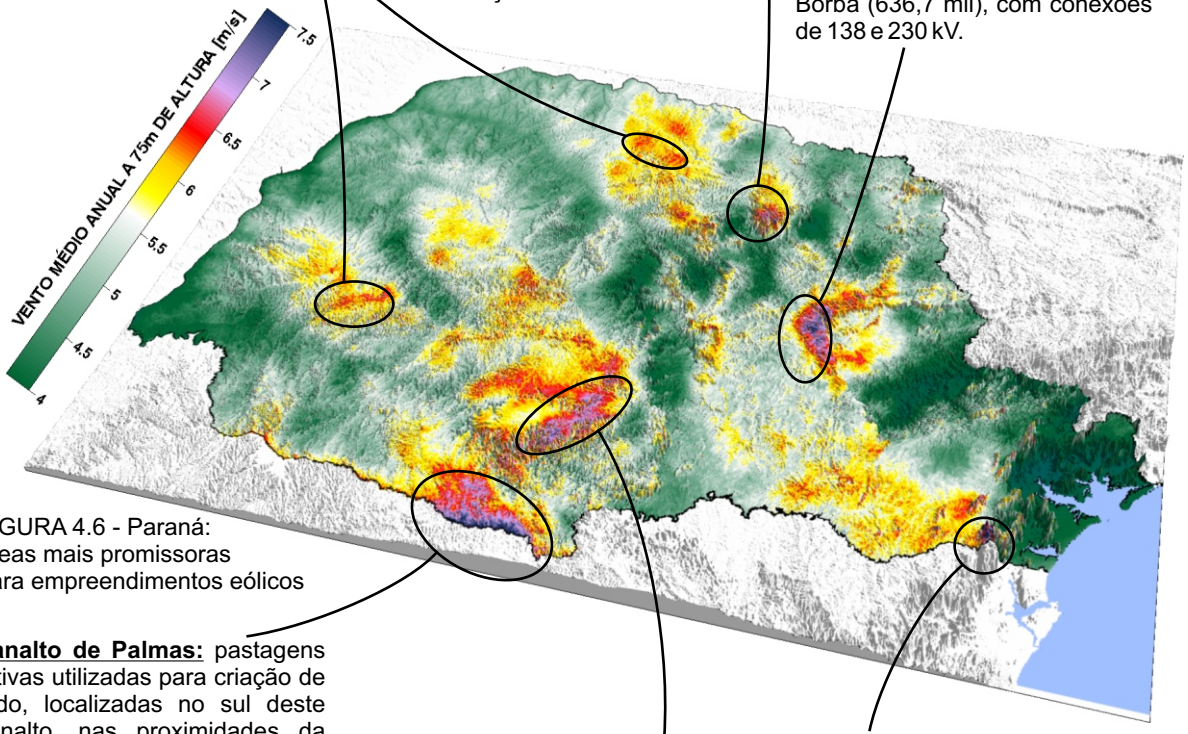


FIGURA 4.6 - Paraná: áreas mais promissoras para empreendimentos eólicos

Planalto de Palmas: pastagens nativas utilizadas para criação de gado, localizadas no sul deste planalto, nas proximidades da divisa com Santa Catarina, com velocidades anuais médias entre 7,0 a 7,5m/s nas alturas de 75m. Já estão implantadas três usinas eólicas nesta região, uma delas localizada no Estado do Paraná, (Fig. 4.7) totalizando 16,3 MW, além de existirem vários outros projetos em desenvolvimento. A infra-estrutura é propícia, tanto em termos de conexões elétricas como de rodovias (acessível pela PR-280). Alguns centros consumidores próximos são as cidades de Palmas (38,7 mil habitantes), Clevelândia (18,5 mil) e União da Vitória (51,8 mil).

Campos de Guarapuava: compreendendo a parte leste do Planalto de Guarapuava, ao sul da cidade de mesmo nome, apresenta velocidades médias anuais variando em torno de 7,0m/s. O local é cortado pelas BR-373 e PR-190, e é próximo ao centro consumidor de Guarapuava (166.897 habitantes).

Serra do Quiriri: Área de terreno complexo, na Serra do Mar e sobre a divisa dos municípios de Tijucas do Sul e Guaratuba. O vento médio, também predominantemente Leste, varia entre 7,0 a 8,0m/s a 75m de altura, podendo chegar a 9,0m/s em pontos mais altos, mas de difícil acesso. Uma linha de 230kV passa próximo ao local conectando-se com a subestação de São José dos Pinhais e, conseqüentemente, com a Região Metropolitana de Curitiba, que abriga 30% da população do Estado (3,2 milhões de habitantes).

Como detalhado anteriormente, 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, uma vez que o vento é bastante sensível às características locais de relevo, rugosidade e presença de obstáculos. A análise da viabilidade técnica e econômica de implantação 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 Paraná é bastante promissor (1.360 MW a 75m de altura para áreas com ventos iguais ou superiores a 7,0m/s) e poderá ser aproveitado gradativamente, nos limites de inserção do sistema elétrico regional.

FIGURA 4.7 - Vista aérea da Usina Eólio-Elétrica de Palmas- PR

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] IPARDES Instituto Paranaense de Desenvolvimento Econômico e Social, ***Anuário Estatístico do Paraná 2005,*** http://www.ipardes.gov.br, consultado em 15/abr/2007.

[2] ***Fator GIS.*** http.fatorgis.com.br/vernoticia.asp?cod=4288&orig.A2, acessado em 26/abr/2007.

[3] ***Censo Demográfico 2000.*** IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística.

[4] IBGE Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, ***Estimativas da População para os Municípios Brasileiros,*** com data de referência em 1/jul/2006, http: //www.ibge.giv.br.

[5] ***Balanço Energético do Paraná 2006 / Ano Base 2005,*** COPEL - Companhia Paranaense de Energia, http://www.copel.com/

[6] ***Previsão de Carga para os Sistemas Interligados 2007-2011,*** Empresa de Pesquisa Energética, ONS - Operador Nacional do Sistema, Rio de Janeiro, 2006.

[7] Portal do Brasil, ***Estados Brasileiros,*** http://www.portaldobrasil.net/, acessado em 05/abr/2007.

[8] ***Ministério dos Transportes,*** http://www.transportes.gov.br/, acessado em 04/abr/2007.

[9] Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL - ***Banco de Informações de Geração***, http://www.aneel.gov.br/, consultado em 14/abr/2007.

[10] Instituto Agronômico do Paraná, ***Cartas Climáticas do Estado do Paraná 1994,*** Londrina, 1994.

[11] IAPAR - Instituto Agronômico do Paraná, ***Monitoramento Agroclimático,*** http://www.iapar.br/, acessado em 10/abr/2007.

[12] 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, Aug. 1999.

[13] Rohatgi, J. S., Nelson, V., ***Wind Characteristics - An Analysis for the Generation of Wind Power***, Alternative Energy Institute - West Texas A&M University, 1994.

[14] Molly, J. P., ***Technical Trends in Wind Turbine Development***, DEWI Magazin, n. 20, Feb. 2002.

[15] The Windicator, ***WindPower Monthly News Magazine,*** Vol. 23, No.4, pp 90, April 2007.

[16] AWS Scientific, Inc., ***Wind Resource Assessment Handbook***, National Renewable Energy Laboratory. WindPower '96 Training Seminar Edition, Denver, CO, June 23th, 1996.

[17] International Energy Agency (IEA), ***Expert Group Study on Recommended Practices for Wind Turbine Testing and Evaluation. Nº 11. Wind Speed Measurement and use of Cup Anemometry***. 1st Edition 1999.

[18] International Electrotecnical Commission, ***IEC 61400-12, Part 12: Wind turbine power performance testing***, 1998.

[19] Jensen, N.O., ***A Note on Wind Generator Interaction,*** Riso National Laboratory, Report Riso-M-2411, Roskilde, Denmark, 1984.

[20] Frandsen, S., ***On the Wind Speed Reduction in the Center of Large Clusters of Wind Turbines,*** Riso National Laboratory, Roskilde, Denmark, published at European Wind Energy Conference “EWEC 1991” proceedings, Amsterdam, The Netherlands, October 14-18, 1991.

[21] Troen, I., Mortensen, N. G., Petersen, E. L., ***Wind Atlas Analysis and Application Program,*** Risoe National Laboratory. Denmark.

[22] Phillips, G.T. - ***A Preliminary User's Guide for the NOABL Objective Analysis Code,*** DOE/ET/20280-T1, U.S. Department of Energy, July 1979.

[23] Markus, M., Bailey, B., ***Survey of Wind Flow Models*** , National Renewable Energy Laboratory, TAT-5-15208-01, October 1996.

[24] 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.

[25] Brower, M., ***WindMap™ Version 3.10***, Brower & Company. 2001. http://www.browerco.com.

[26] Brower, M., Bailey, B., Zack, J., ***Micrositing Using the MesoMap System***, American Wind Energy Association, 2002. http://www.truewind.com.

[27] do Amarante, O. A. C., Brower, M., Zack, J., ***Atlas do Potencial Eólico Brasileiro***, MME /ELETROBRÁS/CEPEL. 2001.

[28] Stull, R. B., ***An Introduction to Boundary Layer Meteorology***, Atmospheric Sciences Library. Kluwer Academic Publishers, 1991.

[29] do Amarante, O.A.C., Rocha, N.A., Schultz, D., Bittencourt, R. 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.

[30] do Amarante, O. A. C., ***Atlas do Potencial Eólico do Estado do Ceará***. SEINFRA/CE. 2001.

[31] do Amarante, O. A. C., da Silva, F. J. L., ***Atlas do Potencial Eólico do Estado da Bahia***, Camargo Schubert Engenharia Eólica, COELBA/Iberdrola Empreendimentos do Brasil. Outubro 2001.

[32] 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.

[33] ***Balanço Energético Nacional 2006*** / Ano Base 2005, Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia, Rio de Janeiro, 2006.

[34] ***U.S. Standard Atmosphere***, National Oceanic and Atmospheric Administration and National Aeronautics and Space Administration, Washington, D.C., 1962.

[35] ***Energia Eólica***, DEWI, Deutsches Windenergie-Institut, Wilhelmshaven, 1998.

APÊNDICE - FÓRMULAS ÚTEIS

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 freqüência de ocorrência de uma velocidade u é representada matematicamente por[13]

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

No Gráfico 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[13]

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

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.

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

$$\overline{u} = \int_{0}^{\infty} uf(u)du = C\Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right)$$

onde a Função Gama (G) é definida por

$$\Gamma(z) = \int_{0}^{\infty} t^{z-1}e^{-t}dt$$

A Tabela 1 apresenta a Função Gama para diversos valores de k.

O Fluxo ou Densidade de Potência Eólica é definido como

$$\overline{E} = \frac{1}{2}\rho\overline{u^3} \qquad (W/m^2)$$

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

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

onde r é a densidade do ar.[13]

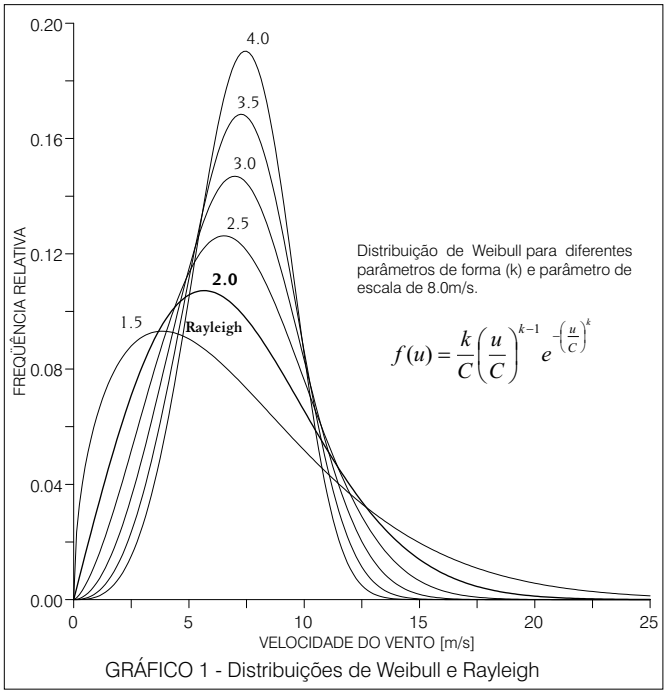


GRÁFICO 1 - Distribuições de Weibull e Rayleigh

A Tabela 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 - 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

TABELA 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/m²]	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	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 (r= 1.225 kg/m³)

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

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

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/m^3). 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 do Paraná, calculada a partir de dados climatológicos coletados em 33 estações do IAPAR entre 1972 e 2005 [11], ajustados para altitude conforme equações da atmosfera padrão ISA[34] aplicadas a um modelo de relevo na resolução de 100m x 100m.

Uma expressão para o cálculo da densidade do ar (r, em kg/m^3) a partir da temperatura do ar (*T*, em °C) e altitude (*z*, em metros) é dada por

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

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 freqüência de ocorrência das velocidades de vento (f(u))[35](gráfico 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

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

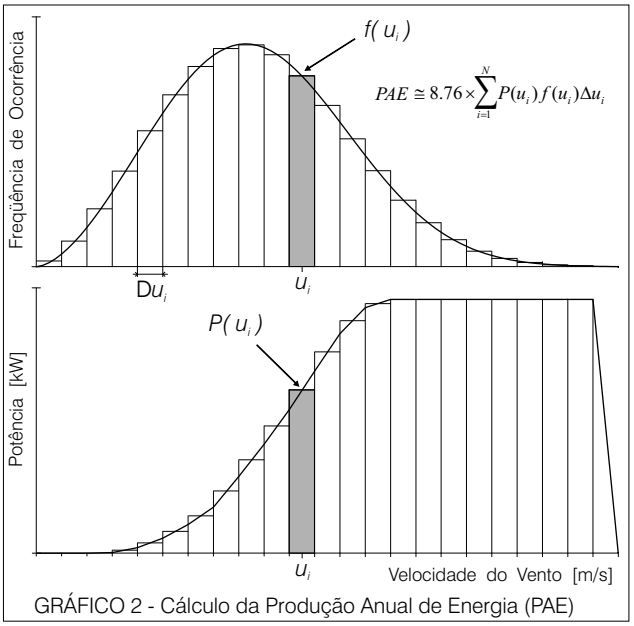
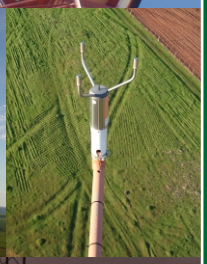


GRÁFICO 2 - Cálculo da Produção Anual de Energia (PAE)



COPEL

GOVERNO DO PARANÁ

LACTEC

Companhia Paranaense de Energia
www.copel.com

Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento
www.lactec.org.br