

## **Grupo de Estudo de Linhas de Transmissão-GLT**

### **Sistemas de monitoramento e Ampacidade de LTs: uma correlação entre geração eólica e o aumento da capacidade de transmissão da rede**

**JOACI LIMA OLIVEIRA(1); PATRICIA TEIXEIRA LEITE ASANO(2);  
Inst. Acende Brasil(1);UFABC(2);**

#### **RESUMO**

A capacidade de transmissão das linhas é determinada com base em limites térmicos definidos por normas que fixam valores de variáveis meteorológicas para limitar níveis máximos de corrente. Entretanto, instalações localizadas em regiões caracterizadas pela presença de ventos fortes são passíveis a um maior resfriamento dos condutores, abrindo espaço para análises de mecanismos que favorecem a um maior carregamento da rede. Este informe técnico apresenta uma breve revisão sobre o tema, e, adicionalmente, o apontamento de segmentos da rede básica no Nordeste, considerados mais aptos aos benefícios da instalação de dispositivos para cálculo de dinâmico de ampacidade.

#### **PALAVRAS-CHAVE**

Ampacidade, Energia, Eólica, Geoprocessamento, Linhas de Transmissão

#### **1.0 - INTRODUÇÃO**

A geração eólica aumentou significativamente no Brasil. O sistema de transmissão necessário ao transporte de energia elétrica entre os locais de geração e as áreas de consumo não tem acompanhado o mesmo ritmo de crescimento. Dificuldades envolvendo licenciamento ambiental, captação de recursos e atrasos de obra, são algumas das barreiras para expansão do Sistema Interligado Nacional (SIN). Este quadro resulta em projetos concluídos sem operar, devido à falta de acesso à rede. Além disso, os empreendimentos de transmissão são projetos de infraestrutura de capital intensivo, ou seja, envolvem elevados montantes de investimento [1]. O uso de alternativas que possibilitem explorar melhor a estrutura existente pode contribuir para maior integração do parque gerador e postergar a necessidade de expansão em determinadas áreas.

Projetos de parques eólicos têm ficado de fora de leilões de energia por falta de disponibilidade para conexão na rede, devido ao esgotamento da capacidade de escoamento nos barramentos de análise. Este requisito de conexão tem sido estabelecido nas diretrizes dos últimos leilões de energia nova, para viabilizar a habilitação técnica dos empreendimentos.

A capacidade de corrente de linhas de transmissão aérea de energia elétrica (LT) é determinada com base na temperatura e distância mínima entre o cabo condutor e o solo. Como a LT troca calor com o meio em sua volta, sua temperatura é influenciada pelas condições do ambiente ao entorno. Para determinar a capacidade de corrente, normas utilizam uma metodologia determinística para representar dados meteorológicos como temperatura ambiente, radiação solar e vento, por meio de critérios estatísticos críticos. As condições críticas assumidas nestes critérios possuem baixa probabilidade de ocorrência [2]. Diante disso, a temperatura do condutor fica boa parte do tempo abaixo dos limites térmicos de projeto, deixando uma parcela ociosa que pode ser melhor explorada na operação da rede.

Estudos e experimentos têm sido desenvolvidos em países da Europa, nos Estados Unidos, China, Nova Zelândia, Austrália, inclusive no Brasil, com aplicação de dispositivos de monitoramento em tempo real das

condições do ambiente e do condutor para cálculo dinâmico da capacidade de corrente [3] e [4]. Nestas abordagens, para cada condição meteorológica tem-se uma corrente que eleva o condutor para a temperatura limite, permitindo ter o conhecimento das variações de condições de carregamento da rede, e abrindo espaço para um melhor aproveitamento da mesma. Aplicações de sistemas de monitoramento mostram que são comuns os casos com ganhos superiores a 50% do carregamento limite [5], em determinados períodos, sem exceder os limites de segurança.

O uso de dados meteorológicos em tempo real para determinar a capacidade de escoamento das linhas é particularmente vantajoso em áreas com alto potencial para geração eólica, uma vez que os limites de carregamento da rede estão positivamente correlacionados com a velocidade de vento.

À vista disso, este informe técnico apresenta uma breve revisão sobre o tema e, adicionalmente, identifica segmentos do SIN, na região Nordeste, que são mais aptos aos benefícios desta abordagem. Os empreendimentos selecionados são apontados como candidatos à instalação de sistemas de monitoramento, com vistas a obter dados experimentais que validem e justifiquem a aplicação como alternativa para o aumento da capacidade da rede.

## 2.0 - REVISÃO DE CONCEITOS E CONSIDERAÇÕES

Ao transmitir energia elétrica, as linhas têm o seu cabo condutor aquecido. Com o aquecimento do material condutor, ocorre o fenômeno de dilatação. Isso resulta no alongamento do cabo e, conseqüentemente, na redução da distância entre o condutor e o solo. No entanto, existe uma distância mínima a ser garantida, pois a aproximação da linha resulta na ionização da camada de ar que funciona como isolante entre a linha (em alta tensão) e o solo (neutro). Como o aumento da corrente implica em aumento da temperatura, redução da distância condutor-solo e aumento dos campos elétricos e magnéticos, o resultado que se deve evitar é a ocorrência de curto circuito ou de descargas que ampliem perdas.

### 2.1 Ampacidade e os modelos térmicos

A corrente máxima permitida na linha respeitando os limites de segurança é conceitualmente denominada ampacidade. Esta característica permite então conhecer a capacidade máxima de carregamento de LTs, levando-se em consideração as restrições de distância mínima cabo-solo.

#### 2.1.1 Balanço térmico em um condutor

O problema da ampacidade no condutor pode ser modelado como um processo de transferência de calor em um cilindro longo de raio ( $r$ ), comprimento ( $L$ ) e área:  $A = 2\pi rL$ , onde o equilíbrio térmico envolve um balanço de energia que considera a energia gerada, a energia que entra e a energia que sai do sistema [6].

Em linhas gerais, conforme esquematizado na Figura 1, os principais elementos do balanço térmico de um condutor ao ar livre são: o aquecimento devido à radiação solar; aquecimento devido a intensidade de corrente (fenômeno conhecido como efeito Joule); aquecimento devido ao efeito ferromagnético; e resfriamentos pelos fenômenos de convecção e radiação da superfície do condutor. Fenômenos como aquecimento por efeito corona, fator de ionização e perdas por vaporização são menos significativos e desconsiderados nestes processos [02]. A parcela relativa à condução de calor também é desconsiderada, uma vez que os cabos condutores possuem muitas vezes vários quilômetros de comprimento.



Figura 1 – Principais fenômenos envolvidos no balanço de energia de condutor

Este balanço de energia em termos de uma temperatura média do cabo condutor pode ser expresso por meio da seguinte relação:

$$M \cdot C_p \frac{dT_{elem}}{dt} = P_j + P_s + P_m - P_R - P_c \quad (I)$$

Onde:  $T_{elem}$  (°C) é a temperatura média (entre o núcleo e a superfície do condutor);  $C_p$  (W.s/kg.°C) representa o calor específico;  $M$  (kg/m) é a densidade linear de massa do condutor;  $P_j$ ,  $P_s$  e  $P_m$  são dados em (W/m) e representam, respectivamente, aquecimentos por efeito joule, radiação solar e magnético. Os termos  $P_R$  (W/m) e  $P_c$  (W/m) são os respectivos resfriamentos por radiação e por convecção.

A taxa de variação de energia dentro do cabo é dada pelo somatório de perdas e ganhos de energia por processos de condução, convecção e radiação.

A temperatura média de um condutor ( $T_{elem}$ ) pode ser obtida em função da temperatura no núcleo do cabo ( $T_c$ ) e a temperatura superficial ( $T_s$ ), da seguinte forma:

$$T_{elem} = \frac{T_c + T_s}{2} \quad (II)$$

Assumindo que a linha já se encontra em regime permanente, ou seja, que a temperatura média no condutor em função do seu raio e do tempo já encontra-se em equilíbrio, o termo do lado esquerdo da equação (I) relativo a taxa de variação de energia passa a ser nulo. Logo:

$$0 = P_j + P_s + P_m - P_R - P_c \quad (III)$$

Na prática, a taxa de aquecimento magnético ( $P_m$ ) pode ser tratada em conjunto com a relação para o efeito Joule [02], dada por:

$$P_j + P_m = I^2 R_{ac}(T_c) \quad (IV)$$

onde " $R_{ac}$ " é a resistência do condutor em corrente alternada (ohm/m). Ela varia com a temperatura do condutor e pode ser obtida por meio da relação:

$$R_{ac} = R_0 k_j [1 + \alpha_0 T_m] \quad (V)$$

em que  $T_m = (T_c + T_0)/2$ , representando a variação da temperatura média na seção do condutor, onde " $T_0$ " é a temperatura de referência. Na mesma equação, " $R_0$ " é a resistência do condutor (ohm/m) em corrente contínua a uma temperatura de referência ( $T_0$ ), " $k_j$ " é um fator adimensional que considera o aumento da resistência em corrente alternada devido aos efeitos de superfície e de proximidade. Em casos de corrente contínua tem-se o termo  $k_j = 1$ . Por fim,  $\alpha_0$  é o coeficiente de variação da resistência com a temperatura entre  $T_0$  e  $T_m$ , dado em (1/°C).

Finalmente, a solução para ampacidade do cabo condutor em regime permanente em função destes efeitos é dada por:

$$I = \sqrt{\frac{P_j + P_s - P_c}{R_{ac}(T_c)}} \quad (VII)$$

Onde " $I$ " representa a ampacidade, dada em ampère (A).

a. Perda de calor por radiação ( $P_R$ )

A radiação é a emissão de energia pela matéria sob a forma de ondas eletromagnéticas como resultado das mudanças nas configurações eletrônicas de átomos ou moléculas [06]. Este processo não necessita de um meio interveniente, sendo esta a forma como a energia do sol atinge a Terra. A taxa máxima de radiação que pode ser emitida por um corpo a uma temperatura ( $T_c$ ) é estabelecida por meio da lei de *Stefan-Boltzmann*, que aplicada a um cilindro assume a seguinte relação:

$$P_R = \sigma \epsilon \pi D [(T_c + 273)^4 - (T_a + 273)^4] \quad (\text{VIII})$$

onde:

- $T_c$  e  $T_a$  correspondem às temperaturas do condutor e do ambiente;
- $\sigma = 5,67 \cdot 10^{-8}$  é a constante de Stephen Boltzmann  $W/(m^2 \cdot K^4)$ ; e
- $\epsilon$  é o coeficiente de emissividade do condutor.

A emissividade “ $\epsilon$ ” de uma superfície está relacionada com a capacidade do corpo de emitir energia e se aproximar de um corpo negro. Seu valor varia entre 0 e 1 e depende de características intrínsecas do condutor. As normas que balizam as definições de limite de carregamento das linhas levam em consideração uma intensidade constante de radiação solar. Na China e no Brasil, por exemplo, adota-se como padrão uma radiação de  $1.000 \text{ W/m}^2$ . Na França, adota-se  $900 \text{ W/m}^2$ . Todavia, a radiação solar sofre relevantes alterações de acordo com a localização geográfica, hora do dia e estação do ano. Assim, ao considera-la constante nos cálculos de ampacidade de LTs, são inseridas distorções em relação às condições reais [07], [08].

#### b. Perda de calor por convecção

Os efeitos da convecção sobre o cabo condutor são os mais significativos em termos de resfriamento da LT. Quando não há presença de vento, ou seja, quando sua velocidade está entre zero e  $0,2 \text{ m/s}$ , o processo de transferência de calor entre o cabo e o meio ambiente se dá por meio de convecção natural, com intensidade menor de resfriamento. Quando a velocidade do vento está entre  $0,2 \text{ m/s}$  e  $0,6 \text{ m/s}$  ocorre convecção mista. Para valores de velocidade superiores a  $0,6 \text{ m/s}$  ocorre convecção forçada, aumentando a troca de calor entre cabo e meio em que se encontra [02]. Quanto maior a diferença entre a temperatura do cabo e a temperatura ambiente, maior será o fluxo de calor do sistema de maior temperatura para o de menor temperatura. Quanto maior a velocidade do vento sobre o condutor, maior a troca térmica por convecção.

A perda de calor por convecção está relacionada com a estrutura do campo de escoamento em torno do condutor. Este escoamento pode ser laminar ou turbulento, e esta característica é representada pelo coeficiente de transferência de calor ( $h$ ). Assim, a convecção pode ser representada por:

$$P_c = h \epsilon \pi D [T_c - T_a] \quad (\text{IX})$$

Na prática é comum adimensionalizar o coeficiente de transferência de calor ( $h$ ) por meio do número de *Nusselt* ( $Nu$ ) para caracterizar o regime de escoamento. Em casos de convecção natural, o número de Nusselt é escrito em função dos números de Grashof ( $Gr$ ) e de Prandtl ( $Pr$ ) [07].

#### 2.1.2 Modelos térmicos para condutores

Pesquisas e modelos térmicos relacionados à ampacidade têm sido desenvolvidos há décadas. O primeiro modelo de ampacidade para condutores em regime permanente foi publicado por Taylor e House na década de 50. O método realiza o balanço de energia para obter a equação de equilíbrio térmico do condutor, considerando como energia de entrada ou ganho de calor o efeito Joule, perdas magnéticas e aquecimento solar. A saída de energia considera as dissipações de calor por radiação, convecção e evaporação. O modelo já considera características físicas e elétricas do condutor para determinar a distância mínima de segurança entre o cabo e solo [09].

Os principais modelos térmicos publicados para tratamento de ampacidade de LTs são os modelos de Morgan, do IEEE e do CIGRÉ [07]. Atualmente, os dois métodos mais utilizados são IEEE e CIGRÉ, sendo que as tabelas

da metodologia IEEE tem origem em aplicações de equações do modelo CIGRÉ. Comparações entre os resultados de aplicação destes modelos mostram que o modelo de Morgan é mais conservador, mas que quase não há diferenças significativas no comportamento da ampacidade obtido por meio da variação da temperatura do condutor nos modelos [09].

No Brasil, este tratamento é estabelecido na norma NBR-5422 (Projetos de Linhas de Transmissão de Energia Elétrica), publicada em 1985 pela Associação Brasileira de Normas Técnicas [10]. Além da NBR 5422, o tema também é regulamentado por meio das Notas Técnicas NT 028/2004 e NT 038/2005, e da Resolução Normativa 191/2005 da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) [11].

Dada ausência de uma base de dados de vento robusta que possibilite cálculos seguros de ampacidade, na prática, as empresas do setor elétrico brasileiro acabam seguindo recomendações da NBR-5422 e adotando a velocidade do vento constante igual a 1m/s para calcular o alongamento máximo dos condutores. Este valor se mostra conservador, sendo comum a ocorrência de condições mais favoráveis, principalmente na região Nordeste e em áreas com a presença de parques eólicos.

Em 2017, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) publicou a Nota Técnica 094/2016 [12], com uma metodologia para tratamento da capacidade sazonal de LTs, onde variáveis meteorológicas são tratadas considerando duas estações (inverno e verão), e os períodos diurno e noturno. Esta abordagem já mostra ganhos significativos de operação por possibilitar variações. Contudo, ainda segue a metodologia determinística apontada nas recomendações da ABNT. Além disso, sua aplicação ainda é restrita a casos pontuais.

## 2.2 Sistemas de monitoramento

A constatação da adoção de condições conservadoras no cálculo da ampacidade tem motivado uma série de estudos em diversos países com foco no desenvolvimento de sistemas que possibilitem o uso de informações mais realistas de variáveis meteorológicas para o cálculo da capacidade de escoamento das linhas [13]. A relação direta entre a velocidade do vento e a ampacidade do condutor permite dar um passo na direção de aplicar tais dispositivos em áreas do SIN, sobretudo aquelas com condições de vento favoráveis à instalação de parques eólicos.

Os sistemas de monitoramento remoto são compostos de dispositivos que coletam dados do ambiente e do condutor e os enviam para processamento, de modo a possibilitar o cálculo da capacidade das linhas em tempo real. Os dispositivos envolvem conjuntos de diferentes tecnologias como softwares, cabos de fibra ótica, medidores de radiação e velocidade de vento, temperatura ambiente, vibração e alongamento do condutor, entre outros. Detalhes e alguns casos de versões comerciais destes sistemas são apresentados em [03] e [14]. A Figura 2 exemplifica estes dispositivos com os sistemas “Power Donut”, “SMT” e “Ampacimon”, que são alguns dos modelos passíveis de aplicação.

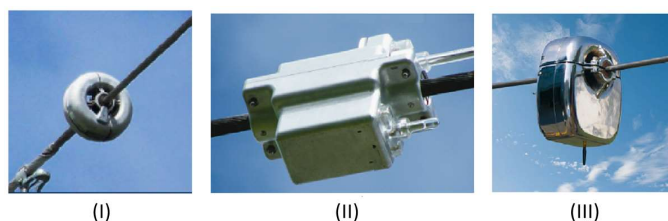


Figura 2 – Modelos de dispositivos de monitoramento: (I) *Power Donut*; (II) *Ampacimon*; e (III) *Temperature Monitoring System (SMT)*. Fonte: [14].

## 2.3 Potencial Eólico do Nordeste

No nordeste, apesar da distribuição de empreendimentos instalados em diversos estados, o destaque em termos de potência e quantidade de projetos, tanto no plano de usinas existentes quanto no planejamento, está nos estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Bahia. A geração eólica nestas unidades federativas é caracterizada pela presença de ventos frequentes ao longo do ano, com velocidades médias anuais relativamente elevadas,

ver Figura 3. Nota-se ainda, que no Ceará e Rio Grande do Norte as maiores médias são mais facilmente observadas em áreas do litoral. No caso da BA, é o interior, principalmente o Noroeste do estado, que ganha destaque.

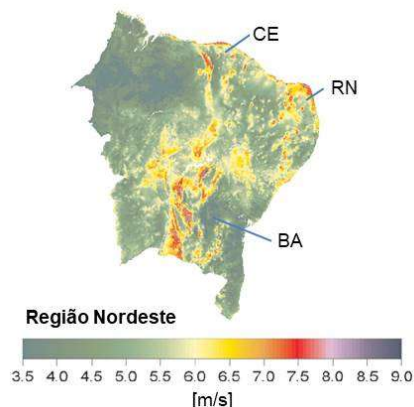


Figura 3 – Velocidade média anual do vento a 50 m de altura. Fonte: [15]

Mais de 15% do território do Nordeste é caracterizado pela presença de ventos com velocidades médias anuais iguais ou superiores a 6 m/s, conforme disposto na Tabela 1.

Tabela 1 – Intensidade média do vento na região Nordeste.

Vento [m/s]	Área (cumulativa) [km²]	% da área do Nordeste
Superior a 6,0	245.105	15,8%
Superior a 6,5	98.516	6,3%
Superior a 7,0	37.526	2,4%
Superior a 7,5	13.143	0,8%
Superior a 8,0	3.958	0,3%
Superior a 8,5	870	0,1%

Fonte: [15]

Um reflexo atual desta característica energética da região é que alguns balanços de geração publicados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) já chegaram a apontar o subsistema Nordeste como exportador de energia em momentos de pico de geração eólica, mesmo diante da escassez hídrica que assola a região. A alteração no protagonismo da fonte de geração, de hídrica para eólica, acentua a necessidade de promover mecanismos que possibilitem o monitoramento das condições de inserção de energia na rede para maximizar seu uso, conforme aponta este estudo.

#### 2.4 Limitações de carregamento da rede

Para definir localidades do SIN onde há disponibilidade para novas conexões ou aumento da inserção de geração, o ONS efetua análises da capacidade remanescente (dada em MW) para escoamento de energia nos barramentos. Estes barramentos normalmente são indicados por empreendedores que desejam incluir seus projetos em leilões de geração de energia, uma vez que a disponibilidade de conexão na rede passou a ser requisito para a classificação dos projetos nos certames.

O cálculo da capacidade remanescente, realizado pelo operador, leva em consideração fatores como: i) o quadro de empreendimentos de geração e transmissão, de acordo com o horizonte de análise desejado; ii) cenários de intercâmbio entre subsistemas; iii) análises de curto-circuito e de fluxo de potência nos barramentos; iv)



capacidade operativa dos equipamentos; entre outros. Caso não haja disponibilidade nas linhas analisadas a capacidade de corrente dos barramentos é considerada esgotada, não permitindo novos acessos.

No último leilão “A-4” realizado em 2018, empreendedores com projetos de usinas eólicas indicaram barramentos para conexão e tiveram resposta negativa, devido ao esgotamento das linhas no horizonte de entrada em operação até final de 2021. Entretanto, uma análise com base nas condições dinâmicas de ampacidade poderia favorecer determinados segmentos aumentando sua disponibilidade para escoamento de energia eólica.

## 2.5 Georreferenciamento

Para desenvolver a metodologia proposta se faz necessário o entendimento sobre Sistemas de Informações Geográficas (SIG). Estes sistemas são ferramentas computacionais que permitem realizar análises de espaços geográficos através da integração de dados de diversas fontes como, por exemplo, mapas cartográficos, imagens de satélite, tipo de solo, entre outros. Assim é possível elaborar um banco de dados georreferenciado, ou seja, onde as informações são apresentadas espacialmente. O SIG permite capturar, armazenar, processar e apresentar todas as informações atribuídas a um espaço geográfico de forma organizada e integrada.

## 3.0 - ETAPAS E METODOS

O método aplicado neste informe técnico correlaciona o potencial de geração eólica com o aumento da ampacidade das linhas de transmissão instaladas em áreas com ventos médios acima dos limites estabelecidos pela NBR 5422 em vigor. Para isso, são utilizados dados georreferenciados de empreendimentos de geração eólica, transmissão e dados de vento. Estas informações foram compiladas e analisadas utilizando softwares de SIG (QGIS e ArcGIS).

### 3.1 Identificação das linhas passíveis de monitoramento

Para selecionar as LTs candidatas à instalação de sistemas de monitoramento para cálculo dinâmico de ampacidade, foram consideradas duas situações. Uma com os empreendimentos do SIN apontados pelo ONS como esgotados, do ponto de vista de capacidade de corrente, conforme item 2.4. Outra com os empreendimentos localizados em áreas com a presença de ventos com médias anuais superiores a 6 m/s.

No **primeiro caso** são analisadas as informações da base de quantitativos da capacidade remanescente do SIN para escoamento de geração pela rede básica. Esta base apresenta centenas de barramentos distribuídos em todo o país. O foco foi mantido na região Nordeste. Entre as LTs deste recorte, foram selecionados apenas os barramentos considerados sem disponibilidade física ou técnica para novas conexões, e aqueles cuja conexão implicaria na necessidade de novas instalações. O resultado deste primeiro filtro foi submetido a uma segunda etapa, onde se considerou apenas os barramentos apontados com capacidade remanescente nula, ou seja, sem disponibilidade para novas conexões de geração.

O vento é a variável meteorológica de maior influência na troca de calor entre condutor e meio ambiente [12]. Assume-se que a proximidade entre usinas eólicas e a rede corrobora a necessidade de análises para ampliar a capacidade da rede de escoar a energia destas usinas. À vista disso, no **segundo caso** são consideradas as LTs nos estados com maior exploração de energia eólica, em termos de quantidade e potencial dos empreendimentos instalados. Foram considerados os parques eólicos instalados e contratados nos leilões regulados promovidos até o final de 2018.

A base de dados de vento utilizada foi desenvolvida pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL). Os dados apresentam médias anuais de velocidade de vento (m/s) e fator de Weibull para uma altura de 50 metros, tendo sido extraídos de medições de estações meteorológicas ao longo de 15 anos. Nesta base, as informações são organizadas em células de 40 km x 40 km.

Com a representação temática de camadas em diferentes códigos de cores foi possível identificar as áreas com maiores velocidades médias anuais, bem como as localidades onde os ventos são mais constantes ao longo do

ano (uso do fator de Weibull). O cruzamento deste mapeamento de ventos com a localização das linhas de transmissão permitiu identificar as LTs passíveis a um maior resfriamento do condutor.

As informações do SIN foram obtidas da base de dados do portal de geoprocessamento da Aneel (SIGEL). A rede de transmissão analisada é composta por LTs com tensões entre 230 e 800 kV.

#### 4.0 - RESULTADOS

A distribuição geográfica dos empreendimentos eólicos instalados e contratados até 2018 é apresentada na Figura 4. Nota-se uma concentração no Nordeste e no Sul, sendo esta maior do Nordeste. Também é possível observar que os Estados de destaque em termos de exploração eólica são Bahia, Ceará e Rio Grande do Norte, característica que vai de encontros à disponibilidade da fonte apontada na Figura 3. Outra constatação que pode ser apontada é a baixa capilaridade da rede nos estados no Nordeste, sobretudo quando comparados os das regiões sul e sudeste.

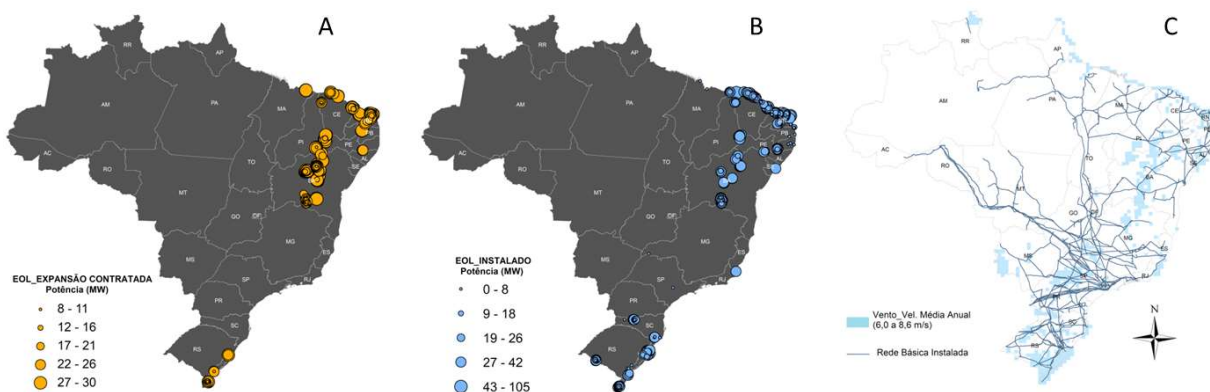


Figura 4 – Panorama de exploração de potencial eólico e da rede disponível

Além da liderança em termos de potencial eólico explorado (Fig.4A) e expansão contratada (Fig.4B), a região Nordeste revela carência em infraestrutura de transmissão (Fig.4C), deixando áreas significativas sem possibilidade de conexão. Assim, a área torna-se um bom alvo para a abordagem deste estudo.

Dentre as análises do primeiro caso, a aplicação da metodologia resultou na seleção de 12 barramentos sem capacidade de novas conexões, mediante o mecanismo de determinação de ampacidade vigente. Não existe capacidade remanescente nos barramentos analisados em grande parte do estado da Bahia, o que tem inviabilizado o acréscimo de geração em quase todos os barramentos localizados na área Oeste do estado. Boa parte destes empreendimentos foi demandada, sem sucesso, por projetos eólicos que tentaram participar do leilão A-4, de 2018. A Tabela 2 apresenta mais detalhes destes barramentos.

Tabela 2 – Barramentos com capacidade esgotada (horizonte 2021)

UF	Barramento		Capacidade Remanescente (MW)	Transmissor a	Limitações de Carregamento
	Subestação	Tensão (kV)			
BA	Bom Jesus da Lapa II	230	0	TSN	LTs 230 kV Sapeaçu – Governador Mangabeira e LT 230 kV Catu – Governador Mangabeira, na contingência da LT 500 kV Sapeaçu – Camaçari II. LT 230 kV Tabocas do Brejo Velho – Barreiras II na contingência da LT 500 kV Rio das Águas – Bom Jesus da Lapa II.
	Igarorã III	500	0	CHESF	
	Pindaí II	230	0	CHESF	
	Morro do Chapéu II	500	0	ODOYÁ	
	Brumado II	230	0	AFLUENTE	LT 230 kV Tabocas do Brejo Velho – Bom Jesus da Lapa na contingência da LT 500 kV Rio das Águas – Bom Jesus da Lapa II.
	Tabocas do Brejo Velho	230	0	CHESF	
	Barreiras	230	0	CHESF	
	Russas II	230	0	CHESF	LT 230 kV Russas II – Banabuiú C1



CE	Banabuiú	230	0	CHESF	LT 230 kV Milagres – Banabuiú C1, na contingência da LT 230 kV Banabuiú – Icó.
	Ibiapina II	230	0	CHESF	Colapso de tensão nas regiões de Piripiri e Ibiapina na contingência da LT 230 kV Ibiapina II – Sobral II.
			0	CHESF	
	Acaraú II	230	0	CHESF	LT 230 kV Sobral III – Acaraú II C1
RN	Lagoa Nova II	230	0	CHESF	LT 230 kV Lagoa Nova II – Paraíso C1

Os resultados obtidos nos dois cenários foram agrupados, conforme a Tabela 3. O Cenário A é formado pelas LTs localizadas nas áreas caracterizadas por ventos com médias anuais superiores a 6 m/s, e que, portanto, podem ter suas capacidades de escoamento passíveis de aumento por meio da aplicação do cálculo dinâmico de ampacidade. O Cenário B é composto pelos segmentos da rede cuja capacidade de escoamento foi verificada pelo ONS, e considerada esgotada. No último caso, a instalação dos dispositivos para ampacidade em tempo real também pode resultar em ganhos de capacidade de corrente nas linhas, viabilizando barramentos para inserção de geração de parques eólicos.

Tabela 3 – Cenários de linhas apontadas para monitoramento.

UF	LTs do Cenário A (Vento > 6 m/s)	LTs do Cenário B (Capacidade esgotada)
BA	LT 230 kV Bom Jesus da Lapa I - Brotas de Macaúbas C1	LT 230 kV Catu – Governador Mangabeira
	LT 230 kV Bom Jesus da Lapa II - Igaporã II C1	LT 230 kV Bom Jesus da Lapa I – Tabocas do Brejo Velho
	LT 230 kV Campo Formoso - Irecê C1	LT 500 kV Camaçari II – Sapeaçu
	LT 230 kV Itagibá - Brumado II C1	LT 230 kV Barreiras II – Tabocas do Brejo Velho
	LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II - Igaporã III C1	LT 230 kV Governador Mangabeira – Sapeaçu
	LT 500 kV Luiz Gonzaga - Sobradinho C1 e C2	LT 500 kV Rio das Éguas – Bom Jesus da Lapa II.
CE	LT 230 kV Acaraú II - Itarema V C1	LT 230 kV Sobral III – Acaraú II
	LT 230 kV Aquiraz II - Banabuiú C3	LT 230 kV Russas II – Banabuiú
	LT 230 kV Fortaleza II - Pici II C1	LT 230 kV Banabuiú – Icó.
	LT 230 kV Pecém II - Trairí C1	LT 230 kV Ibiapina II – Sobral II
	-	LT 230 kV Milagres – Banabuiú
RN	LT 230 kV Açú II - Alegria C1	LT 230 kV Lagoa Nova II – Paraíso
	LT 230 kV Açú II - Lagoa Nova II C1	
	LT 230 kV Ceará Mirim II - João Câmara II, C1 e C2	
	LT 230 kV Ceará-Mirim II - Extremoz II C1 e C2	
	LT 230 kV Ceará-Mirim II - Touros C1	
	LT 230 kV Extremoz II - Natal III C1	
	LT 230 kV Galinhos - Miassaba 3 C1	
	LT 230 kV João Câmara II - União dos Ventos C1	
	LT 500 kV Açú III - João Camara III C1	
	LT 500 kV Campina Grande III - Ceará Mirim II C1	
	LT 500 kV João Câmara III - Ceará Mirim II C1 e C2	

Finalmente, a Figura 5 exemplifica o método para a seleção de uma das linhas do Ceará (LT 230 kV Pecém II - Trairí C1) sob os critérios do cenário A, e a representação espacial dos segmentos apontados no cenário B.

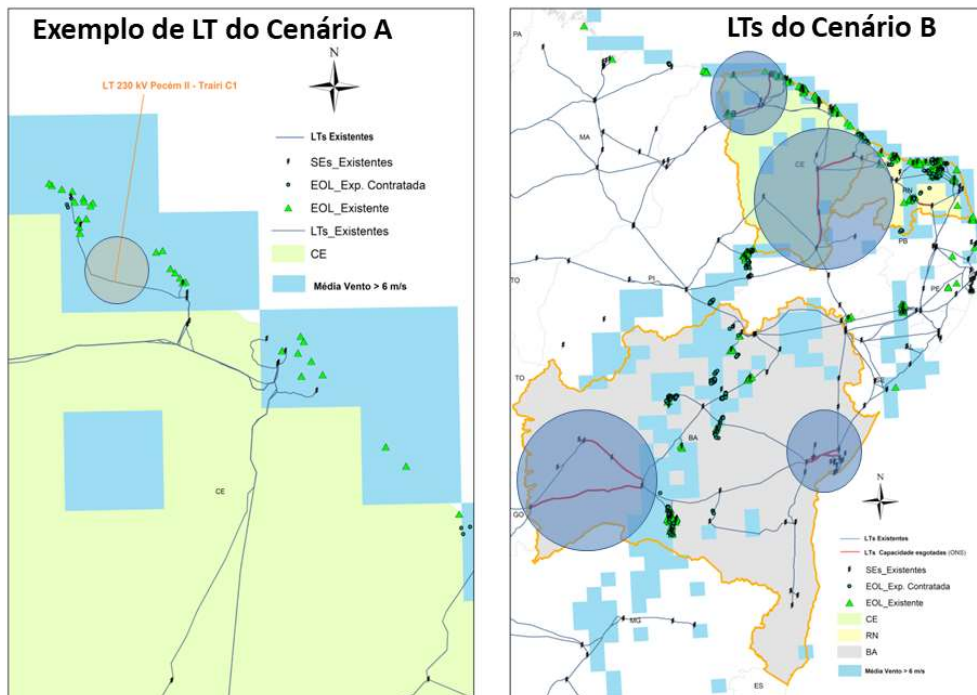


Figura 5 – Representação de LTs selecionadas nos cenários A e B

A seleção do Cenário A resultou no apontamento de 21 linhas de transmissão, totalizando aproximadamente 2.700 km de extensão sob condições de vento favoráveis à aplicação da abordagem proposta neste estudo. O monitoramento nestes segmentos pode resultar em ganhos significativos voltados ao uso da rede por parques eólicos. Criar mecanismos econômico-regulatórios que promovam atualizações na metodologia de definição dos limites das LTs, e mobilizem as transmissoras no sentido de investir neste tipo de melhoria na rede pode trazer benefícios em termos de segurança sistema e redução da subutilização da estrutura existente.

## 5.0 - CONCLUSÃO

A crescente importância da fonte eólica traz novos desafios e a necessidade de aprimoramento nos requisitos técnicos de acesso e uso da rede. A capacidade de escoamento de energia nas linhas, apesar de ser influenciada pelas condições atmosféricas ao redor do condutor, ainda é calculada com base em limites conservadores. Os modelos térmicos mostram que com o aumento da velocidade do vento incidente sobre o condutor tem-se um efeito do processo de convecção mais efetivo e, conseqüentemente, ocorre uma redução da temperatura da superfície condutora. Isto resulta no aumento da ampacidade, ou seja, o valor de corrente máxima permitido é aumentado. O uso de dispositivos para cálculo dinâmico da ampacidade das linhas instaladas em locais com ventos elevados pode promover ganhos no carregamento da rede e postergar a necessidade de expansão em determinadas áreas. O cruzamento de informações do SIN, de parques eólicos e de características de vento no Nordeste permitiu selecionar mais de 2 mil km de extensão de LTs consideradas candidatas ao monitoramento e cálculo dinâmico de ampacidade. Além disso, barramentos considerados esgotados, caso submetidos ao cálculo dinâmico de ampacidade, também podem apresentar ganhos e viabilizar a inserção parques eólicos sob condições de vento semelhantes. Por fim, um melhor uso rede existente pode postergar a necessidade de investimentos em expansão e evitar impactos ambientais e sociais relacionados a abertura de novos traçados de LTs.

## 6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) ACENDE. Financiamento do setor elétrico: desafios e novos caminhos. Instituto Acende Brasil. São Paulo. 2018.

- (2) NASCIMENTO, C. A. M. D. Cálculo da Ampacidade de Linhas Aéreas de Energia Considerando a Influência da Camada Limite da Atmosfera – Tese de doutorado. Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte. 2009.
- (3) KARIMI, S.; MUSILEK, P.; KNIGHT, A. M. Dynamic thermal rating of transmission lines: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Calgary, n. 91, p. 600-612, Agosto 2018.
- (4) CHEN, L. et al. Thermal Grading around Overhead Transmission Line under Various Environments and its Influence to Load Capacity. IEEE, Beijing - China, 2012.
- (5) RANIGA, J. K.; RAYUDU, R. K. Dynamic Rating of Transmission Lines - A New Zealand Experience. IEEE, Wellington, 2000.
- (6) ÇENGEL, Y. A.; GHAJAR, A. J. Transferência de Calor e Massa: Uma abordagem prática. 4ª. ed. Porto Alegre: McGraw-Hill, 2014.
- (7) PORTELA, T. M. Avaliação teórica e experimental da transferência de calor em cabos de linhas aéreas com foco na análise da ampacidade. Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte. 2014.
- (8) LIU, G. et al. Real-time Solar Radiation Intensity Modeling for Dynamic Rating of Overhead Transmission Lines. IEEE, Guang Zhou, China, 2016.
- (9) BEZERRA, J. M. B.; SILVA, A. A. P. Applicability and limitations of ampacity models for HTLS conductors. Electric Power Systems Research, Recife, n. 93, p. 61-66, jul. 2012.
- (10) ABNT. NBR 5422: "Projeto de linhas aéreas de transmissão de energia elétrica". Rio de Janeiro. 1985.
- (11) ANEEL. Biblioteca. Disponível em: <http://biblioteca.aneel.gov.br/>. Acesso em: 15 Abril 2019.
- (12) ONS. Nota Técnica 094/2016, R1. Metodologia para cálculo da capacidade sazonal de LTs licitadas. 2016.
- (13) MOROZOVSKA, K.; HILBER, P. Study of the Monitoring Systems for Dynamic Line Rating. ELSEVIER, Stockholm, Sweden, 2016.
- (14) FERNANDEZ, E. et al. Review of dynamics line rating systems for wind power integration. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Bilbao, n. 53, p. 80-92, 2016.
- (15) AMARANTE, O. A. C. et al. Atlas do potencial eólico brasileiro. Camargo Schuber & CEPEL, Brasília, 2001.

## 7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



- Nome: Joaci Lima Oliveira
- Engenheiro Aeroespacial – UFABC, 2013.
- Engenheiro e Bacharel em Ciência e Tecnologia pela Universidade Federal do ABC, onde atualmente cursa o programa de pós-graduação em Energia para a obtenção do grau de mestre. Possui experiências acadêmicas em termodinâmica e estudos de modelagem de escoamento. Desenvolveu estudo sobre combustão supersônica para espaçonave 14X (em desenvolvimento no DCTA). Em 2012, ingressou no Instituto Acende Brasil, onde atua como engenheiro, desenvolvendo junto à equipe projetos de consultorias no setor de energia.