MEIO AMBIENTE

O estado de São Paulo possui um significativo patrimônio ambiental, seja ele natural, histórico, cultural, social, econômico, político, entre outros. As Unidades de Conservação são áreas espacialmente definidas, terrestres ou marinhas, estaduais, federais ou municipais, criadas e regulamentadas por meio de leis ou decretos.

Seus objetivos são a conservação *in situ* da biodiversidade e da paisagem, a manutenção do conjunto dos seres vivos em seu ambiente – plantas, animais, microrganismos, rios, lagos, cachoeiras, morros, picos etc. – de modo que possam existir sem sofrer grandes impactos das ações humanas.

Há uma grande variedade de Unidades de Conservação, que são definidas de acordo com os objetivos que se pretende alcançar. As categorias de manejo são as que determinam o uso que será permitido para cada unidade. Por exemplo, na categoria Reserva Biológica, só são permitidas atividades de pesquisa; na categoria Estação Ecológica, são permitidas atividades de pesquisa e educação ambiental em somente 5% de toda a sua área; já nos Parques são permitidas atividades de pesquisa, educação ambiental e turismo, conforme o zoneamento definido nos planos de manejo.

Todas as Unidades de Conservação necessitam de planos de manejo para o seu melhor funcionamento. Esses planos definem o zoneamento da unidade, caracterizando os usos possíveis para cada zona.

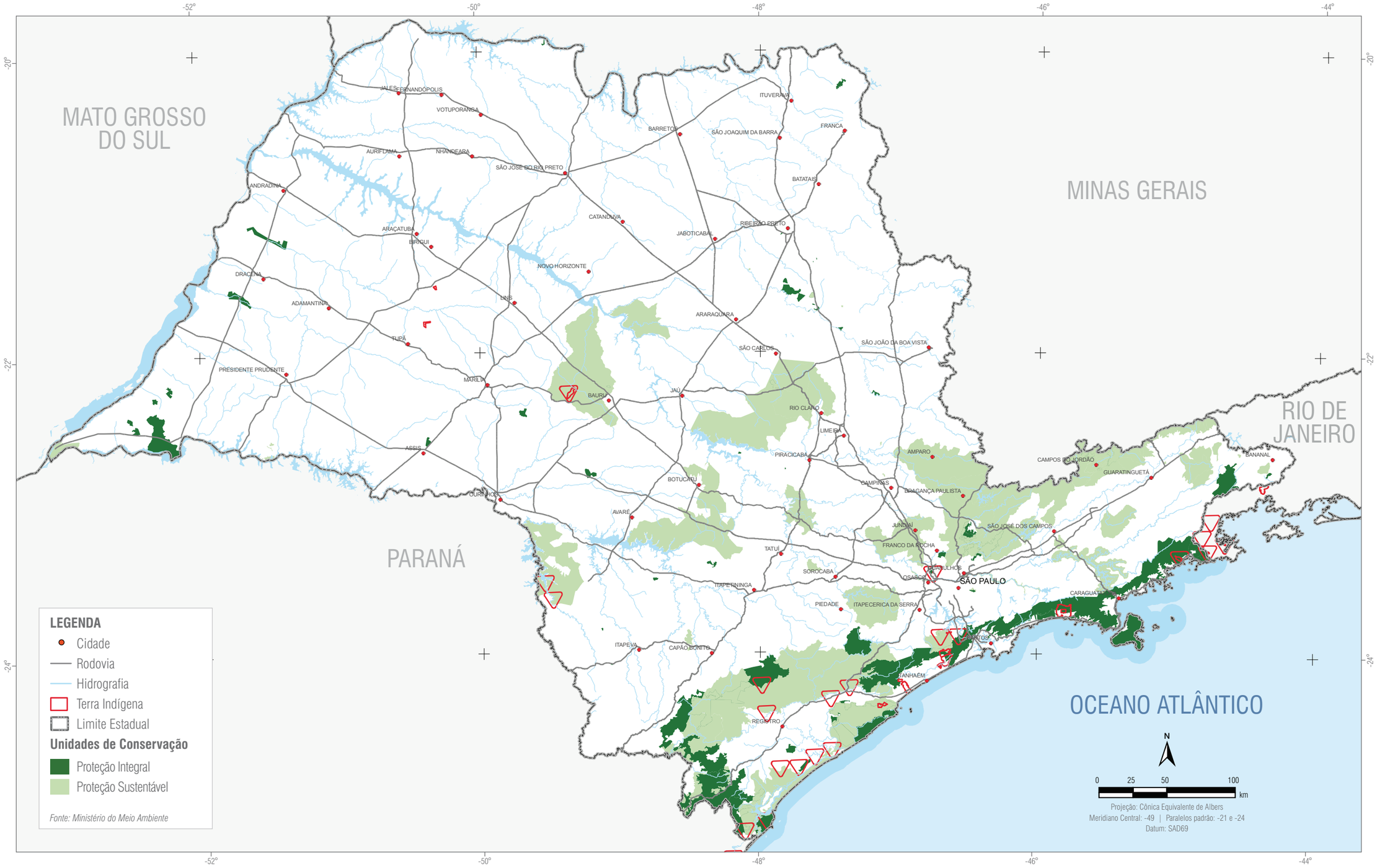
As Áreas de Proteção Ambiental e Reserva Particular de Patrimônio Natural são as únicas unidades que podem ser criadas em áreas dentro de propriedades privadas, onde, por lei, as restrições de uso são grandes, sendo permitidas somente atividades que não degradam o ambiente.

As Unidades de Conservação são um instrumento muito importante para a realização de pesquisas científicas, visitação pública, lazer e atividades de educação ambiental por possuírem no seu interior grande variedade de ambientes preservados.

Destacam-se no estado de São Paulo as 97 Unidades de Conservação (UCs) de Proteção Integral, nacionais e estaduais, que preservam a natureza e admitem o uso indireto dos seus recursos naturais. Somam cerca de 1 milhão de hectares ou 4% da área do estado. Também existem 66 Unidades de Conservação (UCs) nacionais e estaduais de uso sustentável, que permitem a utilização de uma parcela dos recursos naturais existentes no local e somam cerca de 3 milhões de hectares, sendo que a maior parte são denominadas Áreas de Preservação Ambiental (APAs).

Essas unidades são amparadas pela Lei do Sistema Nacional de Unidades de Conservação (SNUC) e no estado de São Paulo são administradas pelo Instituto Florestal, vinculado à Secretaria de Estado do Meio Ambiente. Mostra-se, a seguir, um mapa do Estado de São Paulo com as unidades existentes de conservação ambiental.

MEIO AMBIENTE | UNIDADES DE CONSERVAÇÃO AMBIENTAL E TERRAS INDÍGENAS



2. ENERGIA EÓLICA

BREVE HISTÓRICO

A tecnologia de transformação da energia cinética do vento em energia mecânica útil tem sido aplicada pelo homem desde a antiguidade. A energia eólica é, juntamente com a energia hidráulica por roda d'água, a mais antiga fonte de energia aplicada pela humanidade. Existe evidência sólida histórica que a energia do vento tem sido utilizada dessa forma durante pelo menos mil anos.

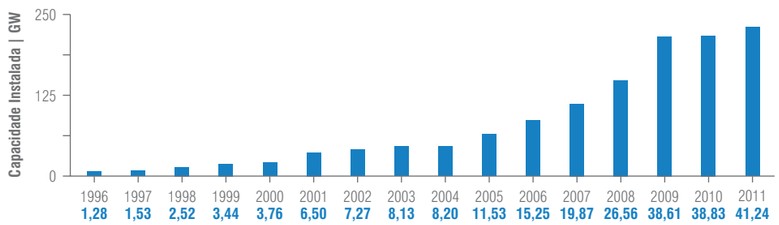
O uso de energia eólica tem sua origem no oriente pelas civilizações da China, Tibete, Índia, Afeganistão e Pérsia, com data bastante incerta. Foi relatado que o imperador babilônico Hamurabi planejava usar turbinas eólicas para irrigação no século XVII a.C. Hero de Alexandria, que viveu no século III a.C., descreveu uma turbina eólica de eixo horizontal simples com quatro velas para acionar um órgão. Com mais sólida evidência, os persas usaram turbinas eólicas extensivamente por meio do século VII d.C. — era uma máquina de eixo vertical com velas montadas radialmente.

Da Ásia, a utilização da energia eólica se espalhou pela Europa. Moinhos de vento foram utilizados no século XI ou XII na Inglaterra, aproveitando-se de forças de sustentação. O primeiro registro de turbina eólica inglesa data de 1191. A primeira turbina eólica para moagem foi construída na Holanda em 1439. Em 1600, a turbina eólica mais comum era o moinho de vento. A palavra moinho se refere à operação de trituração ou moagem de grãos, tão comum que todas as turbinas eólicas eram frequentemente chamadas de moinhos de vento, mesmo quando aplicadas a alguma outra função. É interessante notar que as pás de muitos dos moinhos holandeses são "torcidas" e "afuniladas" da mesma maneira como os rotores modernos, visando otimizar os parâmetros aerodinâmicos necessários para a máxima eficiência, indicando, já naquela época, engenharia de boa qualidade aerodinâmica.

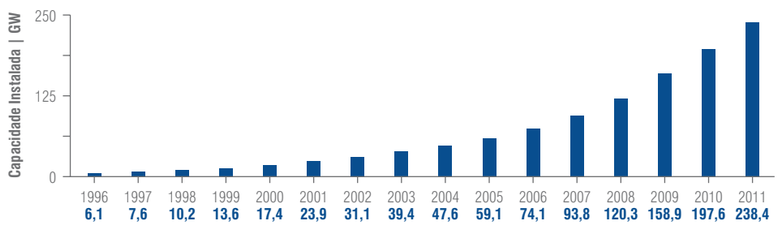
Em meados de 1800 sentiu-se a necessidade de desenvolver uma turbina de menores dimensões, para bombear água. O Oeste americano estava sendo povoado e havia vastas e boas áreas de pastagem, com nenhuma água de superfície, mas com ampla reserva de águas subterrâneas a poucos metros abaixo da superfície. Nesse contexto foi desenvolvida a turbina eólica conhecida como multipás americana, com alto torque de partida e eficiência adequada para bombear água. Estima-se que 6,5 milhões de unidades foram construídas nos Estados Unidos entre 1880 e 1930. Muitas delas ainda operam satisfatoriamente.

Com a introdução da máquina a vapor no século XVIII, o mundo mudou gradualmente a sua demanda por energia de técnicas e máquinas baseadas em processos termodinâmicos, especialmente com a introdução de combustíveis fósseis (carvão, petróleo e gás). Embora a importância da energia eólica como uma fonte de energia diminuiu durante o século XIX, a pesquisa em construção de turbinas eólicas continuou em maior escala. Cientistas e empreendedores continuaram a projetar e construir aerogeradores, para fins de produção de eletricidade. A Dinamarca foi o primeiro país a usar o vento para gerar eletricidade. Em 1890, os dinamarqueses utilizavam um aerogerador de 23 metros de diâmetro; e, em 1910, várias centenas de unidades com capacidade de 5 kW a 25 kW estavam em operação. Destacam-se as turbinas dos dinamarqueses Poul La Cour (por volta da virada do século) e Juul J. (após a segunda guerra mundial). Na América, a famosa 1250 kW Smith-Putnam também merece destaque. O desenvolvimento de novos materiais e os avanços tecnológicos marcam o início da nova era da energia eólica em 1970. Materiais compósitos como fibra de vidro, mostraram-se muito adequados às pás. O aerogerador passou a ser controlado por sistemas eletrônicos. Notavelmente, no final de 1996 a capacidade instalada mundial (cumulativa) de aerogeradores conectados à rede totalizava 6.100 MW e cresce exponencialmente ano a ano.

Capacidade Instalada Global por Ano 1996 - 2011



Capacidade Instalada Global Cumulativa 1996 - 2011



Fonte: Adaptado a partir de dados do Global Wind Energy Council

Figura 1: *Capacidade instalada global de geração eólica conectada à rede elétrica.*

1. Moinho de vento utilizado na Holanda; 2. Centro de teste de Poul La Cour na Dinamarca; 3. Modelo multipás americano.

RECURSO EÓLICO

> NATUREZA DOS VENTOS

A superfície terrestre libera na atmosfera, de maneira contínua e não uniforme, o calor recebido pelo sol. Nas zonas de ar frio, onde o calor é menos liberado, a pressão dos gases aumenta, enquanto que, nas zonas de ar quente, onde mais calor é liberado, o ar se aquece e a pressão dos gases diminui. Uma macrocirculação das massas de ar, devido aos movimentos convectivos, surge como consequência dessas diferenças de temperatura e pressão. Massas de ar quente reduzem a sua densidade e sobem, criando espaço para o ar mais frio, que flui sobre a superfície da Terra. Esse movimento de massas de ar quente e frio gera zonas de pressão elevada e baixa pressão na atmosfera e é também influenciado pela rotação da Terra.

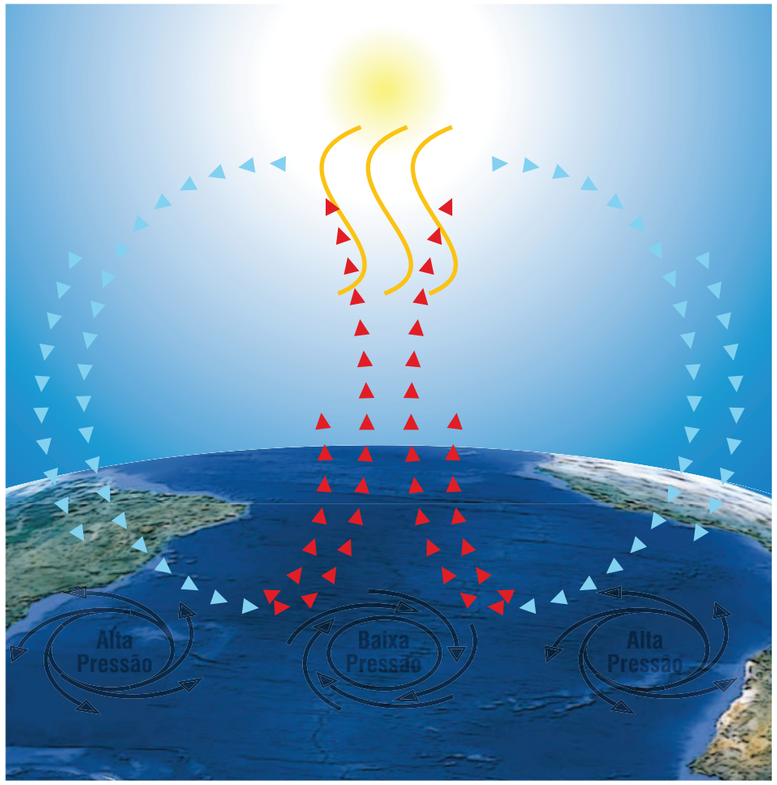


Figura 2: *Macrocirculação das massas de ar.*

A atmosfera tende a restabelecer o equilíbrio da pressão, fazendo o ar se mover a partir das áreas onde a pressão é mais elevada, em relação àquelas em que é menor. Portanto, o vento é o movimento de uma massa de ar, mais ou menos rápida, entre as zonas de diferentes pressões. Quanto maior a diferença de pressão, mais rápido o fluxo de ar e, consequentemente, mais forte o vento. Na realidade, o vento não sopra exatamente na direção de junção do centro da alta pressão com o de pressão baixa, mas no hemisfério sul se desvia para a esquerda, circulando em torno dos centros de alta pressão com rotação, no sentido anti-horário, e em torno da baixa pressão, em sentido horário.

Em grande escala, uma circulação das massas de ar pode ser notada em diferentes latitudes e é ciclicamente influenciada pelas estações do ano. Em menor escala, há um aquecimento desigual entre o continente e o oceano, com a consequente formação das brisas de mar e terra com frequência diária. O perfil e a irregularidade da superfície da terra, do mar ou do continente afetam significativamente o vento e as suas características locais. De fato, o vento sopra com maior intensidade em superfícies grandes e planas, tal como o mar. Além disso, o vento fica mais forte no topo de aclives ou em vales orientados paralelamente à direção do vento predominante, ao passo que retarda em superfícies irregulares, tais como cidades ou florestas. Sua velocidade em relação à altura acima do solo também é influenciada pelas condições de estabilidade atmosférica.

> ENERGIA DO VENTO E PROJETOS EÓLICOS

A fim de explorar a energia eólica, é muito importante levar em conta as variações de velocidade do vento entre os lugares. Locais separados por poucos quilômetros podem estar sujeitos a condições de vento muito desiguais e têm implicação diferente para os fins de instalação de turbinas eólicas. A força do vento também muda em diversas escalas temporais: sazonal, anual, diária, horária e de minutos, de acordo com as escalas meteorológicas. Regimes anuais e sazonais, dirigidos principalmente por grandes escalas meteorológicas, como a sinótica e a circulação geral planetária, apresentam considerável regularidade. Regimes diários e horários regidos por fenômenos meteorológicos locais, microescala, regionais e mesoescala são comumente caracterizados em termos estatísticos.

Além disso, a direção e a intensidade do vento flutuam rapidamente em torno do valor médio de minuto: é a turbulência, que representa importante característica do vento, uma vez que ocasionam flutuações das forças aerodinâmicas exercidas

sobre as pás das turbinas eólicas, aumentando assim o desgaste e a redução de sua vida útil. Em terreno complexo, o nível de turbulência pode variar entre 15% e 20%, enquanto que no mar aberto e zonas praianas esse valor encontra-se na gama de 10% a 14%.

Ao levar em consideração um local para a instalação de uma turbina eólica, uma avaliação da quantidade e qualidade do recurso eólico é fundamental. Por isso, uma torre anemométrica é geralmente instalada no local, a fim de monitorar a velocidade e a direção do vento e os níveis de turbulência em alturas diferentes durante um ou mais anos. Os dados registrados permitem melhor avaliação, tanto da provável produção de energia como da viabilidade econômica do projeto.

> IMPACTOS DOS PROJETOS EÓLICOS

O impacto ambiental pode ser impedimento para a instalação de parques eólicos. As instalações eólicas podem ser visíveis de uma grande distância, com um impacto sobre a paisagem, nem sempre suportável. É possível reduzir o impacto visual devido à presença das turbinas, adotando as soluções de construção, tais como o uso de cores neutras para ajudar na integração com a paisagem. Uma vez que o solo efetivamente ocupado por turbinas eólicas é uma parte mínima da área de instalação do projeto eólico, é possível continuar a utilizar a área também para outros fins, como a agricultura ou pecuária.

Além disso, o ruído das turbinas eólicas tem de ser considerado. Causado pelos componentes eletromecânicos e acima de tudo pelos fenômenos aerodinâmicos ligados às pás, o problema do ruído pode tornar-se insignificante quando se considera dois fatores. O primeiro está relacionado ao ruído perceptível perto das turbinas eólicas, que por vezes é atribuído apenas aos aerogeradores – na realidade em áreas com vento forte o ruído de fundo causado pelo vento pode ser igual ou maior do que o barulho dos aerogeradores, a algumas centenas de metros. O segundo fator é que, a uma distância curta das turbinas eólicas, o ruído perceptível tem uma intensidade baixa, igualável às de situações diárias comuns, e, portanto, níveis acústicos aceitáveis para qualquer pessoa que trabalhe na área onde turbinas eólicas estão instaladas. Como regra geral, de 400 metros a 500 metros de distância a partir de um aerogerador, os efeitos sonoros são praticamente desprezíveis. No que tange aos efeitos da instalação e manutenção de um aerogerador sobre a fauna e a flora circundantes, a quantificação é feita caso a caso. A implantação de projetos eólicos em áreas de preservação ambiental depende sempre da legislação do local.

> ENERGIA PRODUZIDA

Para determinar a produção de energia de uma turbina eólica, não é suficiente saber a velocidade média do vento de certo local. É importante obter dados que registrem continuamente, por um período de tempo mínimo de um ano, a frequência de ocorrência de velocidades do vento. Esses dados são geralmente compostos por dezenas ou centenas de milhares de valores – médias de 1 minuto ou 10 minutos – amostrados em intervalos de 1 segundo, com anemômetros calibrados instalados em torres anemométricas.

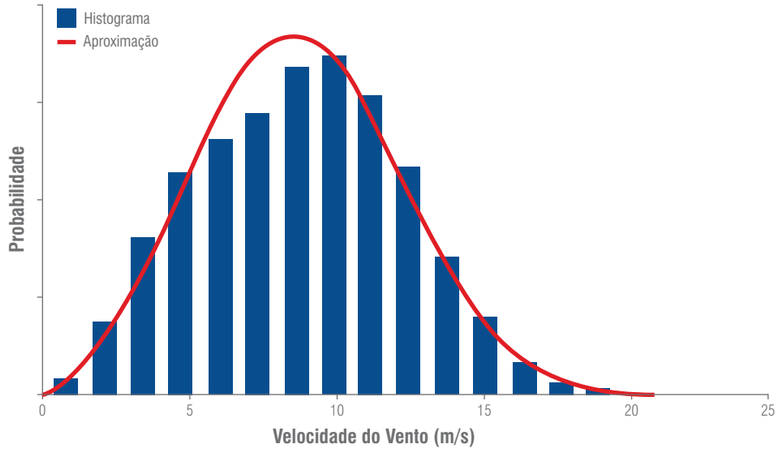


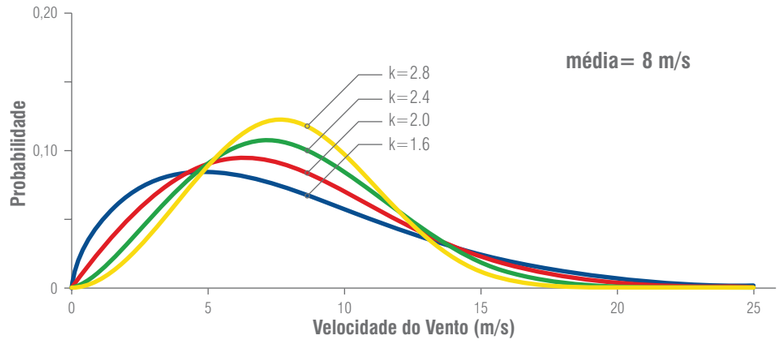
Figura 3. *Histograma de frequência de ocorrência de velocidades de vento e aproximação matemática.*

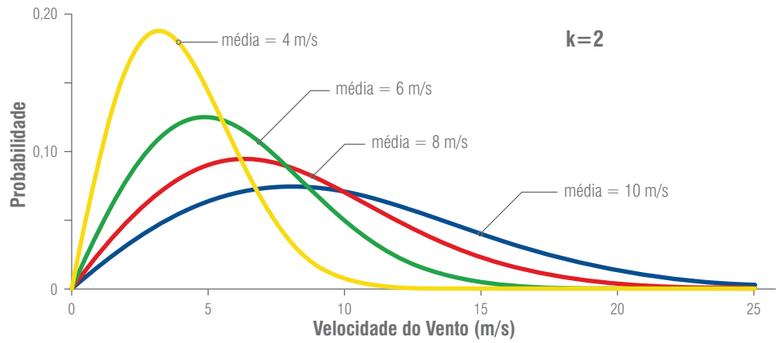
A distribuição de frequência de ocorrência da velocidade do vento para determinado local é geralmente descrita usando a função de distribuição estatística de Weibull, uma vez que esta, por ser assimétrica, se aproxima bem ao histograma de dados de vento na maioria dos casos reais. A distribuição de Weibull pode ser totalmente determinada conhecendo-se apenas dois parâmetros:

- parâmetro de escala c;
- parâmetro de forma k.

O parâmetro de escala c, expresso em metros por segundo, é extremamente ligado à velocidade média. O fator de forma adimensional k representa fisicamente a "dispersão" dos valores de velocidade em torno da velocidade média — em especial, quanto maior o valor de k, menor a dispersão em torno do valor médio. Quando k é igual a 1, a distribuição estatística transforma-se em uma distribuição

exponencial, enquanto que, quando k é igual a 2, o caso especial da distribuição de Rayleigh surge, podendo ser usada para estimativas preliminares, quando apenas a velocidade média é conhecida.





A distribuição de Weibull contém as propriedades estatísticas da série temporal de velocidade de vento. Uma forma prática e rápida de calcular a produção de energia de um aerogerador é utilizar a distribuição de Weibull da velocidade do vento no local de instalação e a curva de potência do aerogerador, que é a relação entre a potência elétrica produzida pelo aerogerador e a velocidade do vento incidente na altura do eixo da turbina eólica.

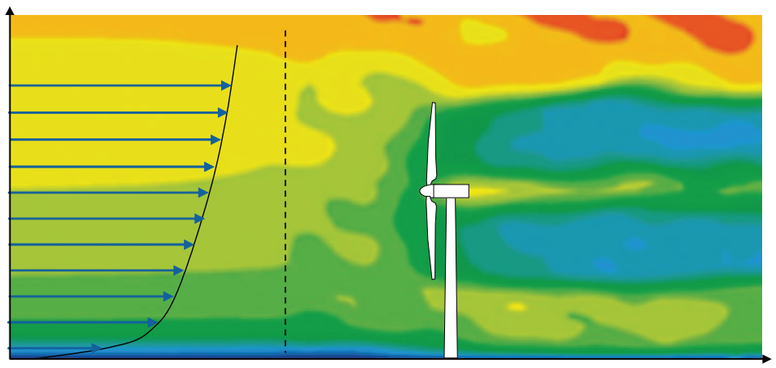
A estimativa correta dos parâmetros de escala e forma de Weibull possibilita fazer uma avaliação da energia gerada com menores incertezas. O cálculo da produção anual de energia elétrica de um aerogerador é realizado por meio da seguinte relação matemática:

$$E = 8760 \int_0^{\infty} P(v) f(v) dv$$

- 8760 é o número de horas por ano;
- $P(v)$ é a potência gerada (kW) para uma velocidade do vento v (m/s) deduzida a partir da curva de potência do aerogerador;
- $f(v)$ é a frequência de ocorrência (%) da velocidade do vento v (m/s) calculada pela função probabilidade da distribuição de Weibull.
- Tanto $P(v)$ quanto $f(v)$ dependem das características do local de instalação do aerogerador.

A energia total produzida por um parque eólico é obtida pela soma das produções energéticas de todos os aerogeradores do parque, descontadas as várias perdas ocasionadas por esteiras aerodinâmicas, indisponibilidades de equipamentos e rede elétrica, projeto de conexão elétrica e configurações de controle para limitação de potência, intervenções de manutenção, desvios da curva de potência ou calibração de sensores etc.

As esteiras aerodinâmicas são causadas pelo movimento do rotor do aerogerador e dependem do tipo de perfil aerodinâmico utilizado, do tamanho e da rotação do rotor, das condições atmosféricas, da turbulência e da velocidade de vento. O efeito de uma esteira aerodinâmica é a redução da velocidade do vento e o aumento da turbulência a jusante do rotor. A figura 4 mostra o efeito esteira provocado pelo rotor de um aerogerador no fluxo de vento, que sopra da esquerda para a direita.



Fonte: Ivanell, S. S. A

Figura 4: *Interferência do rotor do aerogerador no fluxo de vento.*

TECNOLOGIA DE AEROGERADORES

O avanço tecnológico de aerogeradores é um dos principais responsáveis pelo aumento de competitividade e inserção crescente da energia eólica na matriz energética mundial. A tecnologia eólica moderna está disponível para sítios com características das mais diversas: velocidades de vento de moderadas ou altas; climas quentes e árticos; dunas, desertos, instalações marítimas. A avançada tecnologia também contribui para que centrais eólicas operem com alta disponibilidade (>97%) e baixo impacto ambiental.

No início do milênio, um crescimento cada vez maior no tamanho da turbina foi tendência da indústria eólica em geral. Diversos fatores motivaram esse crescimento, tais como relação mais favorável de custo por energia gerada de uma turbina eólica, melhor utilização do terreno de um sítio, menor custo de manutenção por potência instalada, entre outros. Nos últimos anos, embora ainda exista interesse em aerogeradores gigantes para o mercado *offshore*, houve um nivelamento do tamanho das máquinas eólicas em função do principal mercado, que são as instalações em terra com potência nominal entre 1,5 MW a 3 MW. A extensão do conceito atual de turbinas eólicas para tamanhos acima de 5 MW apresenta desafios consideráveis tanto do ponto de vista econômico quanto de engenharia.

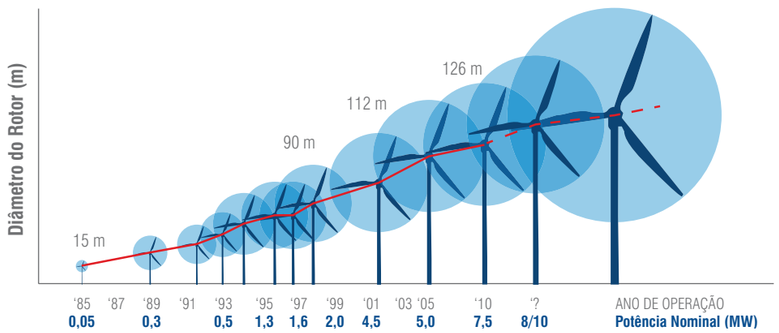


Figura 5: *Evolução do tamanho dos aerogeradores.*

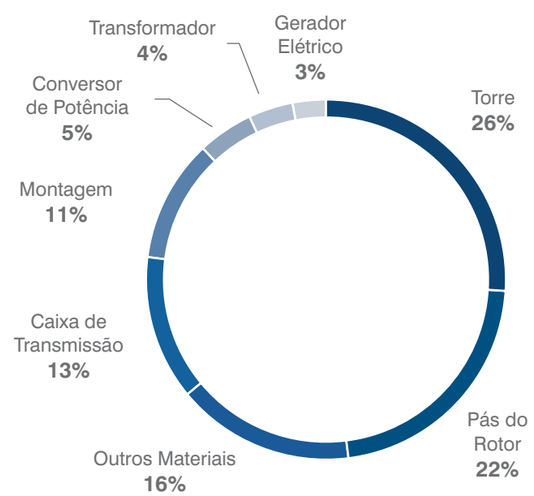
Para converter a energia cinética do vento em energia elétrica aproveitável pela rede elétrica, uma turbina eólica usa diversos componentes tanto mecânicos como elétricos. Especificamente, o rotor capta a energia do vento, transformando-a em energia mecânica de rotação, e constitui o "motor" do aerogerador, enquanto que a conversão da energia mecânica em energia elétrica é realizada por um gerador elétrico e dispositivos eletrônicos de potência associados.

Os principais componentes que constituem modernos aerogeradores de eixo horizontal são ilustrados na página 36, usando desenhos que representam dois conceitos construtivos distintos, projeto com multiplicador de velocidades e gerador de indução (esquerda) e projeto com acionamento direto e gerador síncrono (direita).

Outros componentes importantes de um aerogerador são o sistema de controle, que é responsável por toda a operação e integridade da máquina; o sistema de conexão elétrica, que faz o sincronismo com a rede elétrica e garante a qualidade da energia gerada; e a fundação, elemento que conecta a torre ao solo, sendo projetada de acordo com as características do solo do local de instalação do aerogerador.

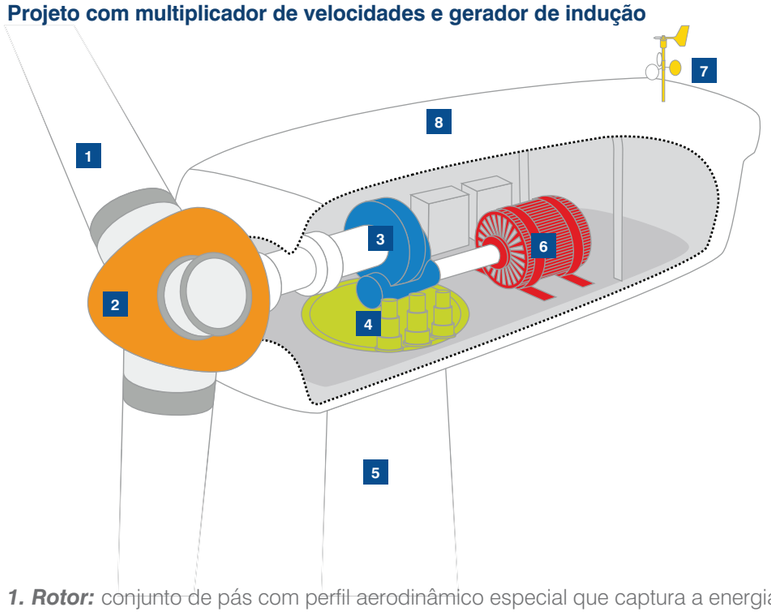
O percentual dos custos associados às diversas partes constituintes de um aerogerador depende do conceito construtivo utilizado e da tecnologia empregada no projeto e na fabricação. Em geral, a torre e as pás do rotor são os componentes que mais contribuem para o custo total do aerogerador. As pás são fabricadas com materiais compósitos, principalmente fibra de vidro reforçada com plástico e madeira, para atender aos requisitos de peso, rigidez e resistência à fadiga. As torres são comumente fabricadas em estruturas treliçadas de aço ou em formato tubular de aço e/ou concreto.

> CUSTOS DE FABRICAÇÃO DE UM AEROGERADOR

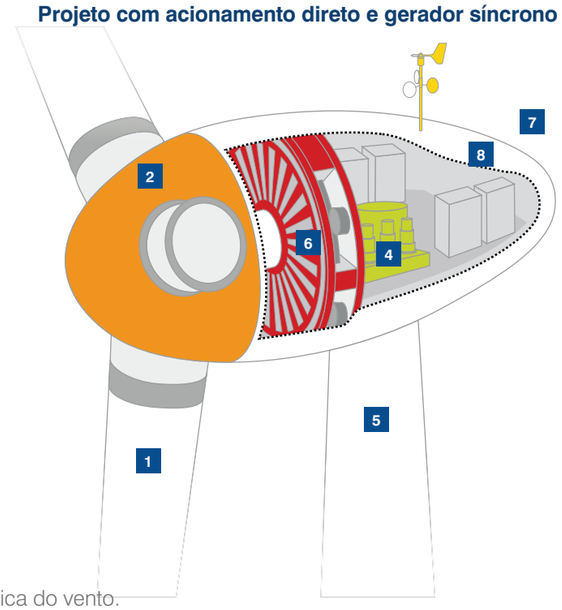


> PRINCIPAIS COMPONENTES DE UM AEROGERADOR

Projeto com multiplicador de velocidades e gerador de indução



Projeto com acionamento direto e gerador síncrono



1. ***Rotor:*** conjunto de pás com perfil aerodinâmico especial que captura a energia cinética do vento.
2. ***Cubo:*** elemento de conexão do rotor com o eixo de rotação. Abriga o sistema de *pitch*, que é responsável pelo controle do ângulo de ataque das pás.
3. ***Sistema de Transmissão:*** sistema mecânico composto de eixos e mancais, com ou sem caixa multiplicadora de velocidades, para transmissão do torque mecânico até o gerador elétrico.
4. ***Sistema de Posicionamento (yaw):*** acionamento com motorredutores que giram toda a nacela com o objetivo de manter o eixo de rotação sempre alinhado com a direção do vento.
5. ***Torre:*** estrutura de aço/concreto que suporta a nacela e o rotor. Também é usada para passagem dos cabos de energia/sinal e para acesso aos componentes no topo da torre.
6. ***Gerador:*** máquina elétrica de indução ou síncrona que converte o torque mecânico em energia elétrica.
7. ***Sensores Meteorológicos:*** medem a velocidade e a direção do vento para fins de controle de operação.
8. ***Nacele:*** estrutura de metal/fibra/plástico que abriga os componentes e sistemas no topo da torre.

Um aerogerador requer uma velocidade do vento mínima em torno de 4 metros por segundo, para início de geração de energia, e atinge sua capacidade nominal a uma velocidade do vento de aproximadamente 13 metros por segundo. A conversão da potência mecânica associada à velocidade do vento v (m/s) em potência elétrica P (W) é equacionada da seguinte forma:

$$P = \frac{1}{2} \rho \, A \, v^3 C_P \eta$$

onde:

- ρ é a massa específica do ar (kg/m³);
- A é a área varrida pelo rotor eólico (m²), que depende do diâmetro do rotor;
- C_P é o coeficiente de potência que representa a eficiência aerodinâmica de conversão da energia contida no vento em energia mecânica rotacional;
- η é a eficiência do sistema de transmissão, gerador elétrico e outros.

Após atingir a potência nominal, o sistema de controle do aerogerador limita a potência gerada para velocidades de vento acima da velocidade nominal e desliga/freia o aerogerador quando velocidades de vento perigosamente altas ocorrem – normalmente superiores a 25 m/s – a fim de garantir a integridade estrutural da máquina.

A equação da conversão de potência mostra que a energia gerada por um aerogerador é diretamente proporcional ao tamanho das pás, ao coeficiente de potência e ao rendimento mecânico/elétrico do conjunto transmissão/geração. E são exatamente esses aspectos que orientaram e continuam conduzindo o processo de desenvolvimento tecnológico pelo qual os aerogeradores passam até os dias de hoje. Em outras palavras, o aumento da potência das turbinas eólicas está diretamente ligado ao aumento do diâmetro do rotor eólico, ao desenvolvimento de perfis aerodinâmicos avançados para as pás, de modo que o coeficiente (aerodinâmico) de potência seja maximizado, e à redução nas perdas com a transmissão de torque e com a geração elétrica.

ENERGIA EÓLICA NO BRASIL

A grande competitividade que a energia eólica adquiriu no País pode ser comprovada pela contratação de mais de 6.700 MW de potência, em leilões de energia realizados entre de 2009 a 2011, onde o preço de venda atingiu valores abaixo de R$ 100/MWh. O setor eólico acredita no crescimento do mercado, cuja previsão de investimentos é da ordem de R$ 40 bilhões até 2020.

Até 2003 o Brasil conhecia apenas projetos eólicos demonstrativos, desenvolvidos pelas concessionárias COELCE, CEMIG, COPEL e CELESC, quase todos com grandes subsídios internacionais e pesquisa tecnológica, com projeto e desenvolvimento de protótipos de aerogeradores e sistemas híbridos diesel/eólico, realizados pela Universidade Federal de Pernambuco/Centro Brasileiro de Energia Eólica e apoiados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e pelo Governo Federal.

Com o lançamento do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), em 2004, os primeiros projetos comerciais de parques eólicos com investimentos significativos foram realizados no País. O resultado foi a implantação de 54 parques eólicos, totalizando cerca de 1.300 MW de potência instalada, contratados por 20 anos pela Eletrobras, com preços fixos e condições especiais de financiamento pelo BNDES.

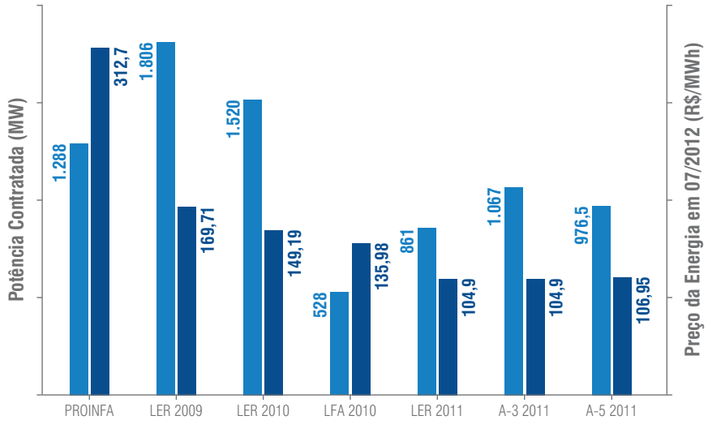
Porém, o contexto do Proinfa não favoreceu uma rápida expansão do setor eólico, pois os preços eram muito elevados e o parque industrial não estava preparado para atender à demanda com a exigência de índice mínimo de nacionalização de 60%. Além disso, o aquecimento do mercado internacional colaborou para a falta de opções de importação de equipamentos. No Brasil as dificuldades de conexão elétrica, renovação de licenças ambientais, necessidade de aporte de capital próprio e dificuldades dos agentes financeiros com incipiente conhecimento do negócio, grande número de alterações de titularidades e estruturas acionárias dos projetos, com consequentes revisões técnicas e econômicas, causaram um grande atraso na implantação dos projetos (até 2009 menos da metade dos projetos contratados haviam sido instalados) e uma sensação de dúvida quanto ao objetivo do Proinfa, de diversificação da matriz energética brasileira com fonte eólica.

Apenas no final de 2009, no 2º Leilão de Energia de Reserva (LER), o setor eólico voltou a acreditar no mercado elétrico brasileiro. Devido a uma série de fatores, tais como as novas regras de faturamento da energia, a possibilidade de uso de Instalações Coletoras de Geração para conexão com a rede elétrica, a oferta de aerogeradores relacionada com a diminuição de instalações eólicas internacionais face à crise mundial e ao câmbio favorável em nosso País, foram contratados 1.837 MW de potência eólica com preço médio final de venda de R$ 148,39/MWh.

Nos dois leilões que foram realizados em 2010, 2º Leilão de Fontes Alternativas e 3º LER, com mais de 11 GW de projetos inscritos, foram contratados 2.047 MW de potência eólica ao preço médio final de R$ 132/MWh.

Em 2011, 1.929 MW de potência instalada de parques eólicos foram contratados no 12º Leilão de Energia A-3 e no 4º LER, ao preço médio final de R$ 100/MWh. E mais 978,5 MW foram contratados no Leilão de Energia A-5 ao preço médio final de R$ 102,18/MWh.

O gráfico abaixo mostra as quantidades de potência eólica contratadas em cada leilão/ano e seus respectivos preços de energia, atualizados para valores de julho de 2012, comparados com os valores do Proinfa.

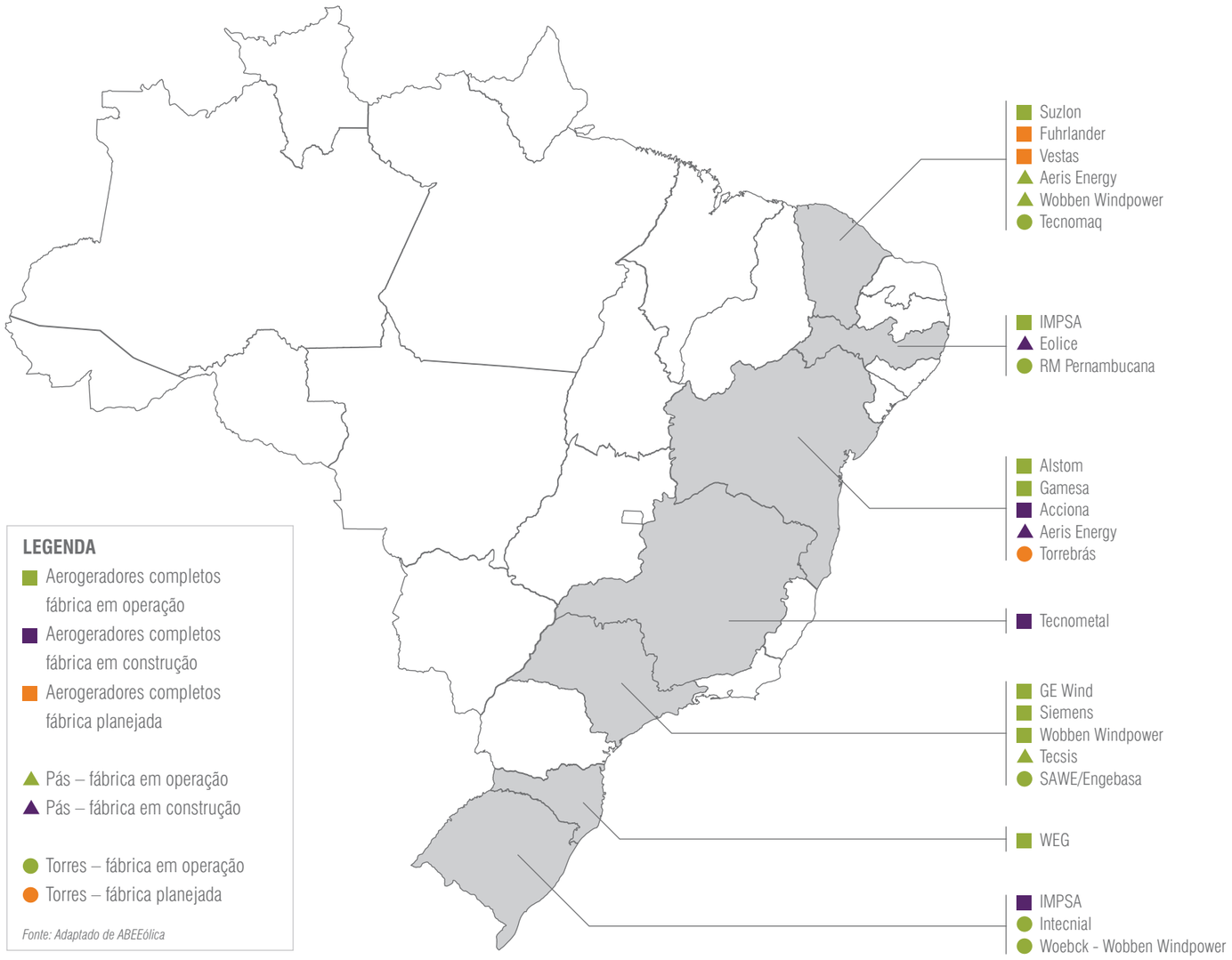


Fonte: ABEEólica

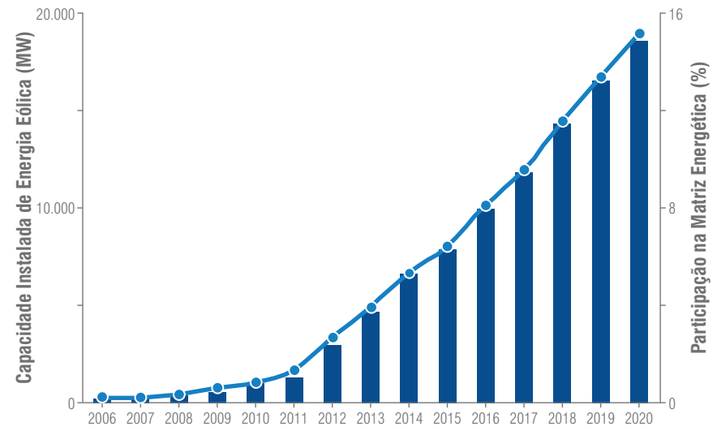
Em 2012, a energia eólica é a segunda fonte mais competitiva no País, perdendo apenas para as grandes hidrelétricas. O investimento feito pela indústria eólica no Brasil, considerando o Proinfa e todos os leilões, entre 2004 e 2011, já alcançou R$ 25 bilhões. Nesse mesmo ano, o País atingiu quase 2 GW de capacidade instalada, distribuídos por parques eólicos localizados principalmente nos estados nordestinos de Rio Grande do Norte, Ceará e Bahia e nos estados sulistas de Rio Grande do Sul e Santa Catarina. Até o fim de 2016, deverão ser quase 10 GW de potência eólica, o que significará cerca de 8% de participação na matriz elétrica brasileira. E, com a previsão de vender em leilões cerca de 2 GW por ano, o País alcançará em 2020 um patamar de aproximadamente 15% de participação da fonte eólica, com mais de 18 GW de parques eólicos.

> MAPA DA INDÚSTRIA EÓLICA NO BRASIL

Localização dos fabricantes de aerogeradores, torres e pás instalados no Brasil



Fonte: Adaptado de ABEEólica



Fonte: Adaptado a partir de dados de ANEEL e CCEE

O cenário da energia eólica é bastante favorável porque a indústria está se instalando no País; o número de fabricantes de equipamentos passou de 2, em 2008, para 11, em 2011, alguns dos quais já atendendo aos critérios de conteúdo nacional estabelecido pelo BNDES. Os preços diminuíram, de R$ 5.000/kW instalado, para cerca de R$ 3.300/kW no mesmo período. Avanços tecnológicos contínuos estão melhorando cada vez mais o desempenho dos aerogeradores e diminuindo os custos de manutenção.

O mercado de aerogeradores no Brasil está sendo disputado principalmente pelos fabricantes Wobben/Enercon, Suzlon, IMPSA, GE, Vestas, Siemens, Alstom, Gamesa, Fuhrlander, Acciona e WEG/MTorres. Além dessas, várias outras empresas de componentes de aerogeradores já se instalaram no Brasil, com destaque para os fabricantes de pás e torres. A figura ao lado mostra a localização e o tipo das principais empresas do setor eólico instaladas no Brasil.

INDÚSTRIA EÓLICA EM SÃO PAULO

No estado de São Paulo encontram-se algumas das maiores empresas do setor eólico, a exemplo da WOBBEN WINDPOWER e da TECSIS, que estão também entre as mais antigas, tendo iniciado suas operações em meados da década de 1990. Apesar de SIEMENS e GE estarem presentes no Brasil há várias décadas, somente recentemente anunciaram estarem preparadas para fornecer aerogeradores por meio de suas fábricas em São Paulo.

Os fabricantes de aerogeradores com fábricas em São Paulo são:

- GE Wind – a empresa americana é um dos maiores fabricantes de aerogeradores do mundo;
- SIEMENS – a empresa alemã é um dos maiores fabricantes de aerogeradores do mundo, com tecnologia dinamarquesa/alemã;
- WOBBEN WINDPOWER – a empresa brasileira, subsidiária da alemã ENERCON, tem sua unidade fabril localizada em Sorocaba.

A relação das principais empresas fornecedoras de componentes para aerogeradores já instaladas em São Paulo é:

- ABB – um dos maiores fabricantes mundiais de geradores elétricos, inversores, sistemas de proteção e componentes eletroeletrônicos para aerogeradores;
- HANSEN Transmissions – uma empresa do grupo alemão ZF, um dos maiores fabricantes mundiais de multiplicadores de velocidade para aerogeradores;
- ROMI – empresa brasileira localizada em Santa Bárbara D'oeste; produz peças fundidas e usinadas tais como o cubo e componentes estruturais da nacele;
- SAWE/ENGEBASA – empresa brasileira localizada em Cubatão; produz torres de aço para aerogeradores;
- TECSIS – empresa brasileira localizada em Sorocaba; um dos maiores fabricantes mundiais de pás para aerogeradores;
- VOITH – uma empresa do grupo alemão VOITH; um dos maiores fabricantes de motorredutores, acoplamentos e sistemas de transmissão para aerogeradores;
- VULKAN – uma empresa do grupo alemão B. HACKFORTH, fabricante de acoplamentos para aerogeradores com unidade fabril em Itatiba.

3. METODOLOGIA

ATLAS EÓLICO

A avaliação do potencial eólico de uma região requer a medição precisa da variabilidade espacial e temporal do vento e condições climáticas na superfície. Essas informações, aliadas às condições geográficas, restrições ambientais e infraestrutura existente são fundamentais para permitir a implantação de projetos eólicos.

O Atlas Eólico propicia uma avaliação rápida do potencial eólico de uma região e permite comparar o recurso eólico existente em várias áreas de interesse. Os dados do Atlas Eólico servem para estimar o desempenho médio de aerogeradores instalados na área em estudo. Essa estimativa preliminar é suficiente para definir se o local avaliado tem potencial promissor para desenvolvimento de parques eólicos ou se o potencial deve ser aproveitado com pequenos e micros aerogeradores para aplicações isoladas ou para geração distribuída.

O Atlas Eólico é uma ferramenta importante para o planejamento da matriz de geração de eletricidade e fonte de informações para possíveis investimentos em infraestrutura e medição de vento, visando subsidiar o desenvolvimento de projetos de parques eólicos no estado de São Paulo.

A caracterização precisa do vento é muito importante para energia eólica, pois a potência produzida por uma turbina eólica é proporcional à velocidade do vento ao cubo (Potência$\sim V^3$). É importante determinar como o vento se comporta nas várias escalas de tempo, minutos, horas, dias, meses e anos. Além disso, a velocidade e a direção do vento também sofrem alterações de local para local, em função da topografia, da rugosidade superficial e das condições climáticas. Finalmente, deve-se ter em mente que as intensidades e as frequências de ocorrência de velocidade e direção de vento, turbulência e rajadas variam com a altura também.

É por isso que a caracterização do vento para desenvolvimento de parques eólicos requer a medição dos parâmetros eólicos com instrumentação adequada por períodos longos e análise estatística rigorosamente precisa. Torres anemométricas especiais para aplicações eólicas fazem uso de registradores e sensores desenvolvidos para esse fim, assim como técnicas e metodologias de coleta e tratamento de dados visando à determinação do potencial eólico.

Entretanto, mesmo dentro do escopo de projeto de parque eólico, há a necessidade de utilização de modelos computacionais para extrapolação horizontal e vertical das características de vento, uma vez que é inviável economicamente utilizar torres anemométricas para mapear cada espaço do terreno. Modelos atmosféricos são usados para reproduzir a dinâmica dos fluidos e simular o escoamento do vento na superfície terrestre. Os modelos de microescala são modelos simplificados usados normalmente para simular o vento em áreas de 10 km^2 x 10 km^2 com resolução típica de 5 m - 10 m. Os modelos de mesoescala utilizam todas as equações da atmosfera e podem ser usados para simular grande áreas, usualmente com 100 km^2 x 100 km^2 e resolução de 5 km - 10 km.

O Atlas Eólico de São Paulo faz uso dessas modelagens atmosféricas de meso e microescala para determinar o potencial eólico estadual da forma mais precisa possível e com rapidez. Medições anemométricas específicas podem ser utilizadas para ajustar os resultados das simulações de mesoescala e auxiliar na validação do Atlas Eólico.

MODELAGEM ATMOSFÉRICA

A avaliação do recurso eólico do estado de São Paulo foi realizada através de uma plataforma de modelagem numérica do clima desenvolvida pela 3TIER®, que combina medições de vento de curta duração, provenientes de torres anemométricas, com modelos de simulação atmosférica de mesoescala e microescala. O resultado desse sistema de modelagem é um conjunto de dados do histórico climático para o estado de São Paulo na resolução horizontal de 200 m x 200 m, em várias alturas e com uma discretização horária para um período de 10 anos com resolução horizontal de 210 km. A consistência da metodologia empregada neste trabalho, para determinação do potencial eólico, foi amplamente testada e validada em escala regional e global.

> MODELO DE MESOESCALA WRF

O modelo de mesoescala empregado é o WRF (Weather Research and Forecasting), um dos modelos numéricos de previsão do tempo mais utilizados do mundo, amplamente apoiado e continuamente aprimorado pela comunidade internacional de pesquisa em ciência atmosférica global.

O WRF foi desenvolvido de forma colaborativa por várias organizações, principalmente americanas, dentre elas a National Center for Atmospheric Research (NCAR), National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), National Centers for Environmental Prediction (NCEP), Forecast Systems Laboratory (FSL), Air Force Weather Agency (AFWA), Naval Research Laboratory, Universidade de Oklahoma, e Federal Aviation Administration (FAA). O modelo de Mesoescala WRF representa processos atmosféricos na camada limite, incluindo a rugosidade do terreno ou água, a estabilidade da camada limite, fluxos de calor e de umidade para a atmosfera, o perfil vertical de velocidades do vento e turbulência na camada limite. O modelo determina o comportamento atmosférico em 31 níveis verticais, 6 desses níveis na camada 600 m mais baixa da atmosfera.

O modelo WRF foi configurado usando grades aninhadas para simular o recurso vento sobre a região de São Paulo. A extensão da grade de menor resolução foi escolhida para capturar o efeito de condições meteorológicas sinópticas sobre o recurso de vento no estado, bem como para permitir que o modelo desenvolva circulações regionais ocasionadas por efeitos térmicos. A grade foi gradualmente refinada, iniciando em 54 km de resolução horizontal, passando por duas grades intermediárias com resoluções de 18 km e 6 km, até a última grade com resolução de 2 km. A figura seguinte mostra, de maneira ilustrativa, as grades usadas no refinamento dos resultados das simulações no estado de São Paulo. Essas resoluções foram escolhidas visando modelar o efeito do terreno e circulações atmosféricas de escala local. Cada grade utiliza como dados de entrada os parâmetros da respectiva resolução anterior. A complexidade desse modelo atmosférico dinâmico exige uma grande capacidade de processamento computacional, utilizando-se de supercomputadores com múltiplos processadores em paralelo para sua solução.

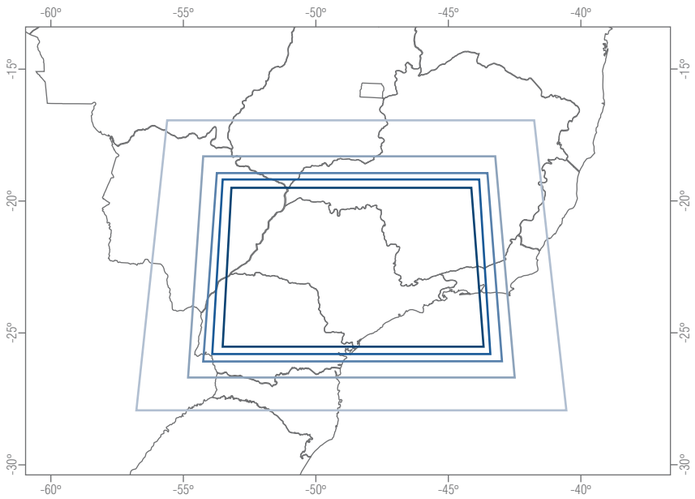


Figura 6: *Exemplo de grades usadas no refinamento dos resultados da simulação do vento sobre o estado de São Paulo.*

Um extenso banco de dados meteorológicos e geográficos é utilizado como dados de entrada para o modelo WRF. Os principais dados meteorológicos de entrada são os provenientes de reanálises, um banco de dados contendo sequências históricas de parâmetros meteorológicos que representam o estado da atmosfera da Terra. Na modelagem deste Atlas utilizou-se o banco de dados de reanálises do National Center for Atmospheric Research (NCAR) / National Centers for Environmental Prediction (NCEP), constituído por dados em intervalos de 6 horas, desde 1948 até o presente, com resolução espacial de 210 km. Um exemplo dessa base de dados, a distribuição de velocidades de vento geostrófico sobre o estado de São Paulo, é mostrado na figura abaixo. Outros dados importantes para as simulações são a temperatura do ar na superfície, a precipitação e a cobertura de nuvens, dentre outros.

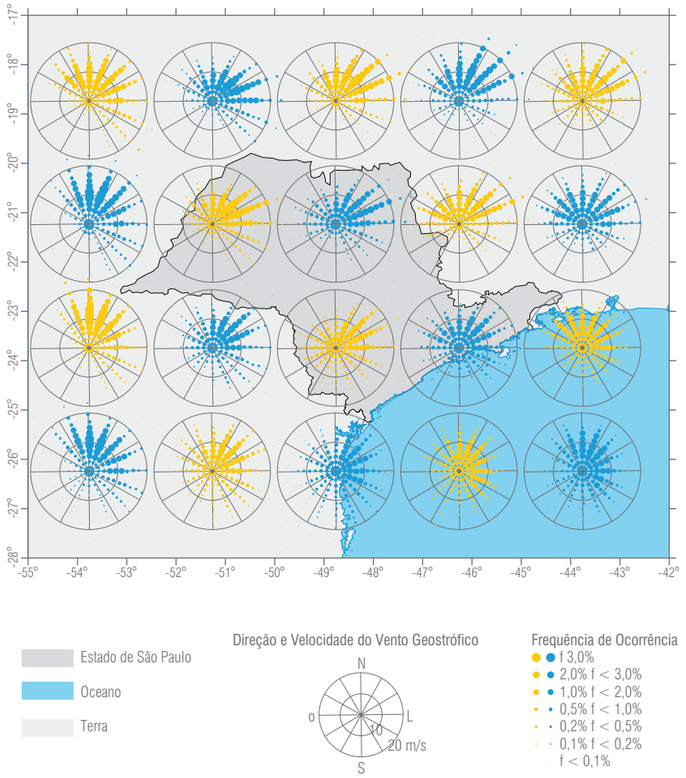


Figura 7: *Distribuição do vento geostrófico sobre o estado de São Paulo. Valores médios anuais obtidos da base de dados Projeto Reanálises do NCAR/NCEP.*

Os principais dados geográficos são de topografia e cobertura do solo. Os dados de topografia provém da base SRTM (Shuttle Radar Topography Mission) com resolução de 3 segundos. O SRTM é o mais completo banco de dados topográfico digital de alta resolução da Terra, elaborado

pela National Aeronautics and Space Administration (NASA) a partir de dados coletados por um sistema de radar que esteve a bordo do ônibus espacial Endeavour. As informações digitais de cobertura do solo são da base de dados ESA GlobCover, que é um mapa global de cobertura territorial de 10 segundos de resolução obtidos por sensores do satélite ENVISAT missão MERIS (Medium Resolution Spectrometer Imagem).

Configuração do sistema de modelagem computacional do Atlas Eólico

Parâmetro	Valor/Descrição
Modelo de Mesoescala	WRF
Resolução horizontal do modelo de Mesoescala	2 km
Base de dados de vento	Reanalysis no período de 01/2002 a 06/2012
Base de dados de topografia	SRTM de resolução 3 segundos
Base de dados de rugosidade	ESA GlobCover de resolução 10 segundos
Parametrização da atmosfera na superfície	Modelo de similaridade de Monin-Obukhov
Parametrização da camada limite	Modelo YSU (MRF com entrainment)
Número de níveis verticais da atmosfera	31
Esquema de superfície terrestre	Modelo Noah de 4 camadas

> MODELO DE MICROESCALA MVT

O modelo de Microescala Variável no Tempo (MVT) é um modelo de microescala desenvolvido pela 3TIER® especificamente para calcular dados para mapeamento de extrema alta resolução, sem os altos custos computacionais de execução de um modelo numérico climático de mesoescala (NWP) como o WRF.

O MTV utiliza dados de alta resolução da superfície da Terra para calcular os efeitos em microescala das características topográficas, das características de rugosidade superficial e de outros efeitos bloqueadores normalmente não resolvidos pelo modelo de mesoescala WRF, de menor resolução. As características de vento em alta resolução são determinadas através de um ajuste dos efeitos cinemáticos causados pelas variações orográficas do terreno, pelas características de rugosidade modeladas com um perfil de vento logaritmo e um ajuste do número de Froude aplicado para calcular os efeitos de bloqueio do terreno sobre o fluxo de vento. Todos esses efeitos são calculados para cada intervalo de tempo, no período de estudo, levando em consideração todas as variáveis temporais e espaciais tais como a direção do vento e as propriedades termodinâmicas da atmosfera inferior, permitindo uma análise climática de todo o estado de São Paulo.

O perfil logaritmico vertical de velocidade do vento segue a Teoria da Similaridade de Monin-Obukhov que leva em consideração tanto efeitos de rugosidade quanto da estabilidade térmica da camada limite, matematicamente expresso por:

$$u(z) = \frac{u_*}{K}\left[ln\left(\frac{z}{z_0}\right) - \Psi\left(\frac{z}{L}\right)\right]$$

onde:
$u(z)$ é a velocidade do vento na altura z;
z_0 é a rugosidade superficial do terreno;
K é a constante de Von Kárman;
u_* é a velocidade de atrito;
Ψ é uma função empírica da estratificação térmica da atmosfera;
L é o comprimento de Estabilidade de Obukhov.

A variação da velocidade de vento em função da altura para diferentes estabilidades térmicas da camada limite e classes de rugosidade é ilustrada na figura seguinte.

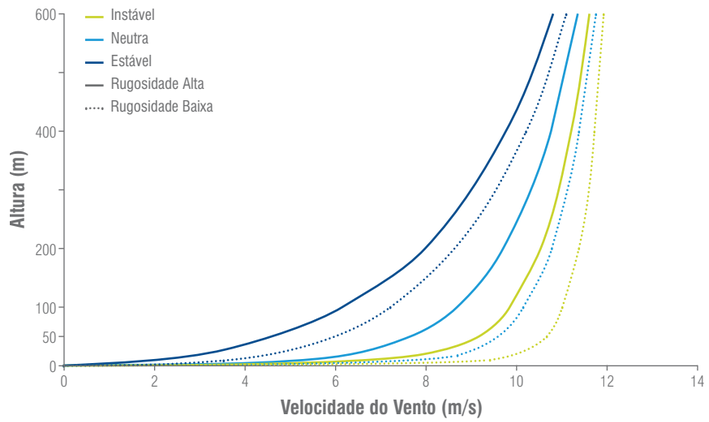


Figura 8: *Perfil vertical de velocidade do vento para diferentes estabilidades térmicas da camada limite e duas classes de rugosidade.*

A dificuldade de uma dada parcela de ar em movimento subir um aclive topográfico pode ser representada como a razão entre a velocidade do vento e a energia potencial da atmosfera. Essa razão é chamada de número de Froude, matematicamente expresso por:

$$F_r = \frac{u}{\Delta h\, N}$$

onde:
Δh é diferença entre a elevação inicial e alguma outra elevação final e
N é a frequência de Brunt-Vaisala.

Se o número de Froude é maior do que 1, então a parcela de ar irá subir o aclive; se for inferior a 1, então ela não vai; e se for igual a 1, então a parcela de ar atinge a nova elevação com velocidade zero. Para fluxos de ar com baixo número de Froude (inferior a 1), esse raciocínio físico simples sugere que o fluxo é essencialmente bloqueado pela topografia e tem de circundar o acidente geográfico ou fluir em outra direção.

BANCO DE DADOS GEOGRÁFICOS

Um Banco de Dados Geográficos (BDG) contém dados tratados com atributos descritivos quantitativos e/ou qualitativos, associados a uma representação geométrica no espaço geográfico. Os dados podem ser representados por pontos, linhas ou polígonos e expressam um modelo do mundo real dentro de um sistema. Um Sistema de Informação Geográfica (SIG) é capaz de capturar, armazenar, consultar, manipular, analisar e imprimir dados referenciados espacialmente em relação à superfície da Terra. Um SIG é caracterizado por permitir ao usuário realizar operações complexas de análise sobre dados espaciais.

No desenvolvimento deste Atlas Eólico foi elaborado um Banco de Dados Geográficos contemplando as seguintes etapas:

- definição de projeção cartográfica;
- pesquisa de bases cartográficas sobre o meio físico, limites políticos, infraestrutura, demografia, economia e meio ambiente de diferentes fontes, escalas e formatos (IBGE, INPE, IBAMA, MMA, DER, EPE, NASA, ARSESP);
- sistematização e integração das bases cartográficas selecionadas;
- pesquisa, *download*, processamento e integração de imagens de satélites (INPE);
- pesquisa, tratamento e integração de mapa de uso e ocupação - Rugosidade – (MMA);
- pesquisa, tratamento e integração de imagem do radar SRTM - Altimetria – (NASA);
- tratamento e integração de dados coletados em campo com GPS;
- elaboração de mapas temáticos;
- construção de cenários e análises espaciais;
- suporte à tomada de decisão.

Categoria	Informação	Fonte
Limites Políticos	Limite Estadual	IBGE
	Limite Municipal	IBGE
Meio Físico	Altimetria - SRTM	NASA
	Unidades Climáticas	IBGE
	Hidrografia	IBGE
Infraestrututra	Rodovia	DER-SP
	Ferrovia	DER-SP
	Sistema Elétrico	EPE / GET-SP
	Consumo de Energia Elétrica	Secretaria de Energia
Demografia	População	IBGE
Economia	Características da Atividade Econômica	IBGE
Meio Ambiente	Unidades de Conservação Ambiental	IBAMA
Uso do Solo	Uso e Ocupação do Solo	MMA
Imagens de Sensores Ópticos	Satélite LANDSAT 5 e 7	INPE

MODELAGEM DE MICROESCALA

Nessa etapa do trabalho utilizou-se um modelo atmosférico de microescala para simular o vento em áreas em torno das torres anemométricas do projeto, de forma a obter mapas de recursos eólicos de alta resolução com confiabilidade. Novos modelos de topografia e rugosidade foram construídos para permitir o mapeamento do potencial eólico com uma resolução espacial de 50 m.

Os mapas topográficos utilizados são oriundos do Instituto Brasileiro de Geografia (IBGE) e foram validados através de dados de campo. Os mapas de rugosidade foram elaborados a partir de imagens de satélite, fotos e observações feitas *in loco*. Os dados de vento utilizados nas simulações foram obtidos das torres anemométricas e corrigidos para valores médios climáticos, baseados nos dados de longo prazo resultantes da simulação de mesoescala para o estado de São Paulo.

O modelo e procedimento descritos a seguir foram usados para mapear o potencial eólico em cada uma das 8 áreas da campanha de medição do projeto: ASP01, ASP02, ASP03, ASP04, ASP05, ASP06, ASP07 e ASP08. E os resultados são apresentados no capítulo 6.

> MODELO DE MICROESCALA WASP

O programa computacional WAsP, desenvolvido pela Universidade Técnica da Dinamarca – DTU, foi especialmente criado para uso em projetos eólicos. Nele é possível tratar estatisticamente os dados de vento medidos por uma torre anemométrica; calcular as características regionais de vento, isto é, estimar os parâmetros eólicos que caracterizam o vento geostrófico na região onde está instalada a torre anemométrica; calcular as características do vento local para qualquer ponto dentro da área investigada a partir do vento geostrófico; e calcular a produção de energia de uma ou mais turbinas eólicas localizadas na região analisada.

As características regionais de vento, chamadas de Vento Regional, são os parâmetros eólicos representativos de toda a região, equivalente ao vento geostrófico – aquele que não é influenciado pela superfície terrestre. Para obter o Vento Regional, procedimento chamado de ANÁLISE, o programa WAsP utiliza modelos de topografia, rugosidade superficial e obstáculos, se houver, para remover os efeitos locais nas características de vento medidos pela torre anemométrica.

Com a informação do Vento Regional de uma região é possível estimar as características de vento (velocidades médias, distribuição de Weibull, direções predominantes) em qualquer ponto da área em torno da torre anemométrica. Nesse procedimento, chamado de APLICAÇÃO, o programa WAsP utiliza o Vento Regional e os modelos de topografia, rugosidade superficial e obstáculos, se houver, para adicionar os efeitos locais de cada ponto cujas características de vento estão sendo estimadas.

O modelo usado pelo WAsP para calcular os efeitos do relevo no fluxo de vento é baseado nas considerações e limitações da modelagem apresentada por Jackson e Hunt e aperfeiçoada por Mason e Sykes. Ele é configurado em um sistema de coordenadas cilíndricas tridimensional, com uma resolução que aumenta com a proximidade ao ponto central, fazendo com que os cálculos sejam especialmente eficientes para pontos de interesse, como a localização de uma torre anemométrica ou de um aerogerador.

Dessa forma podem-se produzir mapas de vento e densidade de energia eólica para toda a área em qualquer altura acima do solo. A figura abaixo ilustra o fluxograma do WAsP envolvendo os procedimentos de ANÁLISE, para obtenção do Vento Regional, e APLICAÇÃO, usado para calcular as características de vento em um ponto qualquer da área modelada.

Figura 9. *Fluxograma do WAsP.*

Apesar de ser usado de forma ampla, o WAsP não é um *software* de código aberto e seus modelos e procedimentos não são totalmente conhecidos. Sabe-se também que o WAsP pode estimar o potencial eólico de forma imprecisa em alguns locais, especialmente aqueles com características climáticas e relevo complexos. Por isso, em geral, recomenda-se que os resultados de *micrositing* sejam sempre confirmados com medições de vento e/ou modelos atmosféricos com diferente equacionamento numérico.

4. POTENCIAL EÓLICO DO ESTADO DE SÃO PAULO

POTENCIAL DE GERAÇÃO EÓLICA

Neste capítulo são apresentados os resultados da avaliação do potencial eólico do estado de São Paulo. Os mapas das páginas seguintes representam parâmetros eólicos que foram calculados com uma resolução horizontal de 200 m, utilizando-se a metodologia descrita no Capítulo 3.

Os mapas de velocidade de vento médio anual representam a principal informação do potencial eólico do estado de São Paulo. No contexto atual, valores médios anuais acima de 6,5 m/s são considerados interessantes para projetos de parques eólicos, pois a partir dessa velocidade de vento é possível atingir fatores de capacidade maiores do que 30% com certos aerogeradores. Nota-se que a 100 m de altura, existem algumas áreas no estado onde as velocidades médias encontram-se entre 7 m/s e 8 m/s, sendo estas as que apresentaram os melhores potenciais eólicos.

Os mapas de velocidade média anual a 75 m e 50 m de altura mostram uma característica típica dos fluxos de vento – a diminuição da velocidade do vento com a altura, em função do atrito com a superfície. O potencial eólico a 50 m de altura é significativamente menor, nesse caso com áreas muito localizadas, onde velocidades médias são superiores a 6,5 m/s. Entretanto, existe uma área extensa, espalhada em quase todo o estado, a ser explorada com turbinas eólicas de pequeno porte, que são empregadas em locais com velocidades médias anuais maiores do que 5 m/s. A utilização de pequenos aerogeradores é normalmente um complemento à eletrificação rural e muito eficiente como sistema autônomo para bombeamento de água.

As regiões de melhor potencial eólico no estado estão associadas a efeitos de aceleração do vento em função do relevo. Todos os lugares com velocidade média alta de vento estão em altitude elevada, a exemplo da região central em torno de Jaú e dos topos das montanhas da Serra do Mar na região sul do estado. No litoral, ao nível do mar, o vento é fraco não ocorrendo nenhum efeito significativo de brisa marítima. Na região oeste, relativamente plana e baixa, também não foi estimado grande potencial eólico, porém é uma área onde as incertezas são relativamente grandes, pois não há medições de superfície para ajustar/validar o trabalho de mapeamento do potencial eólico.

Em todos os mapas de velocidade do vento existem informações sobre a infraestrutura do estado, sistema elétrico e principais rodovias, e sobre a hidrografia e unidades de conservação, todas muito importantes para a definição dos locais propícios para desenvolvimento de projetos eólicos.

As medições anemométricas realizadas neste projeto mostraram que em todos os locais de bom potencial eólico o regime de ventos fortes é noturno, isto é, existe um ciclo diário bem definido em que a velocidade do vento é marcadamente alta durante a noite e diminui durante as horas em que a Terra recebe a luz do sol.

Sazonalmente, o potencial eólico é maior nos meses de junho a novembro, sendo que no inverno o vento é mais forte na região oeste do estado e na primavera o potencial é maior no sul, no centro e no leste do estado. No verão, entre dezembro e fevereiro, o potencial eólico é bem reduzido em todo o estado. Os mapas de velocidade de vento sazonais mostram a velocidade média para cada estação do ano em diferentes alturas, 100 m, 75 m e 50 m.

O mapa de rosa dos ventos mostra a frequência de ocorrência do vento em cada direção, representada por figuras com 16 setores de 22,5 graus e círculos a cada 5% do tempo total. Seguindo o padrão da energia eólica, cada setor pintado indica o valor da frequência de ocorrência (comprimento do setor) e a direção proveniente do vento. De acordo com o mapa, as direções predominantes são sudeste, leste e nordeste, dependendo da localização no estado. A ocorrência de ventos na direção oeste é pouco frequente em todo o estado de São Paulo.

A rosa de velocidade média é uma outra forma de mostrar as direções mais importantes, pois indica em quais direções ocorreram as velocidades médias maiores. As figuras do mapa de rosa de velocidade média são formadas por 16 setores de 22,5 graus e círculos a cada 2 m/s. Cada setor pintado indica o valor da velocidade média (comprimento do setor) e a direção proveniente da ocorrência.

O mapa do fator de forma de Weibull apresenta o parâmetro k da distribuição de Weibull, calculado para todos os pontos da grade de resolução 200 m. Observa-se que no estado de São Paulo há uma predominância de fatores de forma entre 2 e 3, mas também ocorrem valores muito baixos, entre 1,2 e 1,8, principalmente nas regiões de baixo potencial eólico.

A densidade de potência expressa a energia contida no vento, por unidade de área, é calculada multiplicando-se a massa específica do ar pela velocidade cúbica média e por uma constante. O mapa de densidade de potência apresenta o valor médio anual calculado para uma altura de 100 m. Com esse parâmetro pode-se calcular a energia bruta que um aerogerador captura através da área varrida pelo rotor eólico. As áreas de melhor potencial são aquelas que tem as maiores densidades de potência, em geral acima de 300 W/m^2.

O mapa de velocidade extrema do vento representa as rajadas máximas com duração de 3 segundos, que podem ocorrer pelo menos uma vez a cada 50 anos. Velocidades extremas altíssimas, maiores do que 45 m/s (>160 km/h), são esperadas em algumas áreas do estado de São Paulo. Esse parâmetro é importante para o projeto estrutural dos aerogeradores, que ficam sujeitos à ação dos ventos.

O potencial eólico do estado de São Paulo será indicado neste trabalho como a capacidade nominal total possível de ser instalada no estado e a produção de energia anual estimada. Esses dois parâmetros são calculados de acordo com as premissas detalhadas a seguir.

1. Seleciona-se uma área útil no estado de São Paulo, ou seja, uma área sem nenhuma restrição para implantação de projetos eólicos. As restrições consideradas foram:

- todas as áreas que estejam a menos de 3 km de distância dos limites das unidades de conservação denominadas Proteção Integral;
- todas as áreas que estejam a menos de 250 m de rios e reservatórios;
- todas as áreas que estejam a menos de 300 m de rodovias e ferrovias;
- todas as áreas que estejam a menos de 300 m de linhas de transmissão, usinas termelétricas e usinas hidrelétricas;
- todas as áreas que estejam a menos de 500 m de zonas urbanas;
- todas as áreas que estejam a menos de 500 m de áreas de floresta.

2. Seleciona-se uma curva de potência de aerogerador com bom desempenho para as características de vento do estado de São Paulo. A curva de potência da figura seguinte representa um aerogerador típico, aqui chamado de ATS80, com potência nominal de 1,5 MW e diâmetro do rotor de 80 m.

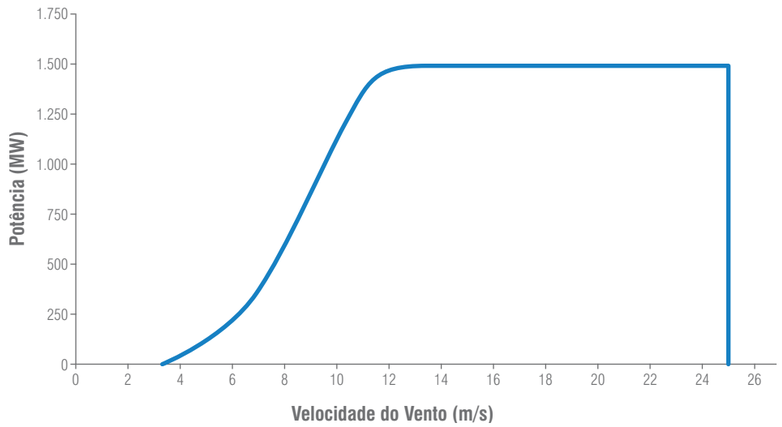


Figura 10: *Curva de potência.*

3. Define-se uma altura acima do solo e uma faixa de velocidades de vento e seleciona-se um subconjunto da área útil que contenha apenas os pontos com as velocidades do intervalo escolhido. Por exemplo, seleciona-se uma área com velocidade do vento média anual entre 7 m/s e 7,5 m/s a 100 m de altura.

4. Para a área considerada, calcula-se a energia gerada por um parque eólico constituído de vários aerogeradores ATS80, com espaçamento mínimo equidistante entre eles de 600 m (7,5D) e perdas gerais totalizando 8%. O cálculo leva em consideração as características de cada ponto selecionado (velocidade média anual do vento, fator de forma de Weibull, massa específica do ar) para o ajuste da curva de potência e cálculo da energia gerada, de acordo com a equação da página 34.

5. Repete-se o procedimento de cálculo descrito em (4) para várias faixas de velocidade com cada uma das alturas simuladas neste trabalho, 100 m, 75 m e 50 m.

As tabelas da página 49 apresentam o resultado do cálculo do potencial eólico de São Paulo para 3 alturas: 50 m, 75 m e 100 m. No caso específico dos cálculos a 50 m de altura, considerou-se um aerogerador menor, com potência nominal de 500 kW e eficiência semelhante ao ATS80.

O potencial eólico total do estado de São Paulo, a uma altura de 100 m, considerando as velocidades de vento acima de 6,5 m/s e as restrições citadas é de 4.734 MW, ocupando uma área de 1.134 km^2, com uma estimativa de geração anual de quase 13.000 GWh e um fator de capacidade médio de 31,3%.

Caso o cálculo seja feito utilizando todas as áreas com velocidade igual ou superior a 6 m/s, o potencial eólico total do estado de São Paulo, a 100 m de altura, é de 30.891 MW, com uma estimativa de geração anual de 71.918 GWh e um fator de capacidade médio de 26,6%.

> POTENCIAL EÓLICO DE SÃO PAULO

Resultados para 100 m de altura

O potencial eólico total, considerando uma velocidade de vento mínima.

Velocidade do vento	Área (km²)	Potência Instalável (MW)	Energia Anual (GWh)	Fator de Capacidade (%)
V ≥ 6	7.420	30.891	71.918	26,6
V ≥ 6,5	1.134	4.734	13.000	31,3
V ≥ 7	138	564	1.753	35,5
V ≥ 7,5	5	21	74	40,0

Por faixa de velocidade.

Faixa de velocidade	Área (km²)	Potência Instalável (MW)	Energia Anual (GWh)	Fator de Capacidade (%)
6 ≤ V < 6,5	6.286	26.157	58.918	25,7
6,5 ≤ V < 7	1.000	4.170	11.247	30,8
7 ≤ V < 7,5	129	543	1.679	35,3
V ≥ 7,5	5	21	74	40,0

Resultados para 75 m de altura

O potencial eólico total, considerando uma velocidade de vento mínima.

Velocidade do vento	Área (km²)	Potência Instalável (MW)	Energia Anual (GWh)	Fator de Capacidade (%)
V ≥ 6	1.232	5.132	11.545	25,6
V ≥ 6,5	93	385	1.028	30,4
V ≥ 7	4	15	48	36,2

Por faixa de velocidade.

Faixa de velocidade	Área (km²)	Potência Instalável (MW)	Energia Anual (GWh)	Fator de Capacidade (%)
6 ≤ V < 6,5	1.139	4.747	10.517	25,3
6,5 ≤ V < 7	89	370	980	30,2
7 ≤ V < 7,5	4	15	48	36,2

Resultados para 50 m de altura

O potencial eólico total, considerando uma velocidade de vento mínima.

Velocidade do vento	Área (km²)	Potência Instalável (MW)	Energia Anual (GWh)	Fator de Capacidade (%)
V ≥ 6	204	850	1.901	25,5
V ≥ 6,5	10	40	111	31,2
V ≥ 7	2	9	28	35,1

Por faixa de velocidade.

Faixa de velocidade	Área (km²)	Potência Instalável (MW)	Energia Anual (GWh)	Fator de Capacidade (%)
6 ≤ V < 6,5	194	810	1.790	25,2
6,5 ≤ V < 7	8	31	83	30,1
7 ≤ V < 7,5	2	9	28	35,1

VALIDAÇÃO E ANÁLISE DE INCERTEZAS

> VALIDAÇÃO DOS RESULTADOS DO ATLAS EÓLICO COM AS TORRES ANEMOMÉTRICAS

Esta seção examina a qualidade das simulações atmosféricas nos locais das torres anemométricas. Comparam-se algumas características do vento oriundas de simulações sem e com ajuste por medições, e de medições anemométricas em si, durante o período de registro dos dados. As simulações atmosféricas sem ajuste não utilizam as medições anemométricas e baseiam-se somente nos dados de entrada de reanálises. Dessa comparação tem-se um indicativo da qualidade do modelo atmosférico na simulação do regime de ventos para o estado de São Paulo e a influência dos dados medidos no mesmo.

ASP01 - Echaporã

A velocidade média do vento medido a 75 m de altura, durante o período de registro, é de 6,28 m/s com um desvio padrão horário de 2,84 m/s. Isso se compara a uma velocidade média do vento simulada (sem ajuste) a 75 m de 5,95 m/s e um desvio padrão horário de 2,45 m/s. A velocidade simulada do vento, com ajuste por medições é de 6,28 m/s e o desvio padrão horário é de 2,78 m/s.

ASP02 - Avaré

A velocidade média do vento medido a 75 m de altura, durante o período de registro, é de 5,30 m/s com um desvio padrão horário de 2,27 m/s. Isso se compara a uma velocidade média do vento simulada (sem ajuste) a 75 m de 6,23 m/s e um desvio padrão horário de 2,64 m/s. A velocidade simulada do vento, com ajuste por medições é de 5,30 m/s e o desvio padrão horário é de 2,15 m/s.

ASP03 - Dois Córregos

A velocidade média do vento medido a 75 m de altura, durante o período de registro, é de 6,67 m/s com um desvio padrão horário de 2,72 m/s. Isso se compara a uma velocidade média do vento simulada (sem ajuste) a 75 m de 5,77 m/s e um desvio padrão horário de 2,66 m/s. A velocidade simulada do vento, com ajuste por medições é de 6,67 m/s e o desvio padrão horário é de 2,66 m/s.

ASP04 - Buritizal

A velocidade média do vento medido a 100 m de altura, durante o período de registro, é de 6,39 m/s com um desvio padrão horário de 2,77 m/s. Isso se compara a uma velocidade média do vento simulada (sem ajuste) a 100 m de 6,50 m/s e um desvio padrão horário de 2,67 m/s. A velocidade simulada do vento, com ajuste por medições é de 6,39 m/s e o desvio padrão horário é de 2,61 m/s.

ASP05 - Altinópolis

A velocidade média do vento medido a 100 m de altura, durante o período de registro, é de 5,46 m/s com um desvio padrão horário de 2,23 m/s. Isso se compara a uma velocidade média do vento simulada (sem ajuste) a 100 m de 5,28 m/s e um desvio padrão horário de 2,07 m/s. A velocidade simulada do vento, com ajuste por medições é de 5,47 m/s e o desvio padrão horário é de 2,13 m/s.

ASP06 - Catanduva

Não foi utilizada por causa da pequena quantidade de dados válidos durante o período de campanha de medição.

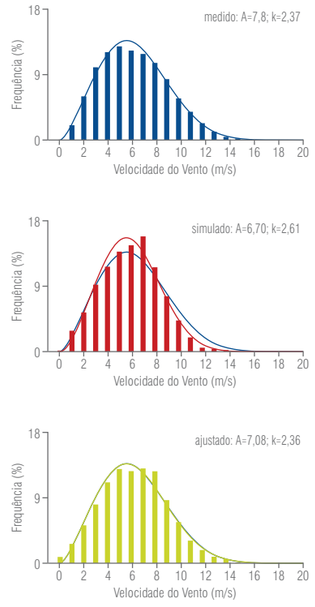
ASP07 - São Roque

A velocidade média do vento medido a 75 m de altura, durante o período de registro, é de 6,62 m/s com um desvio padrão horário de 2,65 m/s. Isso se compara a uma velocidade média do vento simulada (sem ajuste) a 100 m de 6,13m/s e um desvio padrão horário de 2,40 m/s. A velocidade simulada do vento, com ajuste por medições é de 6,62 m/s e o desvio padrão horário é de 2,62 m/s.

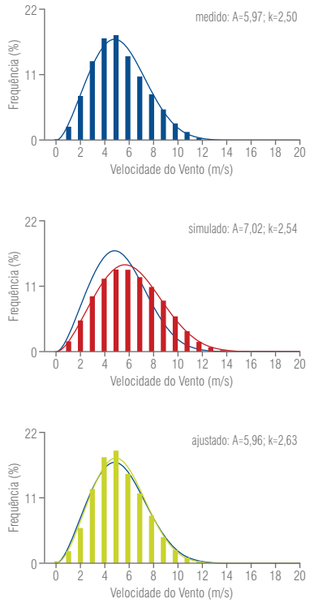
ASP08 - Alto da Serra, Henry Borden

A velocidade média do vento medido a 50 m de altura, durante o período de registro, é de 5,09 m/s com um desvio padrão horário de 3,41 m/s. Isso se compara a uma velocidade média do vento simulada (sem ajuste) a 50 m de 6,20 m/s e um desvio padrão horário de 4,46 m/s. A velocidade simulada do vento, com ajuste por medições é de 5,09 m/s e o desvio padrão horário é de 3,06 m/s.

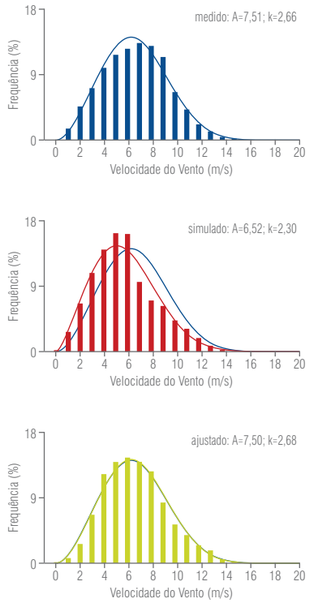
ASP01



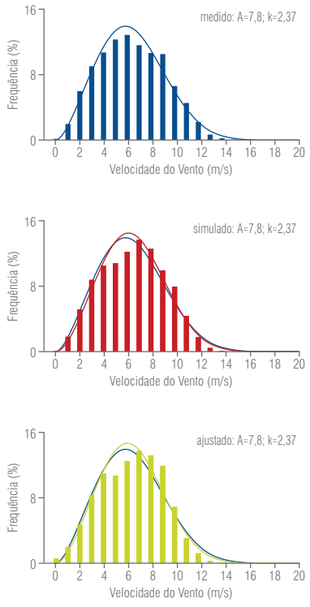
ASP02



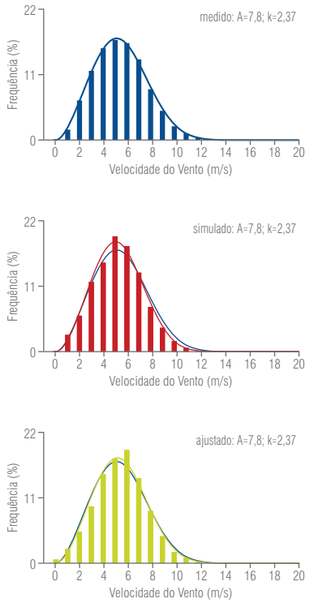
ASP03



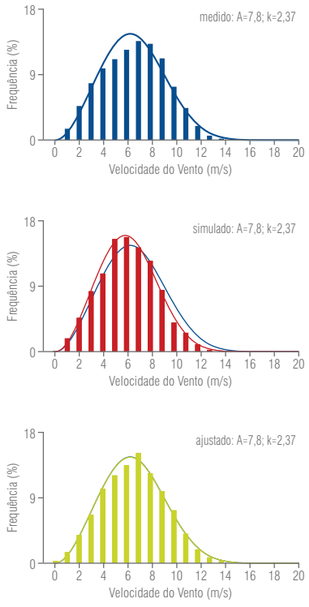
ASP04



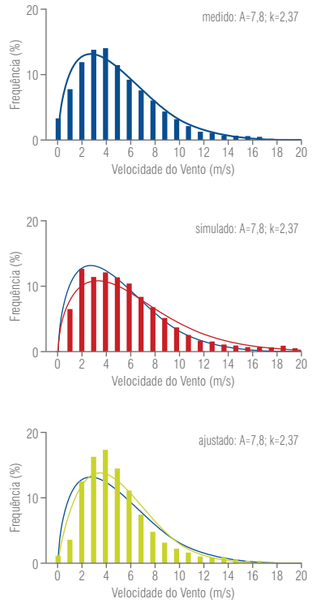
ASP05

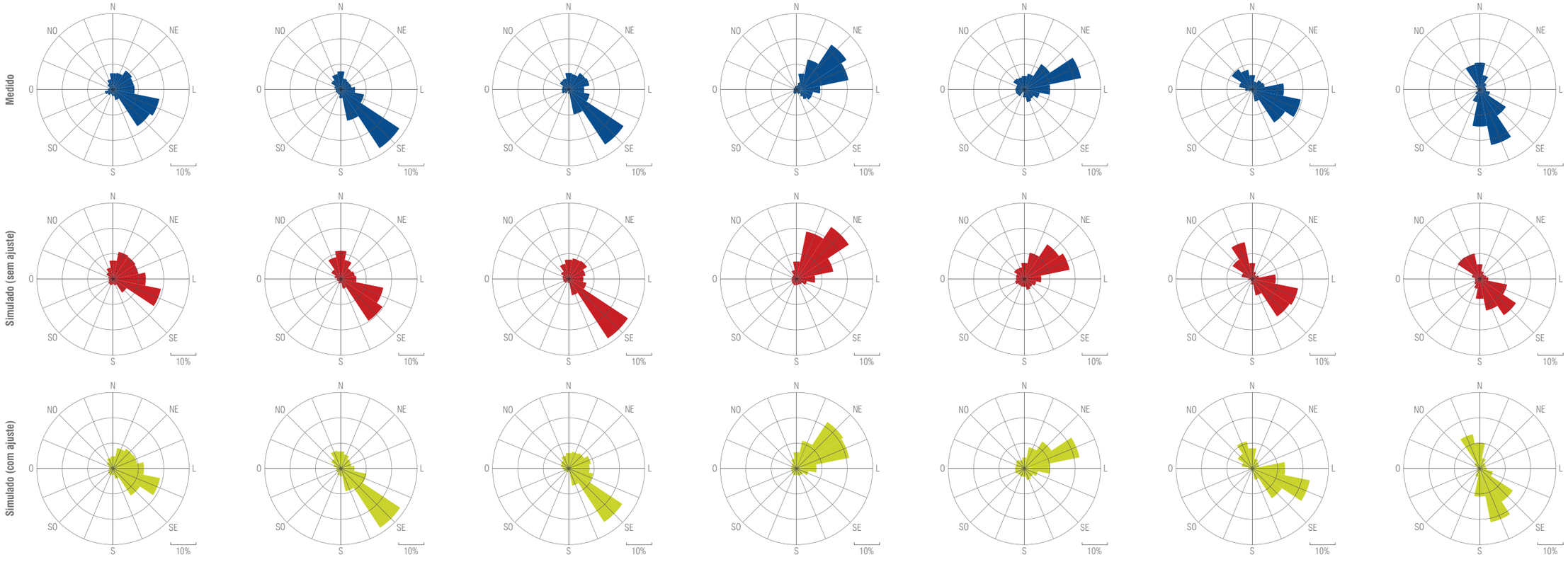


ASP07



ASP08





Correlação e erro quadrático médio (RMS) das velocidades de vento simuladas nas torres anemométricas

Grandeza	ASP01	ASP02	ASP03	ASP04	ASP05	ASP07	ASP08
Correlação: vel. de vento média-mensal simulada (sem ajuste) para medida	0,90	0,91	0,09	0,87	0,68	0,85	0,77
Erro RMS: vel. de vento média-mensal simulada (sem ajuste)	0,59 m/s	0,99 m/s	1,22 m/s	0,33 m/s	0,42 m/s	0,61 m/s	1,24 m/s
Correlação: vel. de vento média-mensal simulada (com ajuste) para medida	1,00	1,00	0,99	1,00	0,99	1,00	1,00
Erro RMS: vel. de vento média-mensal simulada (com ajuste)	0,06 m/s	0,04 m/s	0,09 m/s	0,07 m/s	0,05 m/s	0,05 m/s	0,07 m/s
Correlação: vel. de vento média-diária simulada (sem ajuste) para medida	0,81	0,83	0,78	0,70	0,74	0,79	0,71
Erro RMS: vel. de vento média-diária simulada (sem ajuste)	1,22 m/s	1,45 m/s	1,57 m/s	1,39 m/s	0,97 m/s	1,20 m/s	2,57 m/s
Correlação: vel. de vento média-diária simulada (com ajuste) para medida	0,87	0,90	0,85	0,68	0,80	0,86	0,73
Erro RMS: vel. de vento média-diária simulada (com ajuste)	0,97 m/s	0,70 m/s	0,96 m/s	1,30 m/s	0,78 m/s	0,90 m/s	1,57 m/s

> ANÁLISE DE INCERTEZAS

O calculo das incertezas na velocidade média anual do vento é baseada na teoria de propagação do erro e modela centenas de fontes de incerteza e suas interrelações em todo o processo de modelagem climática. Cada fonte de incerteza é tratada em um modelo distinto que interage com o processo por meio de modelos de covariância sobrejacentes. As seguintes categorias de incertezas foram consideradas: medições anemométricas, extrapolação vertical, ajuste das simulações por medições, variabilidade climática e modelagem espacial.

> METODOLOGIA DAS INCERTEZAS

Medições Anemométricas

Incerteza de medição captura incertezas relacionadas com os sensores utilizados na medição das grandezas anemométricas. É uma medida de confiança que os dados medidos presumivelmente representam a verdade. São consideradas incertezas referentes ao anemômetro e sensor de direção, e propagação estatística dessas incertezas por meio do cálculo do perfil vertical de velocidades de vento para alturas diferentes das medições. A incerteza é estimada separadamente para cada sensor e combinadas para representar a incerteza da medida a determinada altura. Sensores com certificado de calibração foram utilizados com vistas à redução dessas incertezas. Essas incertezas são estimadas para cada torre anemométrica e combinadas quando o modelo climático determina as grandezas eólicas em cada ponto do estado de São Paulo, assumindo que as incertezas de medição de cada torre são independentes.

Extrapolação Vertical

A incerteza na extrapolação vertical refere-se ao erro de considerar que o perfil vertical de velocidades de vento real é similar ao modelo de perfil vertical utilizado (equação exponencial). Uma incerteza é estimada para cada torre anemométrica. As medições anemométricas do presente Atlas foram realizadas nas mesmas alturas de simulação do potencial eólico (50 m, 75 m e 100 m) visando reduzir essas incertezas.

Ajuste das Simulações com Medições Anemométricas

Essa incerteza é aplicada em cada torre anemométrica e captura a probabilidade que a relação estatística – entre os dados medidos de curto prazo e o sinal climático de longo prazo – irá representar. Essa incerteza depende da duração dos dados medidos disponíveis em cada torre anemométrica e da qualidade estatística da relação entre os dados medidos e de longo prazo simulados.

Variabilidade Climática

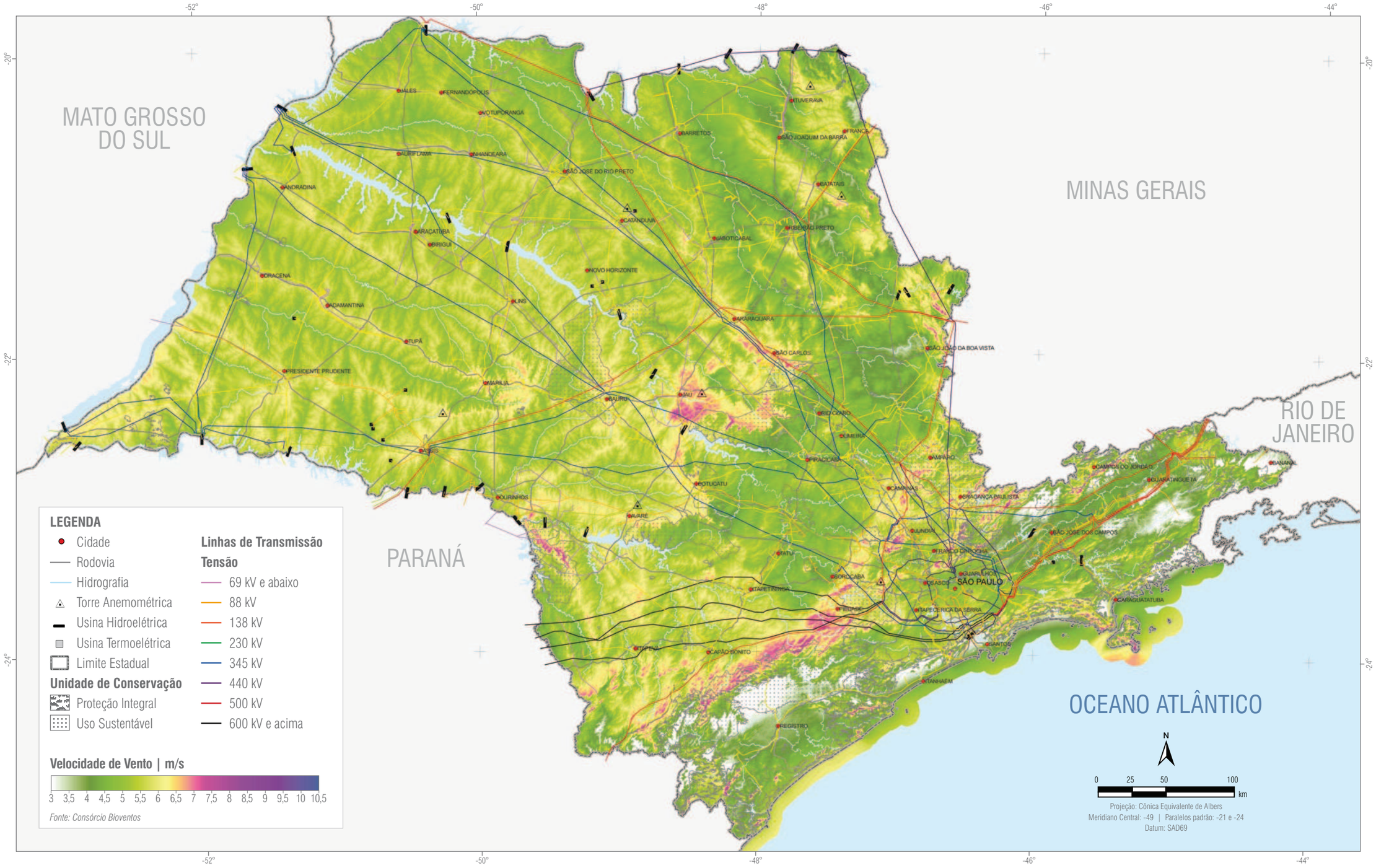
A variabilidade climática considera o clima histórico e o clima futuro. Incertezas climáticas históricas e futuras representam a incerteza associada com a variabilidade natural do clima e se o período de simulação do clima capturou o clima real. Essas incertezas são uma função da variabilidade interanual e auto correlação do sinal do clima. Em outras palavras, considera-se que pode haver um erro na estimativa média climática devido à possibilidade do clima estar mudando, ou que houve uma inconsistência no período medido, que está sendo considerado representativo do clima histórico. Incertezas climáticas são consideradas comuns entre todas as torres anemométricas e modeladas com completa dependência.

Modelagem Espacial

Incertezas de modelagem espacial são uma função da covariância geográfica entre cada medição anemométrica e outros pontos do domínio de simulação onde o potencial eólico é estimado. Duas incertezas de modelagem espacial são aplicadas: microespacial e macroespacial. Incerteza microespacial representa a incerteza associada com a resolução espacial da grade do modelo e se o modelo está capturando os efeitos de microescala. Incerteza macroespacial representa o risco de que dados medidos por uma torre anemométrica são adequados para realizar ajustes nos dados simulados em pontos distantes desta torre. Essa complexa incerteza é uma função de todas as incertezas citadas anteriormente e da proximidade relativa e complexidade de cada relação geoespacial.

O mapa Incerteza da Velocidade Média Anual, na página 59 – mapa da Incerteza da Velocidade Média Anual –, expressa os erros calculados para todo o estado de São Paulo utilizando a abordagem descrita nesta seção. As incertezas variam de 0,2 m/s, em áreas próximas às torres anemométricas, até 1,5 m/s, em pontos afastados das torres anemométricas e com características geográficas complexas. Na grande maioria do estado os erros da estimativa da velocidade média anual estão entre 0,4 m/s e 0,8 m/s.

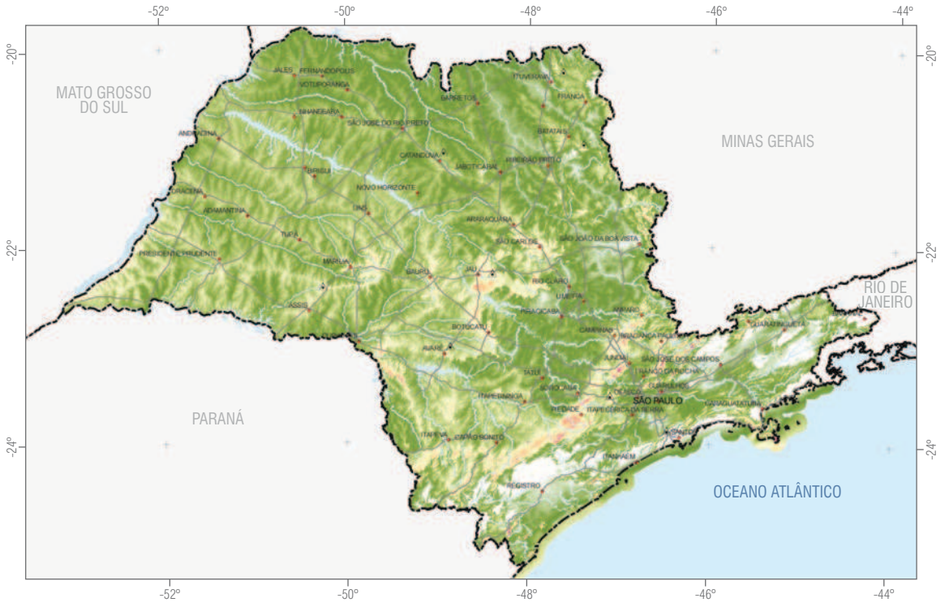
VELOCIDADE DE VENTO MÉDIA ANUAL A 100 M



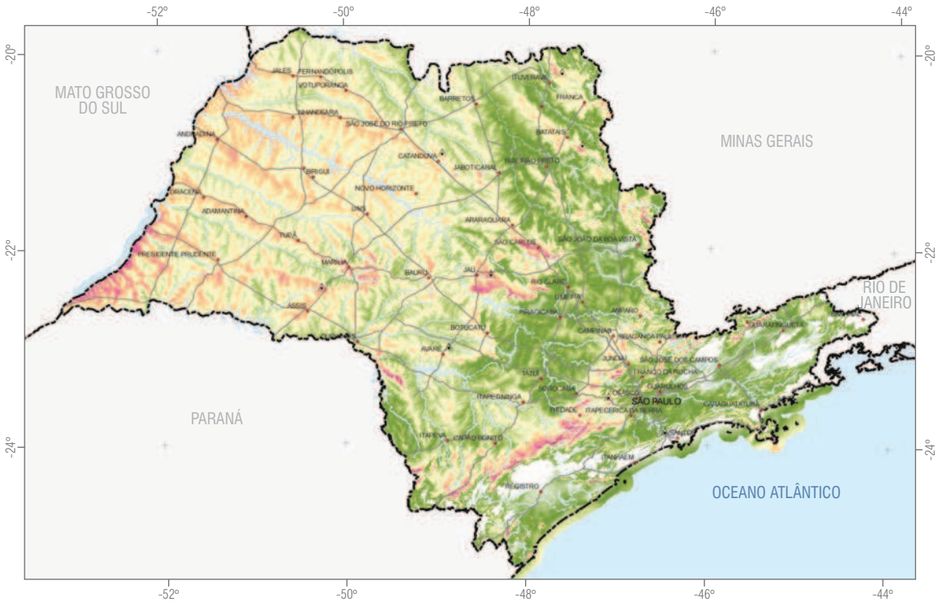
VELOCIDADE DE VENTO MÉDIA SAZONAL A 100 M

> VERÃO

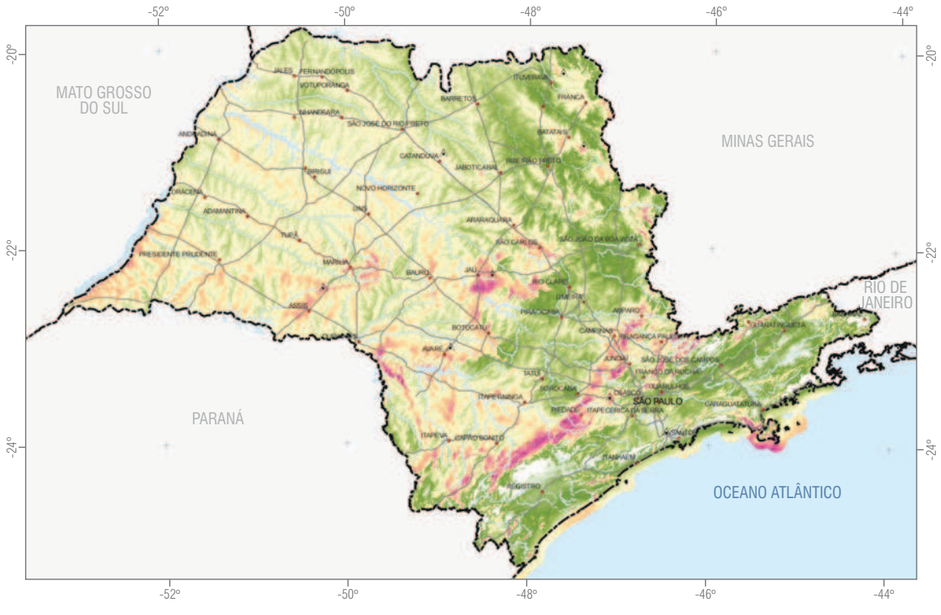
> OUTONO



> INVERNO



> PRIMAVERA



LEGENDA

- Cidade
- Rodovia
- Hidrografia
- Torre Anemométrica
- Limite Estadual

Velocidade de Vento | m/s

10,5
10
9,5
9
8,5
8
7,5
7
6,5
6
5,5
5
4,5
4
3,5
3

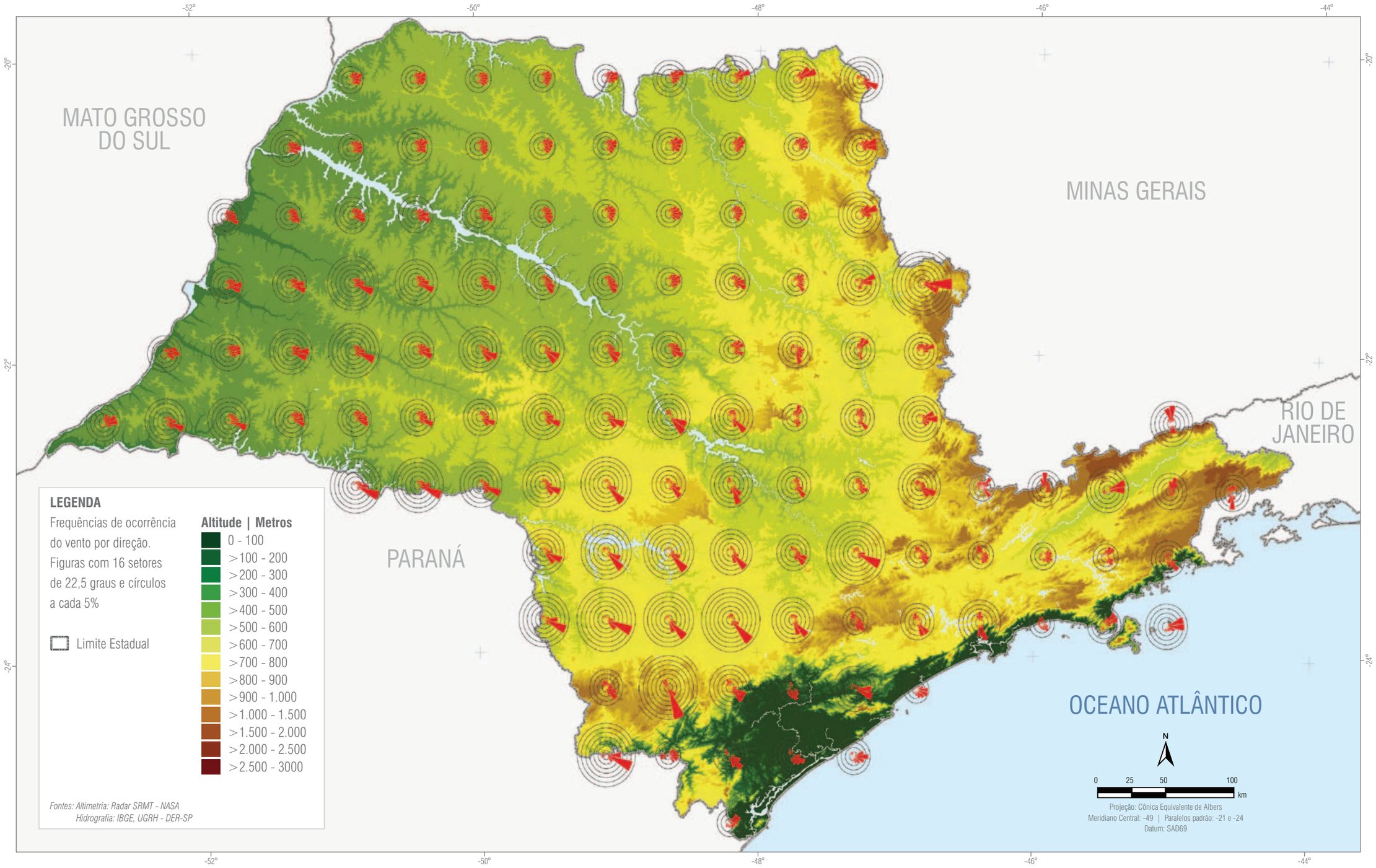
N

0 50 100 200 km

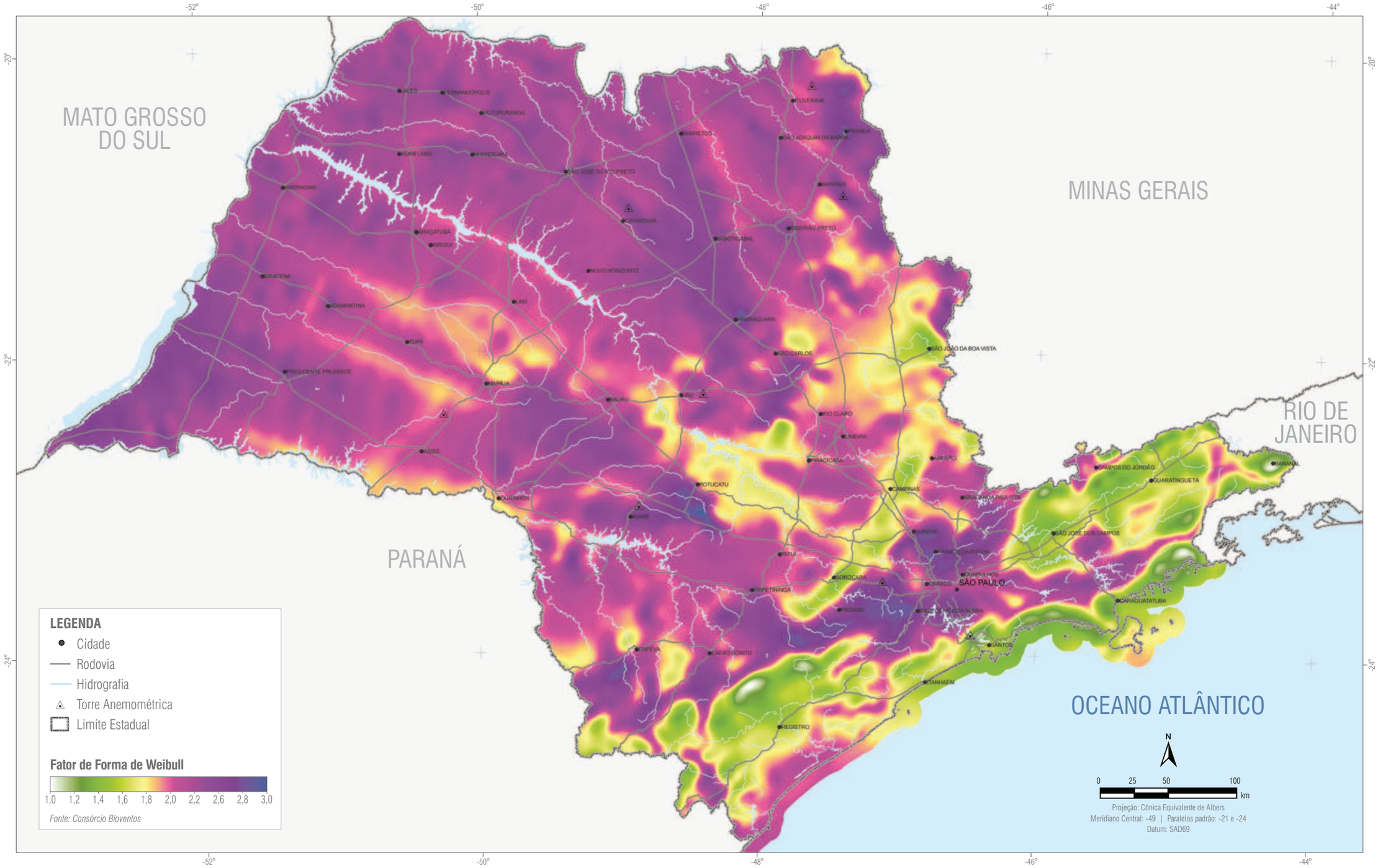
Projeção: Cônica Equivalente de Albers
Meridiano Central: -49 | Paralelos padrão: -21 e -24
Datum: SAD69

Fonte: Consórcio Bioventos

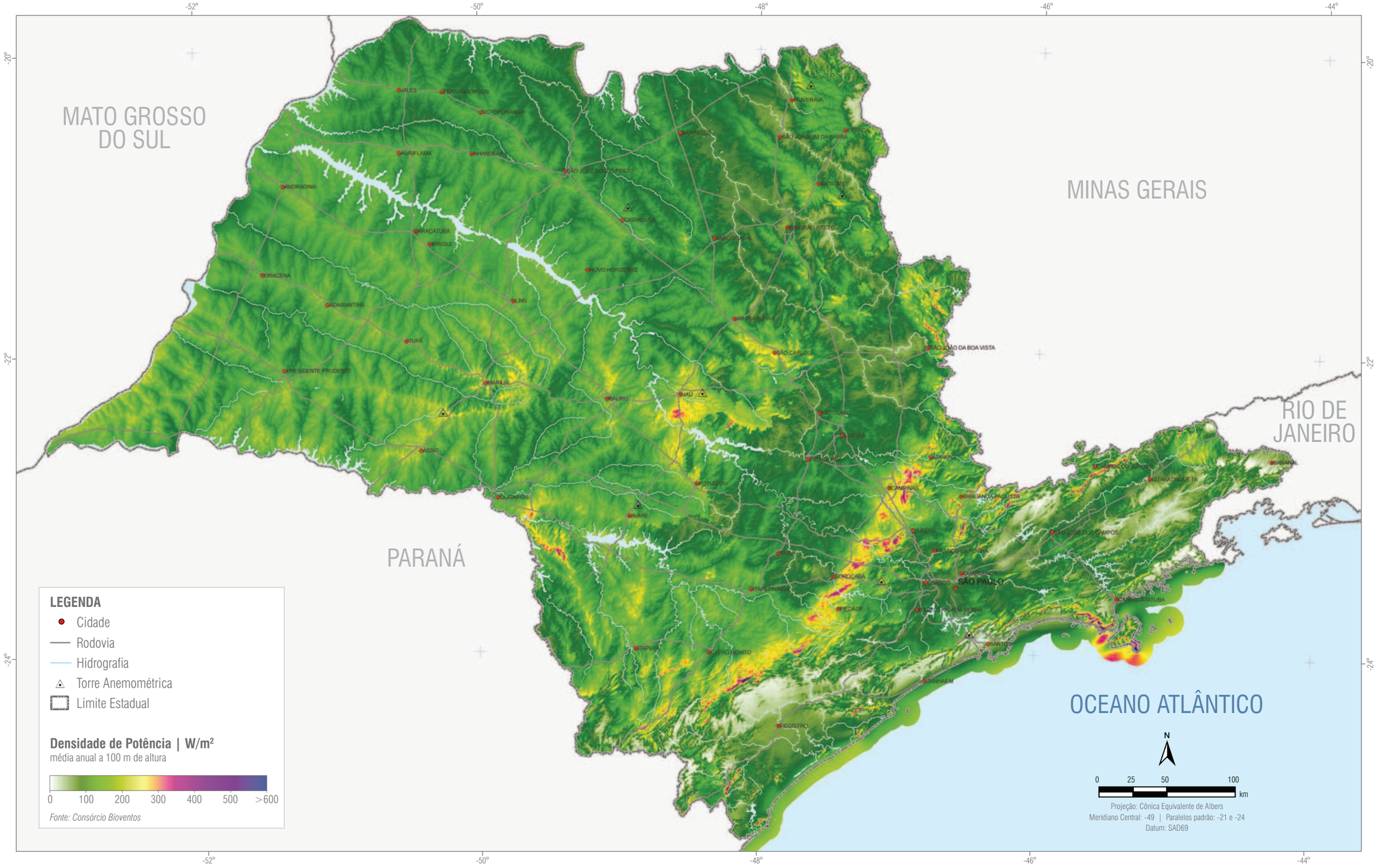
ROSA DOS VENTOS



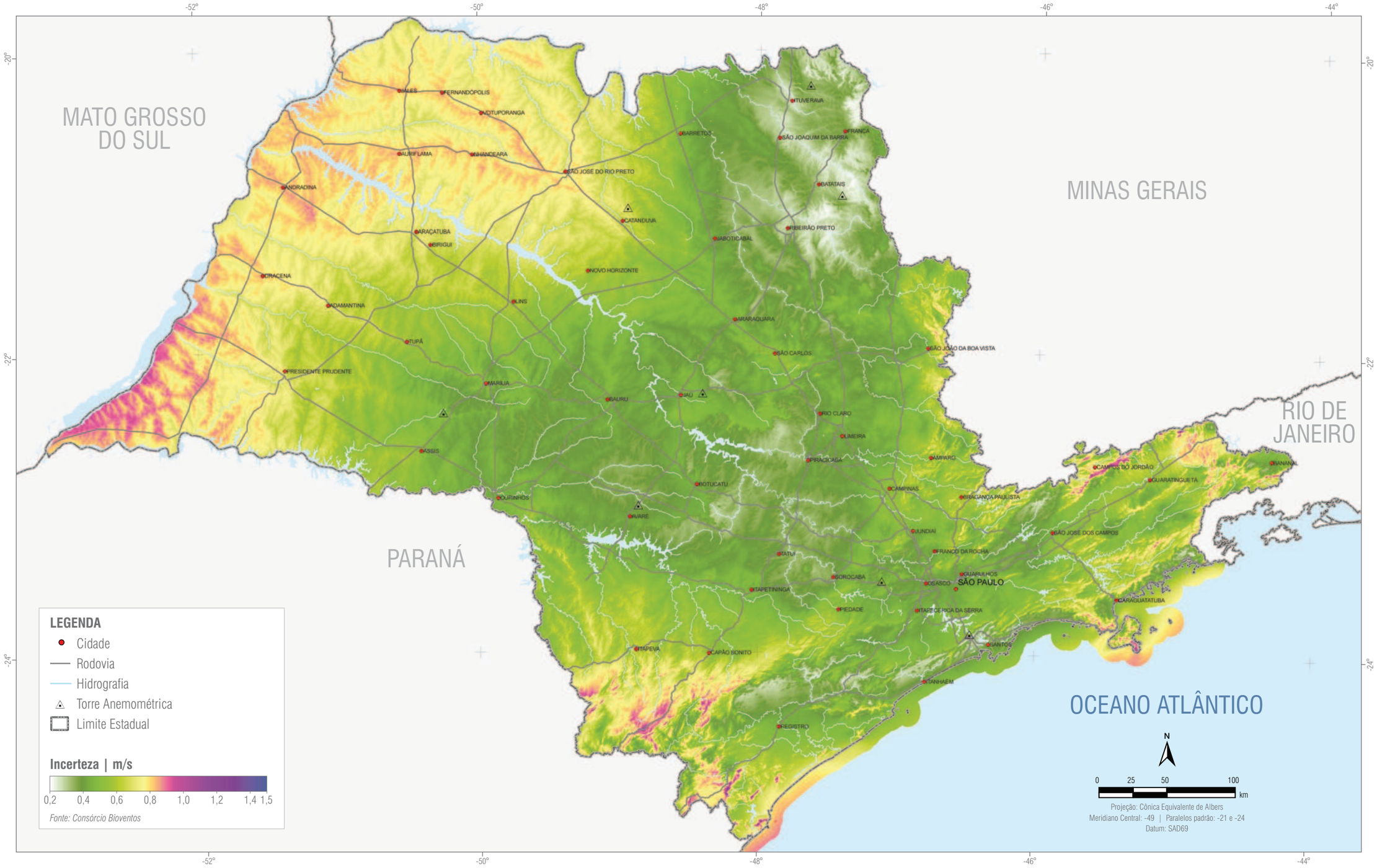
FATOR DE FORMA DA DISTRIBUIÇÃO DE WEIBULL



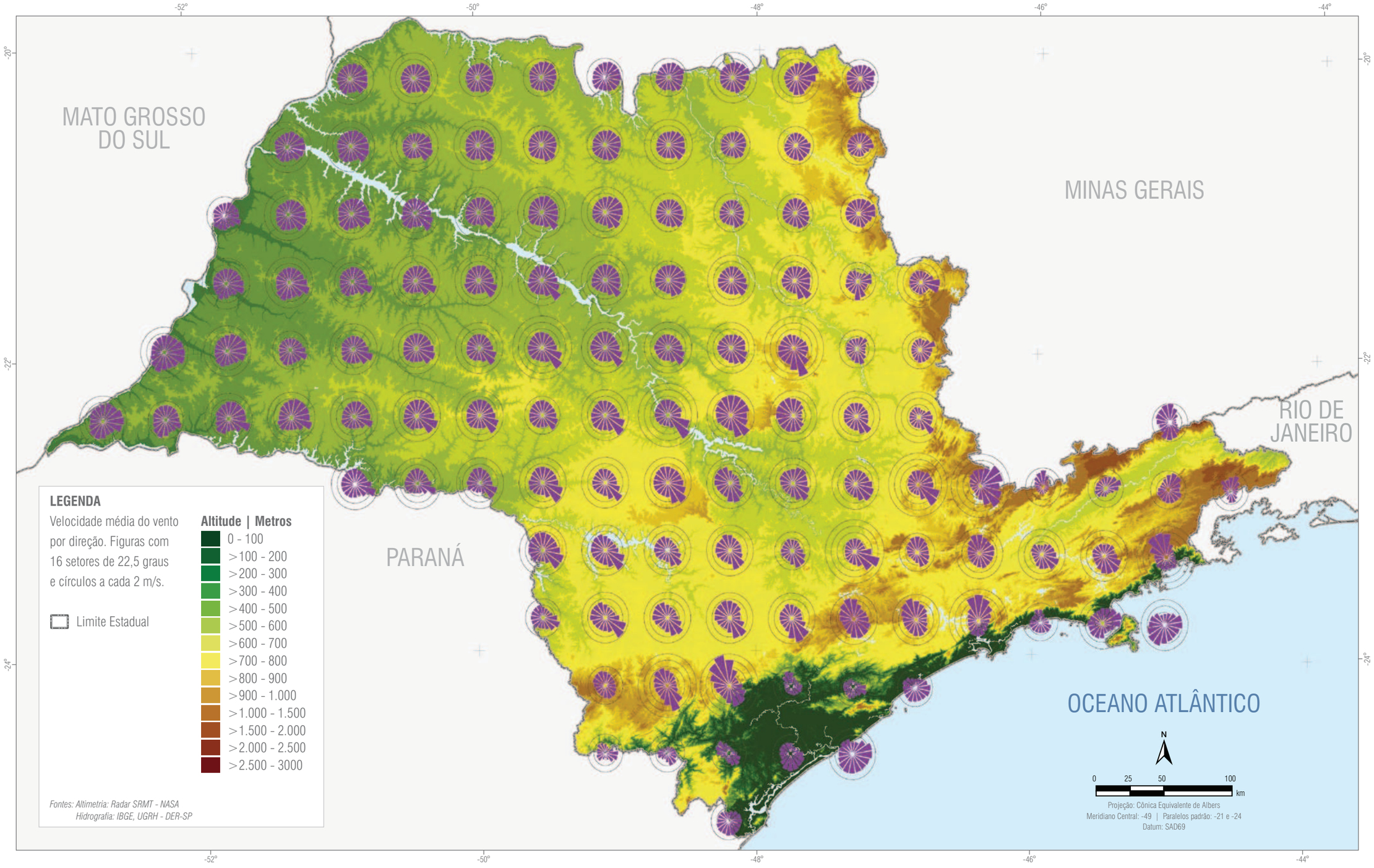
DENSIDADE DE POTÊNCIA



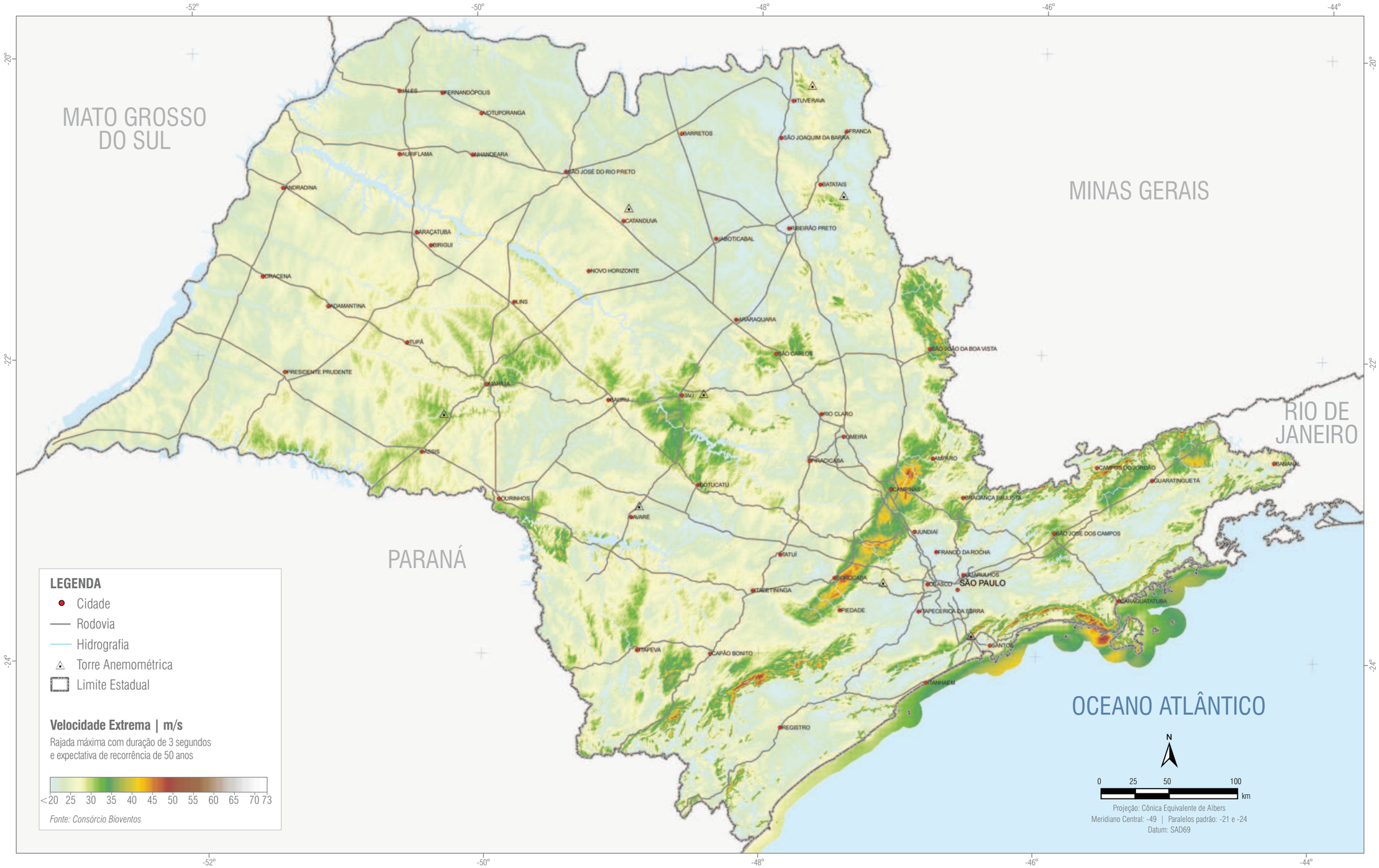
INCERTEZA DA VELOCIDADE MÉDIA ANUAL



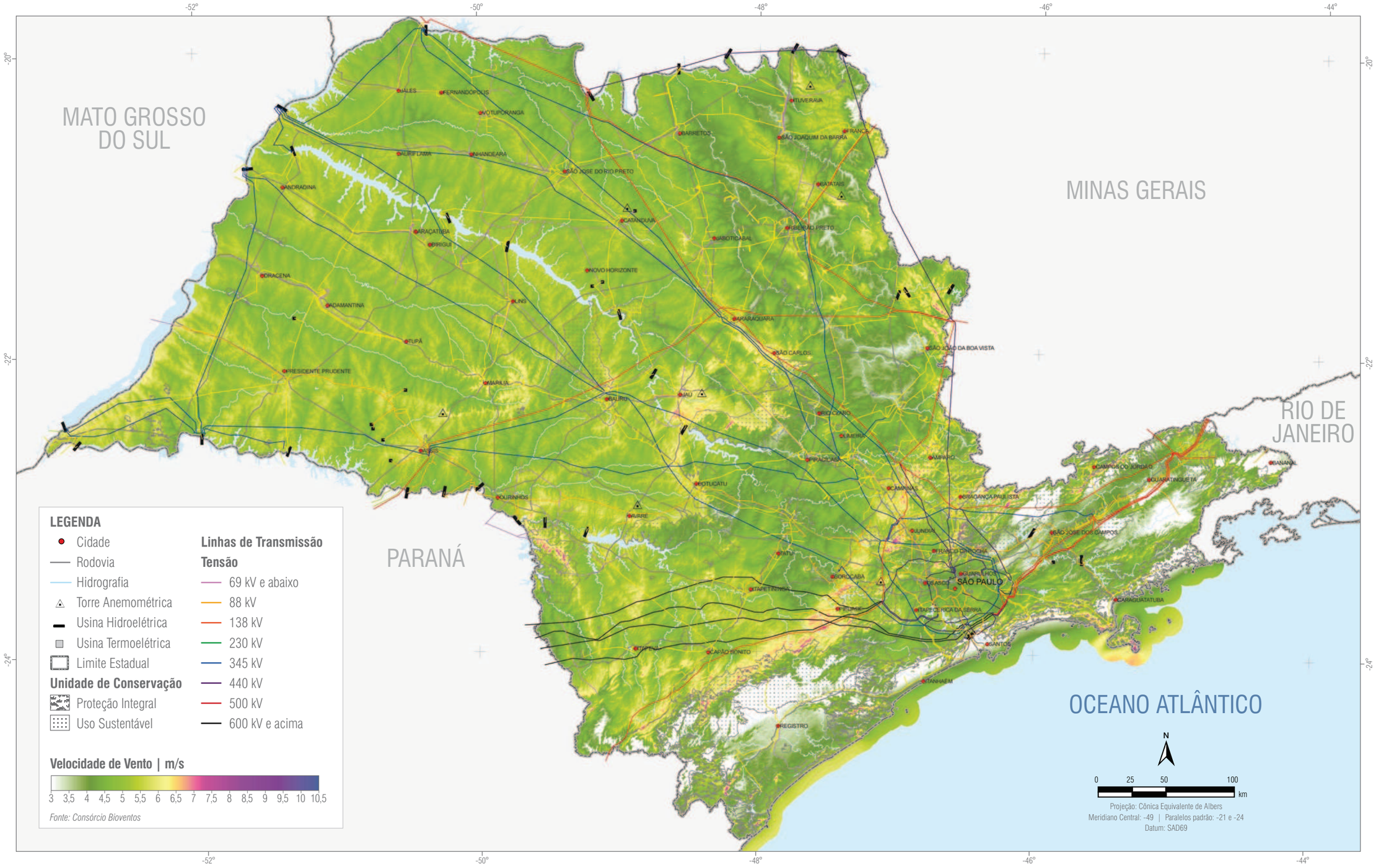
ROSA DOS VENTOS DE VELOCIDADE MÉDIA



VELOCIDADE EXTREMA DO VENTO

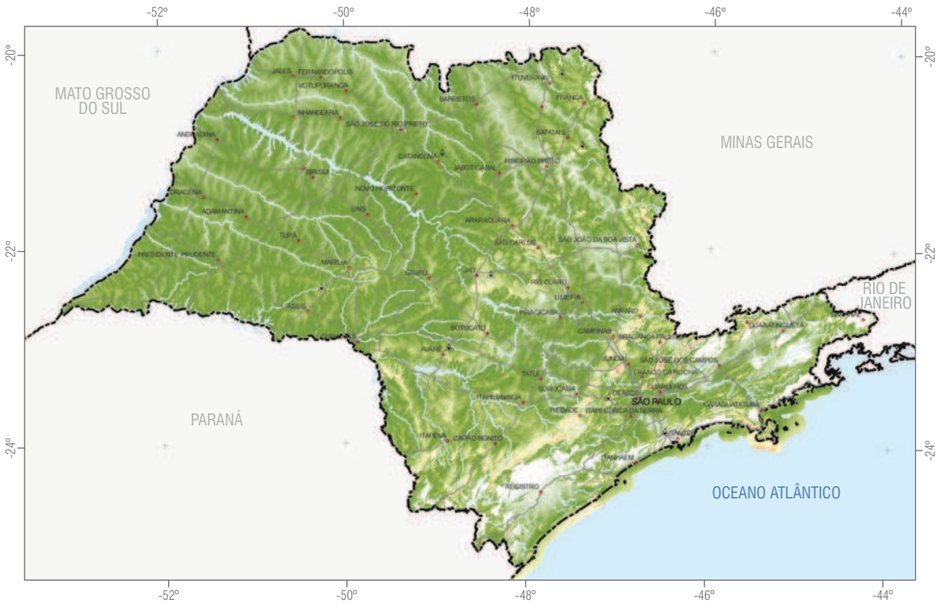


VELOCIDADE DE VENTO MÉDIA ANUAL A 75 M

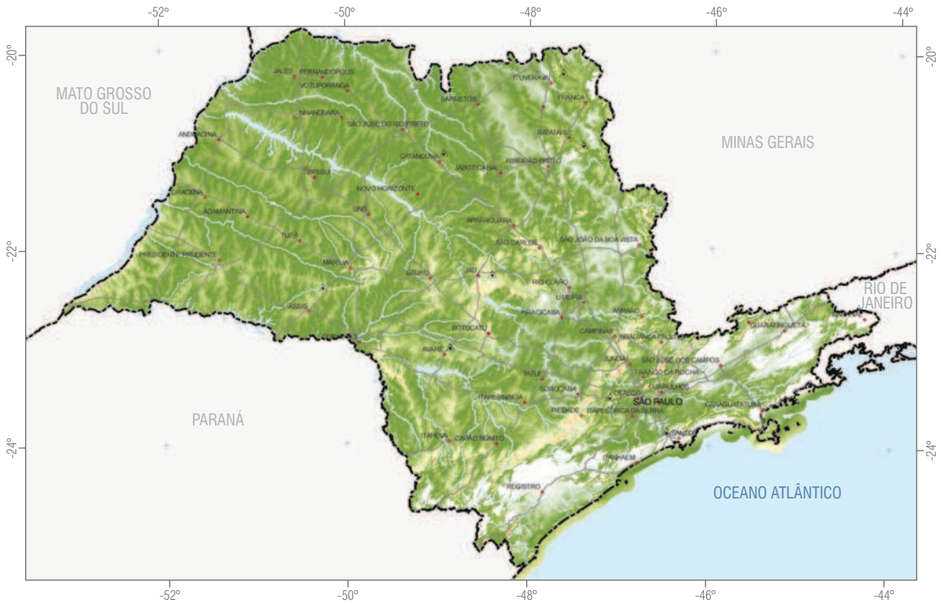


VELOCIDADE DE VENTO MÉDIA SAZONAL A 75 M

> VERÃO



> OUTONO



> INVERNO

> PRIMAVERA

LEGENDA

- Cidade
- Rodovia
- Hidrografia
- Torre Anemométrica
- Limite Estadual

Velocidade de Vento | m/s

10,5
10
9,5
9
8,5
8
7,5
7
6,5
6
5,5
5
4,5
4
3,5
3

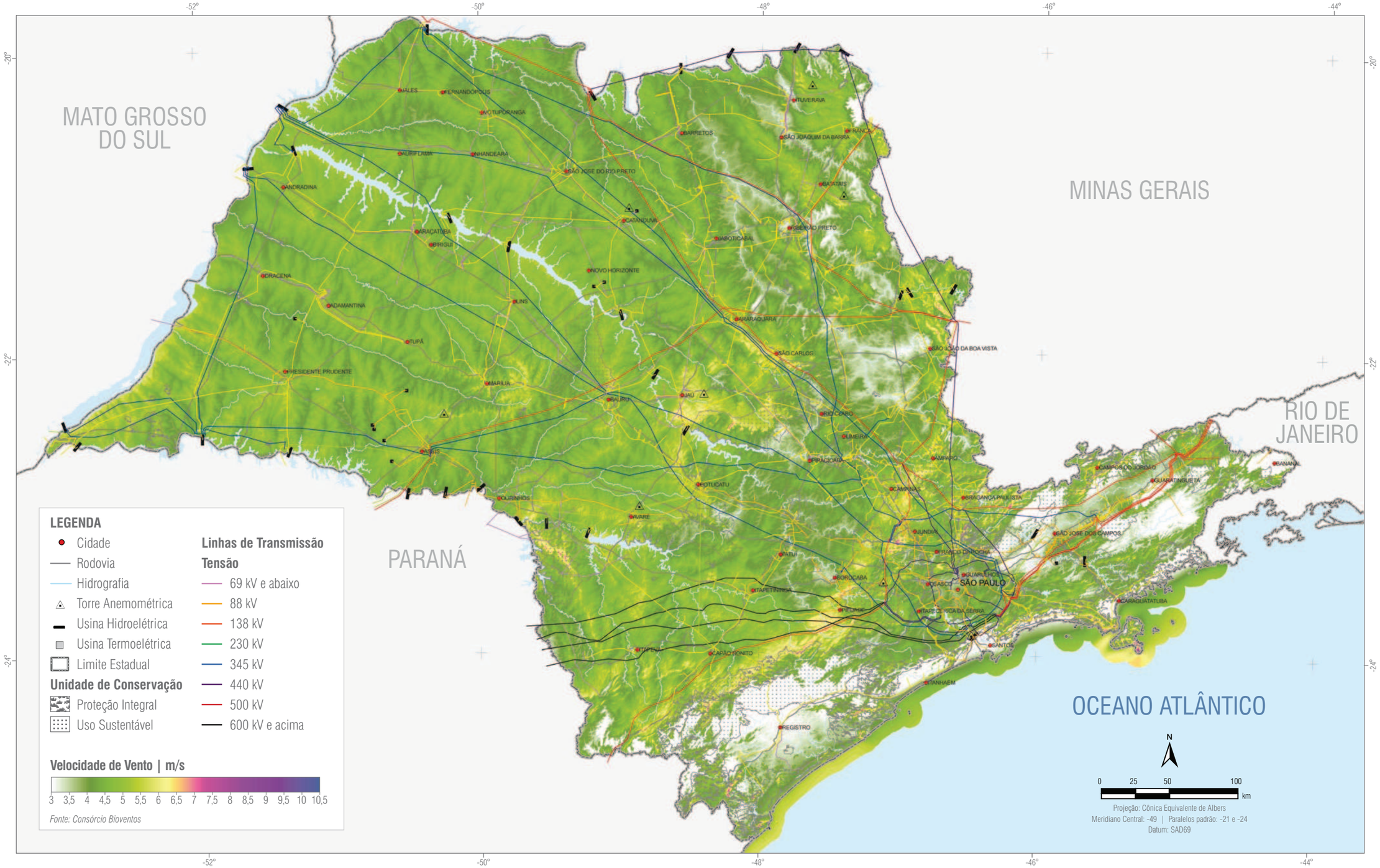
N

0 50 100 200 km

Projeção: Cônica Equivalente de Albers
Meridiano Central: -49 | Paralelos padrão: -21 e -24
Datum: SAD69

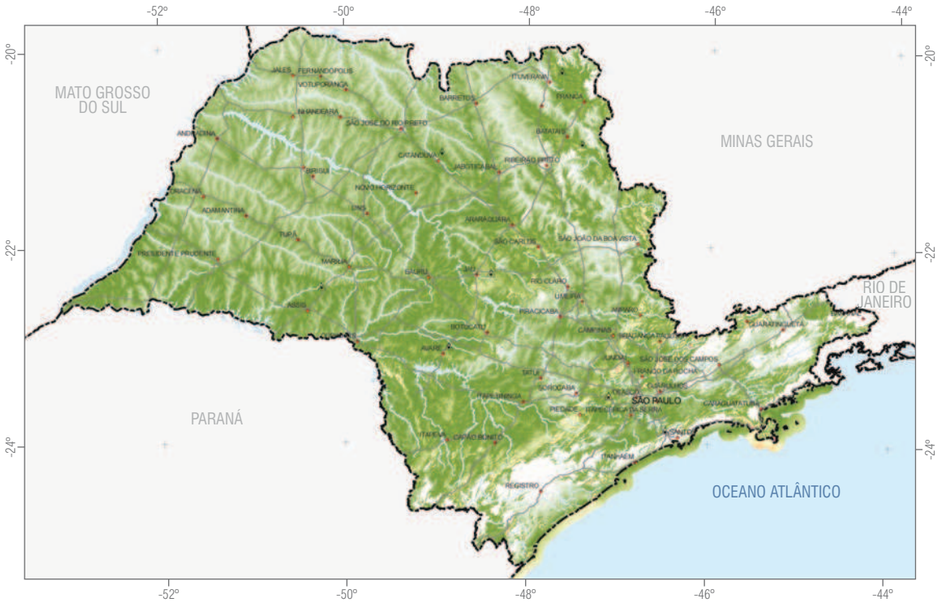
Fonte: Consórcio Bioventos

VELOCIDADE DE VENTO MÉDIA ANUAL A 50 M

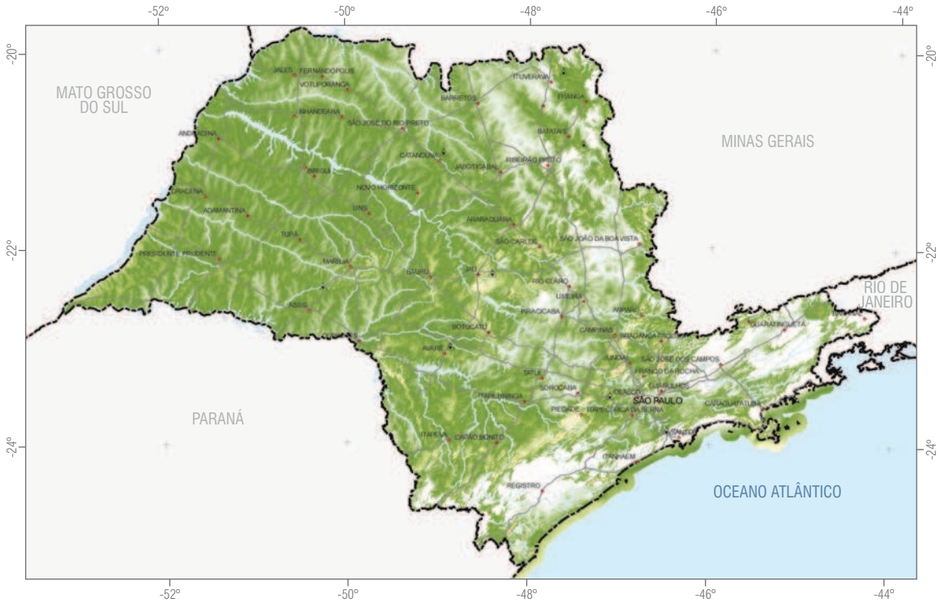


VELOCIDADE DE VENTO MÉDIA SAZONAL A 50 M

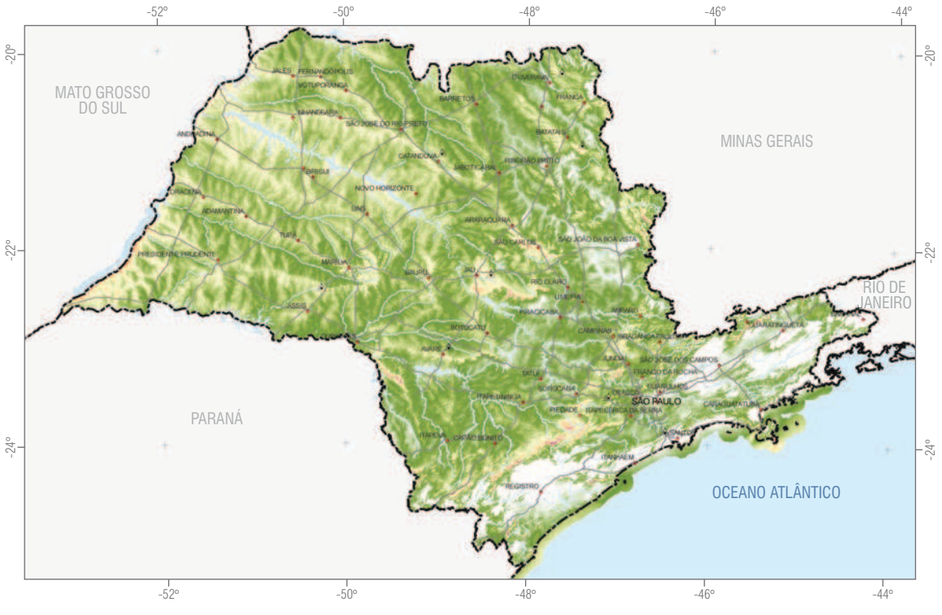
> VERÃO



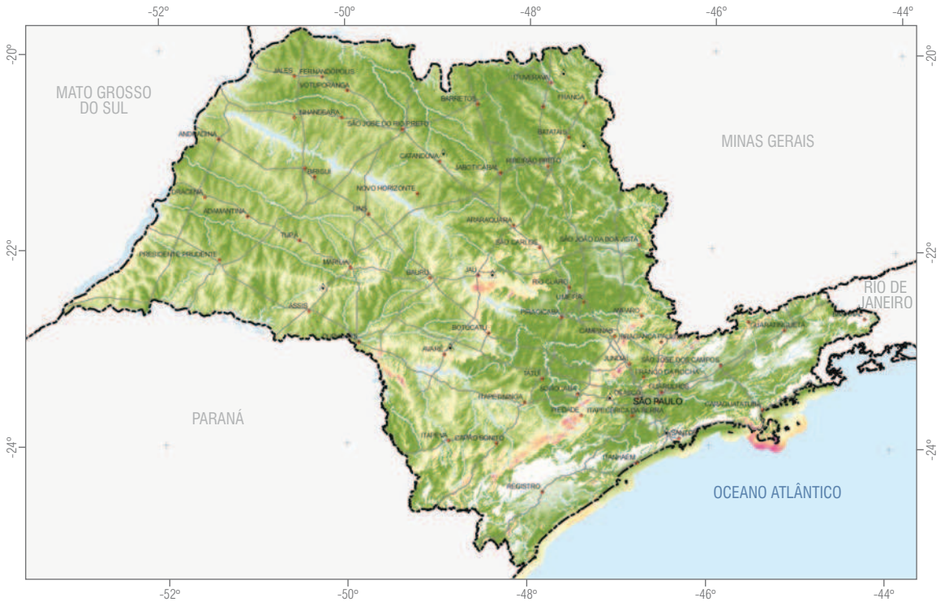
> OUTONO



> INVERNO



> PRIMAVERA



LEGENDA

- Cidade
- Rodovia
- Hidrografia
- Torre Anemométrica
- Limite Estadual

Velocidade de Vento | m/s

10,5
10
9,5
9
8,5
8
7,5
7
6,5
6
5,5
5
4,5
4
3,5
3

N

0 50 100 200 km

Projeção: Cônica Equivalente de Albers
Meridiano Central: -49 | Paralelos padrão: -21 e -24
Datum: SAD69

Fonte: Consórcio Bioventos