



GRUPO DE ESTUDO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO - GLT

AUMENTO DA CAPACIDADE OPERATIVA DA LINHA DE TRANSMISSÃO PARA USO EXCLUSIVO DE UM PARQUE EÓLICO NO NORDESTE BRASILEIRO

**DEIVID SOUZA MARINS(1);FERNANDO LUIZ MARCELO ANTUNES(2);ANA CAROLINA CARDOSO PEREIRA(3);MARCOS VINICIUS FREIRE SAMPAIO
INOVA ENERGY (1);UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ(2);INOVA SERVICOS DE ENGENHARIA LTDA(3)**

RESUMO

Esse artigo apresenta o estudo de aumento da capacidade operativa da Linha de Transmissão 230 kV Paratama – Garanhuns II, responsável exclusivamente pelo escoamento de geração do Parque Eólico Serra das Vacas no estado do Pernambuco. O trabalho analisa o regime de vento e a temperatura do ar de três bases de dados, sendo elas os dados observados de estações meteorológicas do INMET, dados de reanálise numérica ERA5 e dados comerciais do modelo de simulações fornecido pela empresa Meteoblue.

PALAVRAS-CHAVE: Energia Eólica, Linhas de Transmissão, Ampacidade, reanálise numérica ERA5, Meteoblue

1.0 INTRODUÇÃO

O potencial eólico do Nordeste torna a região um atrativo constante para construção de empreendimentos de geração dessa fonte de energia.

Um dos principais benefícios que reforçam as intenções de investimento nesse tipo de geração na região, além do custo-benefício e uso de energia inesgotável, é o tempo de construção consideravelmente reduzido quando comparado a grandes fontes de geração de energia.

Dos desafios para o aproveitamento desse aumento da demanda de energia tem-se a necessidade de expansão ou reforço da malha de transmissão brasileira, buscando evitar, por exemplo, que novos projetos de parques eólicos sejam obrigados a limitar sua real capacidade por insuficiência na transmissão.

Outro aspecto enfrentado pelos proprietários de parques eólicos é a limitação quanto a recapacitação do site, substituindo aerogeradores com tecnologia antiga por máquinas com até 3 vezes mais a capacidade de geração, a qual pode ser barrada por limitações da capacidade operativa de suas linhas de transmissão.

Nessa vertente, torna-se indispensável maiores investimentos em novas Linhas de Transmissão (LT) para atender essa produção de energia e escoá-la ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Essa necessidade traz desafios como nova infraestrutura, prazos longos para construção, entraves fundiários, além da expansão de barramentos nas subestações para ancoragem das novas linhas.

O estudo de alternativas de recapacitação de linhas de transmissão, que possibilitem o aproveitamento de infraestruturas existentes (trocas de isoladores, alteamento de estruturas, recapacitação elétrica), pode contribuir para redução de custos e postergar a necessidade de implantação de novos ativos.

Fundamentado nessa alternativa, esse trabalho apresenta o estudo de aumento da capacidade operativa da Linha de Transmissão 230 kV Paratama – Garanhuns II (recapacitação elétrica), responsável exclusivamente pelo escoamento de geração do Parque Eólico Serra das Vacas no estado do Pernambuco.

Nesse sentido, a ABNT NBR 5422 estabelece os procedimentos para determinar a máxima capacidade de operação da LT, onde, na ausência de dados aferidos, recomenda-se a utilização simultânea dos seguintes valores: Temperatura máxima média, radiação solar de 1000 W/m², vento de brisa não superior a 1 m/s e corrente máxima nos cabos condutores.

Esses fatores restritivos são aplicados a todas as linhas de transmissão do território brasileiro, independente da aplicação e condições climáticas de instalação. Esse método determinístico, com adoção de valores fixos e de ocorrência simultânea, resulta em carregamentos conservadores nas linhas de transmissão com o intuito de garantir a segurança de operação e riscos nulos.

Entretanto, nas linhas para uso exclusivo em geração eólica, as condições mais críticas de operação segundo a NBR 5422, ou seja, corrente máxima (máxima geração eólica no parque) e baixa velocidade de vento, não ocorrem de forma simultânea. Com base nisso, esse trabalho analisa o regime de vento e a temperatura do ar próximas a LT, com o objetivo de identificar os impactos das variações climáticas na capacidade operativa da linha, buscando a recapacitação elétrica e garantindo a mesma confiabilidade do projeto em operação, sem romper as distâncias de segurança cabo-solo.

Nesse trabalho, utilizou-se o cálculo da ampacidade pelo método estatístico, a qual estabelece a operação da LT de acordo com períodos climáticos, com uso simultâneo de série de dados diárias de velocidade de vento e temperatura ambiente aferidos e simulados. As variáveis utilizadas são provenientes do banco de dados das estações meteorológicas do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), dados de reanálise climática ERA5 e do modelo comercial fornecido pela empresa Meteoblue.

Por fim, são apresentados os resultados comparativos dos ganhos de ampacidade da linha de transmissão frente a metodologia determinística e os benefícios aplicados ao ganho de geração eólica do empreendimento Serra das Vacas.

2.0 MÉTODO DETERMINISTICO - CÁLCULO DA AMPACIDADE

A ampacidade de uma linha de transmissão é definida como sua capacidade de carregamento em períodos de longa duração, com condutores operando em condições ambientais específicas (ANEEL, 2021).

As metodologias difundidas por (IEEE, 2013) e (CIGRE, 2002), para definição da capacidade operativa das linhas aéreas, afirma que os maiores responsáveis pela variação da temperatura do condutor são o carregamento dos cabos e as condições ambientais. O modelo desenvolvido por ambos utiliza o princípio de regime permanente, onde a corrente elétrica, a temperatura do condutor e as condições ambientais são consideradas estáticas em todo o processo de operação da linha (IEEE, 2013). Assim, conforme sumarizado em (ANEEL, 2021), a relação que define o comportamento térmico dos cabos é dada por:

$$Q_J + Q_S = Q_C + Q_R \quad (1)$$

Na Eq. (1), Q_J (W/m) é o ganho de calor por efeito Joule, Q_S (W/m) é o ganho de calor por aquecimento solar, enquanto Q_C (W/m) e Q_R (W/m) são, respectivamente, os valores de calor dissipado por convecção e radiação. O ganho de calor por efeito Joule é definido como:

$$Q_J = I_{DC}^2 \cdot \underbrace{R_{DC} \cdot [1 + \alpha_{DC}(T_C - 20)]}_{R_{TDC}} \quad (2)$$

Na Eq. (2), I_{DC} (A) é a corrente contínua (CC), R_{DC} (Ω) é a resistência CC do condutor a 20°C, R_{TDC} (Ω/km) a resistência do condutor CC para temperatura de projeto T_C (°C), α_{DC} é o coeficiente de variação da resistência CC. A corrente I_{DC} é definida em função da corrente I_{AC} na Eq. (3).

$$I_{AC} = \frac{I_{DC}}{\sqrt{1,0123 + 2,36 \cdot 10^{-5}}} \quad (3)$$

Quando se dispõe dos valores de resistência alternada, o ganho de calor Q_J será dado por:

$$Q_J = I_{AC}^2 \cdot R_{TAC} \quad (4)$$

O ganho de calor por aquecimento solar é dado por:

$$Q_S = \alpha_S \cdot D \cdot I_B \quad (5)$$

Na Eq. (5), α_s é o coeficiente de absorvidade do condutor, D (m) seu diâmetro externo e I_B (W/m²) a intensidade de radiação solar.

As perdas de calor por convecção são dadas por:

$$Q_C = \pi \cdot \left[2,42 \cdot 10^{-2} + 7,2 \cdot 10^{-5} \cdot \left(\frac{T_C + T_A}{2} \right) \right] \cdot (T_C - T_A) \cdot Nu$$

(6)

Na Eq. (6), T_A é a temperatura ambiente e Nu o número de Nusselts, que varia com a velocidade de vento, conforme enumerado itens a seguir.

- **Para velocidades de vento acima de 0,5 m/s** - Nesse caso, Nu será dado por:

$$Nu = B_2 \cdot \left(\frac{D \cdot V \cdot e^{-1,16 \cdot 10^{-4} \cdot H}}{1,32 \cdot 10^{-5} + 9,5 \cdot 10^{-8} \left(\frac{TC + TA}{2} \right)} \right)^{m_2}$$

(7)

Na Eq. (7) B_2 e m_2 são coeficientes dependentes da rugosidade da superfície, V (m/s) é a velocidade do vento e H (m) é a altitude da LT.

- **Para velocidades de vento nula.** Nesse caso, Nu será dado mediante cálculo dos Números de Prandl (N_{PRA}) e Grashof (G_R), onde:

$$N_U = A_2 \cdot (G_r \cdot N_{PRA})^{m_2} \quad (8)$$

$$Nu = A_2 \cdot \left[\frac{D^3 \cdot (T_C - T_A) \cdot g}{\left[\left(\frac{T_C + T_A}{2} \right) + 273 \right] \cdot \left[1,32 \cdot 10^{-5} + 9,5 \cdot 10^{-8} \left(\frac{TC + TA}{2} \right) \right]^2} \cdot \underbrace{\left[0,715 - 2,5 \cdot 10^{-4} \cdot \left(\frac{T_C + T_A}{2} \right) \right]}_{N_{PRA}} \right]^{m_2}$$

G_R

(9)

Nas Eq. (8) e Eq. (9), A_2 e m_2 dependem de N_{PRA} e G_R .

A perda de calor por radiação solar é dada por:

$$Q_R = 5,67 \cdot 10^{-8} \cdot \varepsilon \cdot \pi \cdot D \cdot [(T_C + 273)^4 - (T_A + 273)^4] \quad (10)$$

Onde, ε é a emissividade do condutor.

Dessa forma, com base nas Eq. (4), Eq. (5), Eq. (6) e Eq. (10), a capacidade operativa de longa duração do condutor é dada por:

$$I_{AC} = \sqrt{\frac{Q_C + Q_R - Q_S}{R_{TAC}}} \quad (11)$$

3.0 MÉTODO ESTATÍSTICO

A metodologia de cálculo da ampacidade sazonal tem como referência o estabelecido na ReN 906/2020, particularmente no que se refere a:

- Será definido o regime de longa duração correspondente às condições normais e o de curta duração às condições de emergência de operação da linha de transmissão.
- Serão caracterizados os períodos sazonais Verão Dia (VD), Verão Noite (VN), Inverno Dia (ID) e Inverno Noite (IN), onde o período de verão corresponde aos meses de outubro a março e o período de inverno aos meses de abril a setembro. O período diurno corresponde ao intervalo entre 06h00 e 17h59 e o noturno ao intervalo entre 18h00 e 05h59 (ANEEL, 2021).

A essa metodologia será implementado o uso de dados meteorológicos, tanto velocidade de vento quanto temperatura ambiente, provenientes de medições das estações climatológicas do INMET, de modelo de reanálise e de modelo comercial de previsão de tempo e clima. As variáveis para cada período sazonal, referente as três bases de dados, serão aplicadas na equação de equilíbrio térmico do método determinístico do item 2.

4.0 METODOLOGIA DE AQUISIÇÃO DE DADOS

Os dados de temperaturas do ar e velocidade do vento ao longo do caminhamento da LT, a serem utilizados no cálculo das capacidades sazonais, são obtidos nas seguintes etapas:

- O caminhamento da linha de transmissão é representado pelas coordenadas geográficas dos vértices da LT;
- Foram identificadas as coordenadas dos pontos de medição climatológicos das três bases de dados e suas distâncias para os vértices da LT;
- Devido a LT ser dedicada ao escoamento de geração eólica, o ponto crítico do empreendimento para representação das condições climáticas de operação será o vértice mais distante do parque eólico, ou seja, o que apresentasse maior distância das regiões de altas velocidades de vento. Definiu-se a estrutura 44/3 como referência;
- Foram coletados dados de velocidade de vento e temperatura ambiente das bases de dados do INMET, ERA5 e Meteoblue;
- Os dados climatológicos foram interpolados numericamente pelo inverso da distância para a torre de referência 44/3;

A base de dados climatológicos do INMET registrou período de medições de 20 anos, enquanto os dados de reanálise ERA5 e Meteoblue restringiram-se a 7 anos. Essa limitação se deu devido a empresa Meteoblue ofertar dados comerciais com melhores resoluções apenas a partir do ano de 2014. Dessa forma, optou-se por também limitar os dados de simulação numérica ERA5 ao mesmo período. Quanto as medições do INMET, essas não foram reduzidas devido as medições aferidas por estações climatológicas apresentarem ausências de medição de dados em alguns períodos. Dessa maneira, a omissão de anos de medição tende a descaracterizar as condições ambientais reais.

A metodologia para aquisição das variáveis temperatura ambiente e velocidade de vento, independente da base de dados adotada, é definida nos itens 4.1 e 4.2.

4.1 Temperatura Ambiente

Para a aquisição dos dados de temperatura ambiente, foram definidas as seguintes etapas:

- Realizou-se a distribuição de frequência de Weibull das temperaturas para todos os meses para cada ano das séries de dados, com distinção entre os valores diurno e noturno;
- Identificou-se o valor da temperatura máxima noturna e diurna e sua respectiva probabilidade de ocorrência;
- Realizou-se a média anual para obtenção dos valores mensais e sazonais;

4.2 Velocidade de Vento

Diferentemente da metodologia utilizada para aquisição dos dados de temperatura ambiente, a distribuição de frequência das velocidades de vento não possui a mesma eficácia para determinar o valor adequado para resfriamento dos cabos condutores no cálculo da ampacidade. A distribuição de Weibull apenas mostra a probabilidade de ocorrência de cada velocidade de vento sem especificar seu momento de ocorrência.

Para o cálculo da ampacidade através da equação de equilíbrio térmico, busca-se o menor valor de velocidade de vento para caracterizar o momento mais crítico de operação da linha de transmissão. Sendo a LT deste trabalho de uso exclusivo para escoamento de geração eólica, o momento crítico ocorrerá durante máxima geração do parque eólico, ou seja, na ocorrência de vento máximo nos aerogeradores. Portanto, devido a LT ser construída na mesma região do parque eólico, os momentos mais críticos de operação da linha, conforme será avaliado em resultados, ocorrerão em condições favoráveis para resfriamento dos cabos condutores. Sendo assim, a aquisição dos dados de velocidade de vento será realizada nas seguintes etapas:

- Realizou-se a média das velocidades de vento para cada ano das séries de dados, com distinção entre os valores diurno e noturno;
- Realizou-se a média anual para obtenção dos valores mensais e sazonais;

4.3 Aquisição da Base de Dados INMET

Os dados meteorológicos utilizados para caracterização das condições climáticas da LT foram extraídos do Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa - BDMEP do INMET, de acordo com as seguintes etapas:

- Base de dados de 3 estações meteorológicas próximas a LT, coletados a uma altura de 10 m do solo, sendo elas Garanhuns, Arcoverde e Palmeira dos Índios;

- Coleta de dados de temperatura ambiente e velocidade de vento horarias dos últimos 20 anos (01/04/2001 – 01/04/2021) e interpolação para a torre 44/3;

4.4 Aquisição dos Dados de reanálise ERA5

Utilizou-se o software de análise de potencial eólico *Windographer* para importação dos dados de vento e temperatura ambiente da região da LT, de acordo com as seguintes etapas:

- Base de dados de 8 pontos de medição próximos a LT, coletados a uma distância de 100 m do solo;
- Coleta de dados de temperatura ambiente e velocidade de vento horarias dos últimos 7 anos (01/04/2014 – 01/04/2021);
- Correção da altura de medição de 100 m para 10 m e interpolação para a torre 44/3;

4.5 Aquisição dos Dados Meteoblue

A empresa Meteoblue forneceu os dados de medição dos últimos 7 anos das variáveis velocidade de vento e temperatura ambiente de 3 coordenadas da LT na altura de 10 m do solo. As informações foram coletadas da plataforma web, através de licença comercial, nas seguintes etapas:

- Base de dados de 3 pontos de medição na coordenada de 3 estruturas da LT, coletados a uma distância de 10 m do solo;
- Coleta de dados de temperatura ambiente e velocidade de vento horarias dos últimos 7 anos (01/04/2014 – 01/04/2021) e interpolação para a torre 44/3;

5.0 RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1 Temperatura Ambiente

Para a aquisição dos valores de temperatura ambiente, realizou-se a distribuição de frequência de Weibull para todos os anos das séries de dados. Devido a quantidade de informações, utilizou-se rotina computacional em Visual Basic Advanced (VBA) para tratamento e distribuição dos dados. As tabelas 1ª, 1b e 1c apresentam os resultados para as três bases de dados, onde são destacados os meses correspondentes a estação inverno, enquanto os demais correspondem a estação verão.

Tabela 1 – Média das temperaturas máximas mensais na LT – (a) INMET (b) ERA5 e c) Meteoblue

Temperaturas Máximas Média na LT – INMET (°C)			Temperaturas Máximas Média na LT – ERA5 (°C)			Temperaturas Máximas Média na LT – Meteoblue (°C)		
Mês	Noite	Dia	Mês	Noite	Dia	Mês	Noite	Dia
Janeiro	23.58	30.98	Janeiro	22.52	29.24	Janeiro	21.50	28.81
Fevereiro	23.81	30.71	Fevereiro	22.84	29.59	Fevereiro	22.09	29.30
Março	23.77	30.98	Março	23.03	29.73	Março	22.33	29.26
Abril	23.07	29.87	Abril	22.35	28.37	Abril	19.16	26.86
Maio	22.54	27.99	Maio	21.63	27.04	Maio	20.88	25.68
Junho	21.04	25.74	Junho	20.44	25.26	Junho	19.74	23.89
Julho	20.11	24.86	Julho	19.56	24.07	Julho	19.08	22.62
Agosto	20.18	25.55	Agosto	19.61	25.19	Agosto	18.46	23.41
Setembro	21.04	27.78	Setembro	20.06	26.42	Setembro	19.15	24.61
Outubro	21.91	29.81	Outubro	20.80	28.14	Outubro	19.88	27.23
Novembro	23.18	31.25	Novembro	21.74	29.45	Novembro	20.90	28.90
Dezembro	23.20	31.84	Dezembro	22.13	29.74	Dezembro	21.63	29.52

(a)

(b)

(c)

Com o intuito de atender a metodologia para cálculo da capacidade sazonal de linhas de transmissão apresentado na Resolução Normativa 906 (ANEEL, 2021), foi calculado a média das temperaturas máximas diárias para os períodos VD, VN, ID e IN e os resultados apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 – Média das temperaturas máximas sazonais

Temperatura Ambiente Sazonal (°C)				
Local	VD	VN	ID	IN
INMET	30.95	24.91	26.99	22.59
ERA5	29.32	22.18	26.06	20.61
Meteoblue	28.84	21.39	24.51	19.41

Conforme observado, apenas o período de verão dia apresentou temperatura ligeiramente próxima ao valor de projeto em ± 1.2 °C. Demais sazonalidades, tanto diurno quanto noturno, apresentaram valores de temperatura reduzidos, entre 19 °C e 27 °C.

Na análise mensal dos resultados da base de dados INMET, apenas o período VD apresentou temperatura ambiente acima dos 30 graus, enquanto as bases de dados ERA5 e Meteoblue resultaram em valores 100% abaixo dessa temperatura.

5.2 Velocidade de Vento

Conforme apresentado no item 2, a perda de calor por convecção, presente na equação de equilíbrio térmico, é diretamente influenciada pela velocidade de vento nos cabos condutores. Para o cálculo da capacidade de transmissão considerando as influências sazonais, os diferentes valores de velocidade de vento trarão diferentes magnitudes de ampacidade ao longo do caminhamento da LT.

Com base nisso e buscando identificar se o momento de ocorrência de máximos ventos no parque eólico trará velocidades de vento máximas ou mínimas nas torres de transmissão, foram comparadas as velocidades de vento mensais na torre de referência 44/3 (na base de dados INMET) com os ventos na altura do aerogerador (na base de dados ERA5) e os resultados apresentados na Figura 1.

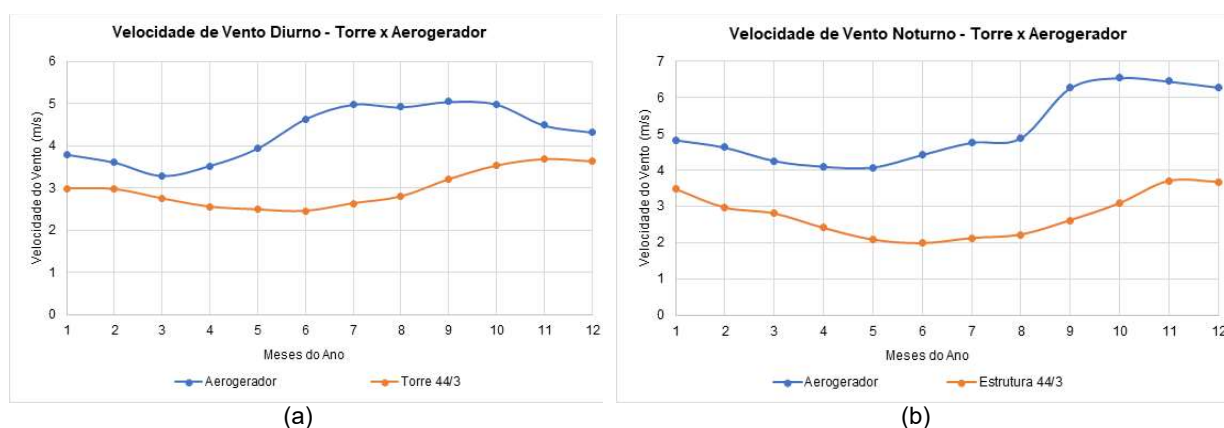


Figura 1 - Comparação das velocidades de vento na estrutura 44/3 e no aerogerador: (a) período diurno e (b) período noturno

Dentre as condições avaliadas, o período noturno foi o mais crítico de operação para a LT, com maior geração eólica nos meses de setembro a dezembro e valores de velocidade de vento acima de 6,0 m/s. Nesse período, observou-se que a velocidade do vento na torre de transmissão também esteve acima de sua média, com variações de 2,5 m/s a 3,7 m/s. O mês com menor velocidade de vento para a LT, com aproximadamente 2,0 m/s, ocorreu em um intervalo de menor geração, com vento médio no parque de 4,5 m/s. Para o período diurno, houve comportamento semelhante ao noturno.

Conforme avaliado, para todos os períodos do ano, os valores de velocidade de vento médio na LT, nos momentos críticos de operação, apresentaram magnitude superior ao determinístico de 1,0 m/s da NBR 5422. Dessa maneira, o uso das velocidades de vento médias melhor representou a operação real da linha de uso exclusivo para geração eólica.

A médias das velocidades de vento diárias, para os períodos noturno e diurno, foram calculadas via rotina computacional em VBA para todos os meses nas três bases de dados e os mesmos interpolados numericamente para torre 44/3. Os resultados são apresentados nas tabelas 3a, 3b e 3c.

Tabela 3 – Média das velocidades de vento médias mensais na LT – (a) INMET (b) ERA5 e (c) Meteoblue

Velocidade de Vento Média na LT - INMET (m/s)		
Mês	Noite	Dia
Janeiro	3.48	2.99
Fevereiro	2.97	2.97
Março	2.81	2.75
Abril	2.41	2.56
Maio	2.09	2.49
Junho	1.99	2.46

Velocidade de Vento Média na LT - ERA5 (m/s)		
Mês	Noite	Dia
Janeiro	3.59	2.81
Fevereiro	3.44	2.68
Março	3.16	2.44
Abril	3.04	2.62
Maio	3.03	2.92
Junho	3.29	3.44

Velocidade de Vento Média na LT - Meteoblue (m/s)		
Mês	Noite	Dia
Janeiro	3.75	4.92
Fevereiro	3.55	4.65
Março	3.33	4.27
Abril	3.32	4.26
Maio	3.46	4.29
Junho	3.92	4.72

Julho	2.13	2.64
Agosto	2.22	2.80
Setembro	2.62	3.20
Outubro	3.09	3.53
Novembro	3.70	3.68
Dezembro	3.67	3.63

(a)

Julho	3.54	3.70
Agosto	3.63	3.65
Setembro	3.87	3.75
Outubro	4.05	3.70
Novembro	3.99	3.33
Dezembro	3.88	3.21

(b)

Julho	4.10	4.91
Agosto	4.04	5.05
Setembro	4.12	5.27
Outubro	4.28	5.58
Novembro	4.38	5.68
Dezembro	4.20	5.49

(c)

Assim como estabelecido para temperatura ambiente, foi calculado a média das velocidades de vento diárias para os períodos VD, VN, ID e IN e os resultados apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 – Média das velocidades de vento Sazonais

Velocidade de vento Sazonal (m/s)				
Local	VD	VN	ID	IN
INMET	3.29	3.26	2.24	2.69
ERA5	3.03	3.68	3.35	3.40
Meteoblue	5.10	3.92	4.75	3.82

Como observado, todos os períodos sazonais apresentaram velocidade de vento acima do valor determinístico de 1,0 m/s. Das bases de dados analisadas, os valores da referência INMET, excetuando o período VD, apresentaram as menores velocidades de vento, enquanto a referência Meteoblue destacou-se com maiores magnitudes em todos os períodos.

Na análise mensal dos resultados, a referência INMET apresentou a menor velocidade de vento no período IN com 1,99 m/s em junho, enquanto o maior valor foi encontrado para o VD em novembro, com 5,68 m/s.

5.3 Capacidade de Transmissão

As informações de projeto da linha de transmissão 230 kV Garanhuns II – Paranatama para definição das capacidades operativas são sumarizadas na Tabela 5, onde são destacados os valores de temperatura e ampacidade de longa duração e curta duração. Essa referência será utilizada para comparação dos ganhos de capacidade de transmissão entre as metodologias.

Tabela 5 – Dados de projeto da LT 230 kV

Descrição	Valor	Descrição	Valor	Descrição	Valor	Descrição	Valor
Potência (MW)	200	Altitude (m)	800	Coefficiente B2	0.641	Vel. Vento (m/s)	1
Nível de Tensão (kV)	230	Fator de Pot.	0.95	Coefficiente m2	0.471	Temp Longa Duração (°C)	55.64
Condutor	CAL Flint	Irradiação (W/m²)	1000	Perda de Calor Qc (W/m)	41.57	Temp Curta Duração (°C)	67.43
Cabos por fase	1	Absortividade	0.9	Perda de Calor QR (W/m)	10.15	I Longa duração (A)	531.91
Comprimento (km)	50	Emissividade	0.7	Ganho de Calor Qs (W/m)	22.64	I Curta duração (A)	709.37
Temp. de Projeto (°C)	60	R _{DC} a 20 °C (Ω/km)	0.089	Temp. Ambi (°C)	30		

Após a aquisição dos dados de temperatura ambiente e velocidades de vento das series de dados, da Tabela 2 e Tabela 4 respectivamente, foram calculadas as capacidades operativas de longa (ILD) e curta duração (ICD) sazonais para a LT 230 kV, e os valores comparados aos resultados do método determinístico da tabela 5. A tabela 6 apresenta os ganhos sazonais para VD, VN, ID e IN na condição operativa de longa duração, assim como a parcela Qc da equação de equilíbrio térmico.

Tabela 6 – Resultado da ampacidade sazonal nas bases de dados INMET, ERA5 e Meteoblue

Período	INMET				ERA5				METEOBLUE			
	I _{LD} (A)	Qc (W/m)	Ganhos (A)	Ganhos (%)	I _{LD} (A)	Qc (W/m)	Ganhos (A)	Ganhos (%)	I _{LD} (A)	Qc (W/m)	Ganhos (A)	Ganhos (%)
VD	823	82.49	291	55%	827	82.52	295	55%	1060	127.52	528	99%
VN	1055	102.52	523	98%	1152	123.5	620	116%	1191	132.8	659	124%
ID	760	70.74	228	43%	934	100.76	402	76%	1124	140.47	592	111%

IN	1023	94.83	491	92%	1145	121.4	613	115%	1215	138.11	683	128%
----	------	-------	-----	-----	------	-------	-----	------	------	--------	-----	------

Conforme esperado, a combinação das reduzidas temperaturas ambiente e altos valores de velocidade de vento trouxeram ganhos de transmissão significativos para os períodos sazonais nas três bases de dados. Apesar do período verão diurno apresentar temperatura do ar próxima ao valor de projeto de 30°C, como observado na tabela 2, os valores de velocidade de vento acarretaram em consideráveis perdas de calor por convecção Qc, sendo essa uma parcela significativa para o aumento da ampacidade do condutor.

Os resultados mostraram que a utilização das variáveis provenientes do Meteoblue trouxe os maiores ganhos de ampacidade sazonal, com menor relação percentual de 99% no VD e maior ganho de 128% para IN. A base de dados ERA5 trouxe o segundo melhor ganho de transmissão, com um mínimo de 55% para VD e 115% para IN. Por fim, a base de dados com dados reais aferidos nas estações do INMET apresentou os menores ganhos, semelhantes a referência ERA5, mas consideráveis, com mínimo de 55% no VD e máximo de 98% para VN.

Adicionalmente, foram avaliadas as variações de ampacidade mensais para os períodos noturnos e diurnos, conforme resultados apresentados nos gráficos da figura 2.

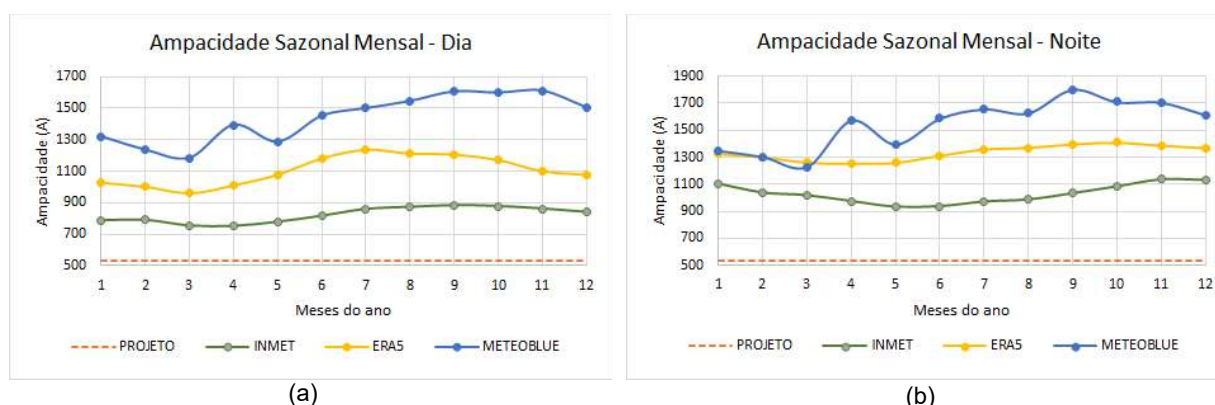


Figura 2 - Comparação entre ampacidade sazonal e ampacidade determinística: (a) período diurno e (b) período noturno

Os resultados mensais mostraram que em 100% do ano, a ampacidade calculada esteve acima da referência de projeto de 532 A. A referência de dados do Meteoblue trouxe os maiores ganhos em todos os meses, enquanto que a base de dados INMET apresentou ganhos inferiores a referência ERA5 ao longo do ano.

Por fim, avaliou-se o impacto do aumento da capacidade de transmissão da LT no parque eólico serra das vacas. Sendo a linha de transmissão destinada exclusivamente para escoamento da geração eólica, os ganhos de transmissão resultam num aumento da capacidade de geração do parque. Deste modo, avaliou-se a performasse dos resultados de cada metodologia, no âmbito de ganhos sazonais, em relação a potência excedente a ser utilizada para aumento da capacidade instalada do parque eólico. Utilizou-se o modelo de aerogerador com potência 4,2 MW para avaliar a quantidade de máquinas excedentes permitidas e os resultados apresentados na tabela 7.

Tabela 7 – Quantidade de aerogeradores excedentes para o ganho de ampacidade da LT: INMET, ERA5 e Meteoblue

Cenário	INMET				ERA5				METEOBLUE			
	Amp. (A)	Ganho (A)	Ganho (MVA)	AEG 4.2 MW	Amp. (A)	Ganho (A)	Ganho (MVA)	AEG 4.2 MW	Amp. (A)	Ganho (A)	Ganho (MVA)	AEG 4.2 MW
Min	760	228	91	21	827	295	118	27	1124	592	236	53
Méd	915	383	152	34	1014	482	192	43	1148	616	245	55
Máx	1055	523	208	47	1152	620	247	56	1215	683	272	62

Pode-se observar que, para o empreendimento em estudo, os ganhos de transmissão permitem um aumento na capacidade instalada o parque eólico, com acréscimos que variam de 21 a 62 novos aerogeradores, sem a necessidade de construção de uma nova linha de transmissão, bem como permite o aproveitamento das instalações de transmissão existentes sem riscos de rompimento das condições operativas normais de projeto.

Os resultados também permitiram estabelecer que o limite normativo de velocidade de vento para projetos de linha de transmissão de 1,0 m/s deve ser adequado a aplicação do empreendimento, pois essa referência determinística traz a subutilização de linhas de transmissão de uso exclusivo para geração eólica.

6.0 CONCLUSÕES

Esse artigo apresentou o estudo do aumento da capacidade operativa da Linha de Transmissão 230 kV Paratama – Garanhuns II, responsável exclusivamente pelo escoamento de geração do Parque Eólico Serra das Vacas no estado do Pernambuco. O trabalho analisou o regime de vento e a temperatura do ar na região da LT, com o objetivo de identificar os impactos das variações climáticas na capacidade operativa da linha, utilizando bases de dados observados de estações meteorológicas do INMET, dados de reanálise numérica ERA5 e dados comerciais do modelo de simulações fornecido pela empresa Meteoblue.

Nesse trabalho utilizou-se o cálculo da capacidade pelo método estatístico, a qual estabelece a operação da LT de acordo com períodos climáticos com uso simultâneo de série de dados diárias de velocidade de vento e temperatura ambiente, e os resultados então comparados aos valores de projeto pelo método determinístico.

Como resultados, constatou-se que em todos os períodos do ano, tanto na análise sazonal quanto mensal, houve ganhos significativos na transmissão nas três bases de dados e, consequentemente, de geração excedente para o parque eólico serra das vacas.

Os menores ganhos sazonais foram identificados na base de dados do INMET, com mínimo de 43% e máximo de 98%. O segundo maior ganho deu-se a base de dados ERA5, com valores mínimos de 55% e máximos de 116%, enquanto que a referência de dados Meteoblue apresentou melhores ganhos, com variações de 99% a 128%. Os resultados mensais mostraram que em 100% do ano, as capacidades calculadas estiveram acima da referência de projeto de 532 A, sendo a referência de dados do Meteoblue com os maiores ganhos em todos os meses, seguida pelas referências ERA5 e INMET.

Por fim, avaliou-se que o impacto do aumento da capacidade de transmissão da LT no parque eólico serra das vacas, sendo essa de uso exclusivo para escoamento da geração eólica, resultou num aumento da capacidade de geração do parque. A análise da performance de cada metodologia, no âmbito de ganhos sazonais, avaliou a quantidade de aerogeradores possíveis de serem implantados no parque para suprir a folga de transmissão da LT. Isso posto, observou-se que os ganhos de transmissão permitem um aumento na capacidade instalada o parque eólico, com acréscimos que variam de 21 a 62 novos aerogeradores, sem a necessidade de construção de uma nova linha de transmissão, bem como permite o aproveitamento das instalações de transmissão existentes sem riscos de rompimento das condições operativas.

Por fim, pode-se concluir que o limite normativo de velocidade de vento para projetos de linha de transmissão de 1,0 m/s não deve ser aplicado de maneira determinística, mas sim adequado a aplicação do empreendimento, pois essa referência traz a subutilização de linhas de transmissão de uso exclusivo para geração eólica.

7.0 REFERÊNCIAS

- (1) ANEEL. Resolução normativa 906/2020. Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica. Módulo 4 – Prestação de Serviços. Janeiro, 2021.
- (2) Associação Brasileira De Normas Técnicas (ABNT), (1985). NBR 5422: "Projeto de linhas aéreas de transmissão de energia elétrica". Rio de Janeiro.
- (3) IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors. IEEE Std 738-2012 (Revision of IEEE Std 738-2006 - Incorporates IEEE Std 738-2012 Cor 1-2013) 2013:1-72.
- (4) CIGRE, 2002. "Thermal behaviour of overhead conductors", 22.12 WG.
- (5) Junior, O.R., Domingues, L.A.M.C., Aumento das capacidades de linhas de transmissão de conexão de parques eólicos através da correlação de variáveis ambientais, correntes e temperaturas nos condutores, XXIII SNPTEE, 2015, Foz do Iguaçu, PR
- (6) Oliveira, J.C., Asano, P.T.L., Sistemas de monitoramento e Capacidade de LTs: uma correlação entre geração eólica e o aumento da capacidade de transmissão da rede, XXV SNPTEE, 2019, Belo Horizonte, MG
- (7) Sakagami, Y., "Mapeamento do risco térmico em linhas aéreas de transmissão com base em dados de modelo numérico atmosférico", Universidade Federal de Santa Catarina, 2010.
- (8) ONS, NT 0094-2016 - Metodologia para Cálculo da Capacidade Sazonal de Projeto de Linhas de Transmissão a Serem Licitadas. Rio de Janeiro, dezembro de 2006.
- (9) Stüker, E., Schuster, C. H., Schuster, J. J., Santos, D. C., Medeiros, L. E., Costa, F. D., Demarco, G., & Puhales, F. S. (2016). Comparação entre os dados de vento das reanálises meteorológicas era-interim e cfsr com os dados das estações automáticas do inmet no rio grande do sul. Ciência e Natura, 38. <https://doi.org/10.5902/2179460x20233>
- (10) EPE. Road Map - Energia Eólica Marítima no Brasil. Empresa de Pesquisa Energética, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-456/Roadmap_Eolica_Offshore_EPE_versao_R2.pdf>. Acesso em: Agosto 2021.

- (11) Meteoblue, disponível em <<https://content.meteoblue.com/en/specifications/data-sources/weather-simulation-data>>. Acesso em: Setembro, 2021.

DADOS BIOGRÁFICOS



DEIVID SOUZA MARINS é Bacharel em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Ceará em 2012 e Mestrando em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Ceará desde 2019. Atua como engenheiro de projetos de linhas de transmissão, complexos eólicos e fotovoltaicos na empresa Inova Energy em fortaleza, sendo responsável por diversas etapas do BoP elétrico, da concepção de projeto à fiscalização, inspeção em campo e engenharia da manutenção.

(2) FERNANDO LUIZ MARCELO ANTUNES

Bacharel em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Ceará - UFC, Mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo e PhD pela Loughborough University of Technology – Inglaterra. É Professor Titular da UFC ensinando e pesquisando nas áreas de eletrônica de potência, máquinas elétricas e produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis de energia. Em estágio de pós-doutorado, atuou como pesquisador em projeto de conversores para aerogeradores off-shore, no Fraunhofer IEE (Instituto de Energia e Economia) em Kassel na Alemanha. Atualmente é Cientista Chefe em Energia no Programa “CIÊNCIA E INOVAÇÃO EM POLÍTICAS PÚBLICAS” da FUNCAP.

(3) MARCOS VINICIUS FREIRE SAMPAIO

Marcos Vinicius Freire Sampaio, Estudante de graduação do 8º semestre de Engenharia Elétrica na Universidade Federal do Ceará (UFC), Bolsista de Iniciação Científica.

(4) ANA CAROLINA CARDOSO PEREIRA

Bacharel em Meteorologia e mestre em Ciências pela Universidade Federal de Pelotas (UFPel), atua a mais de 10 anos na área de energias renováveis, trabalhando com equipe multidisciplinar no desenvolvimento de projetos no Brasil. Meteorologista na Inova Energy com experiência em mapeamento do recurso eólico através de atlas de mesoescala, acompanhamento das medições anemométricas visando controle de qualidade dos dados e equipamentos de medição, certificação das medições anemométricas, desenvolvimento e otimização de micrositing, estudos de geração e certificação de energia seguindo as normas para participação em leilões de energia e/ou obtenção de financiamento através dos softwares Wasp e Windfarmer.