

# DIMENSIONAMENTO DE PARQUE EÓLICO A PARTIR DE ANÁLISES DE INDICADORES DE CONFIABILIDADE E SEVERIDADE

*Data de submissão: 14/07/2023*

*Data de aceite: 01/09/2023*

### **Joelson Lopes da Paixão**

Universidade Federal de Santa Maria –  
UFSM, Brasil.  
Santa Maria - RS  
<http://lattes.cnpq.br/6907289379766915>  
<https://orcid.org/0000-0001-8874-5151>

### **Aizenira da Rosa Abaide**

Universidade Federal de Santa Maria –  
UFSM, Brasil.  
Santa Maria - RS  
<http://lattes.cnpq.br/2427825596072142>  
<https://orcid.org/0000-0003-1043-1608>

**RESUMO:** As fontes que compõem a matriz energética global vêm se diversificando, devido ao surgimento de esforços para a substituição de fontes geradoras poluentes por fontes alternativas, tais como: a eólica, a fotovoltaica e a biomassa. No entanto, são fontes de energia intermitentes, que refletem uma potência gerada com variabilidades e incertezas, fazendo necessário um estudo da confiabilidade da geração em relação à demanda a ser atendida. O presente artigo apresenta o projeto de um Parque Eólico para atender uma carga de 15 MW em uma situação hipotética, baseado em análises de confiabilidade e severidade a partir de

medições de vento na área de interesse e dados técnicos dos aerogeradores utilizados. Tabelas de probabilidade de interrupção de carga (*COPT*) e análises de sensibilidade foram desenvolvidas para verificar os principais indicadores.

**PALAVRAS-CHAVE:** Confiabilidade da Geração, *COPT*, Parque Eólico, Grau de Severidade, Dimensionamento de Aerogeradores.

### SIZING OF A WIND FARM BASED ON RELIABILITY AND SEVERITY INDICATOR ANALYSIS

**ABSTRACT:** The sources that make up the global energy matrix have been diversifying, due to the emergence of efforts to replace polluting generating sources with alternative sources, such as wind, photovoltaic, and biomass. However, they are intermittent energy sources, which reflect a generated power with variability and uncertainties, making it necessary to study the reliability of generation concerning the demand to be met. This article presents the design of a wind farm to supply a load of 15 MW in a hypothetical situation, based on reliability and severity analyses based on wind measurements in the area of interest and

technical data of the wind turbines used. Capacity outage probability tables (COPT) and sensitivity analyzes were developed to verify the main indicators.

**KEYWORDS:** Generation Reliability, COPT, Wind Farm, Degree of Severity, Sizing of Wind Generators.

## 1 | INTRODUÇÃO

No contexto atual em que vivemos, a energia elétrica deixou de ser apenas um meio de conforto e passou a ser um produto essencial para o funcionamento e desenvolvimento de todos os setores. Todo o desenvolvimento e expansão do país estão diretamente vinculados e dependentes do setor elétrico. Da agricultura até a indústria e o comércio, a eletricidade é fundamental para o desenvolvimento das atividades, para geração de renda e manutenção da economia [1]. Para garantir o atendimento à demanda e evitar cortes de cargas e colapsos, algumas medidas vêm sendo tomadas, como a ampliação dos sistemas, alocação de novos elementos, substituição de equipamento, redistribuição das cargas e novas configurações de despacho de energia.

Nesse contexto, a inserção de novas usinas geradoras de energia é um ponto bastante analisado, principalmente com a questão da utilização de fontes renováveis de energia. Recentemente, estão surgindo usinas de diversos portes de geração de energia a partir do vento e da luz do sol, por exemplo, com aerogeradores e painéis fotovoltaicos, respectivamente. De acordo com o Banco de Informação da Geração da Aneel, Figura 1, o Brasil já conta com 8,64% da eletricidade gerada a partir dos ventos. Essas novas usinas geradoras podem atender as cargas sem que haja sobrecarga das geradoras já existentes [2].

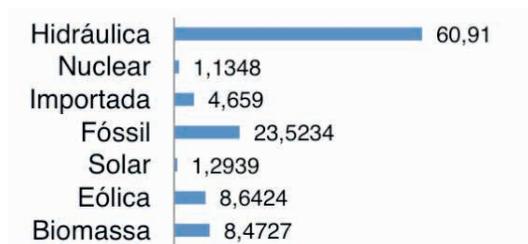


Figura 1: Participação percentual das fontes na matriz energética brasileira [2].

Embora a utilização dessas novas fontes de energia seja boa do aspecto ecológico, é preciso analisar o quão confiável é um sistema que baseia sua geração de energia a partir de fontes intermitentes. Uma usina eólica tem sua geração dependente da velocidade dos ventos que por ela passa. Já uma usina solar depende da intensidade da luz solar que nela incide. Desta forma, existem alguns desafios para o planejamento e operação dos SEP nos quais estas gerações estão inseridas. Uma análise da disponibilidade da fonte e sua influência na potência de saída no gerador são necessárias para verificar o grau de

confiabilidade entre a geração e a demanda requisitada [3] [4].

Sendo assim, o presente trabalho realiza o projeto de um parque de geração de energia eólica com base em análises de confiabilidade e severidade entre a geração e a demanda, utilizando a técnica de Markov e tabelas de probabilidade de interrupção de carga. São definidas a demanda a ser atendida pelo parque e as características de potência e manutenção dos aerogeradores utilizados. A velocidade média do vento na área de interesse é avaliada, bem como sua influência na geração. Ainda, são feitas análises de sensibilidade de algumas variáveis envolvidas.

## 2 | CONFIABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Todo Sistema Elétrico de Potência tem como função atender cargas e consumidores, ou seja, suprir demandas de energia elétrica. Mas existem momentos em que essa demanda não é suprida, seja por alguma falha de equipamento, sobrecarga do sistema ou medidas de prevenção. Nesse sentido, o conceito de confiabilidade trata da probabilidade de um sistema desempenhar sua função durante um período de tempo especificado e sob condições determinadas [3] [4].

A confiabilidade surgiu a partir da necessidade de se conhecer a disponibilidade dos equipamentos de um SEP, a fim de identificar ativos e subsistemas críticos. Assim, é possível prever contingências, estudar técnicas de prevenção e manutenção, estimar custos e realizar projetos mais confiáveis. Ainda, a confiabilidade apresenta uma grande importância do aspecto econômico, já que existe uma forte relação entre o serviço de confiabilidade, investimento da concessionária de energia e o custo de interrupção do consumidor [3] [4]. A Figura 2 ilustra essa relação, em que fica evidente que a confiabilidade só será maior com um maior investimento e a redução das interrupções.

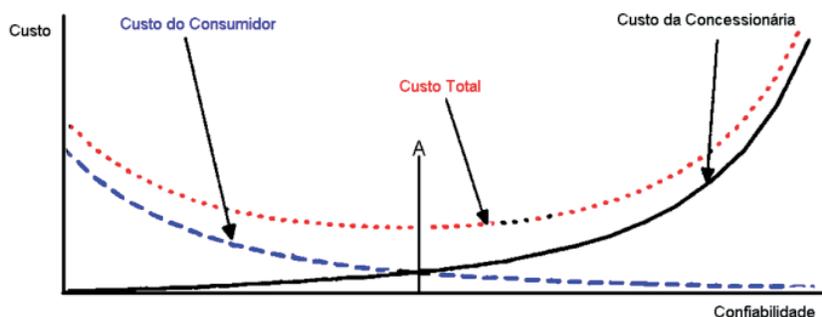


Figura 2: Relação entre custos e confiabilidade [5].

Uma técnica muito importante, que faz uma análise quantitativa e pode ser aplicada a sistemas, é o chamado processo de Markov. Utilizando parâmetros contínuos e estados discretos, constrói-se a “cadeia de Markov”. Basicamente, são estabelecidos os estados

possíveis (em operação e em reparo, por exemplo) e as taxas de transição entre eles. A transição entre dois estados depende somente do atual estado, não levando em conta a história do processo. Assim, a soma de todas as taxas de transição (saída ou permanência) do estado deve ser igual a 1. Através dessa técnica é possível calcular a probabilidade de o sistema estar em cada estado, determinar a chance de se atingir determinado estado e estimar o tempo para isso [3] [4].

Em muitas das aplicações de cadeia de Markov em sistemas elétricos são estabelecidos apenas dois estados: em operação e em reparo. Assim, trabalha-se estimando que um determinado ativo possa estar ou em operação e devido à uma falha foi para reparo, ou estava sendo reparado e voltou à operação. A Figura 3 ilustra um exemplo de cadeia de Markov. Dessa forma, as taxas de transição são definidas como taxa de falha  $\lambda$  (que leva o equipamento do estado de operação para reparo), por (1) e taxa de reparo  $\mu$  (que leva o equipamento do estado em reparo para operação) conforme (2).

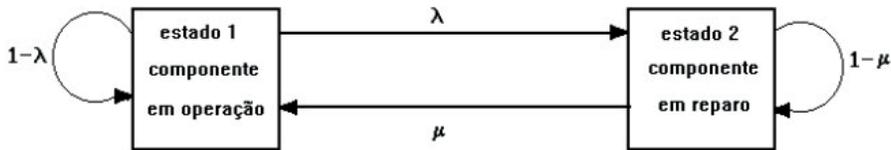


Figura 3: Exemplo de cadeia de Markov.

$$\lambda(t) = \frac{\text{números de falhas}}{\text{tempo em operação}} \quad (1)$$

$$\mu(t) = \frac{\text{números de reparos}}{\text{tempo em reparo}} \quad (2)$$

A partir das taxas de falha e reparo é possível determinar a probabilidade de sucesso  $p$ , conforme (3), ou falha  $q$  do equipamento analisado, conforme (4). Ou seja, a probabilidade de o equipamento estar no estado de operação ou no de reparo.

$$p = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (3)$$

$$q = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (4)$$

De posse dessa análise da cadeia de Markov e as probabilidades de sucesso e falha do equipamento observado, é possível construir tabelas de probabilidade de interrupção de capacidade, do termo em inglês *Capacity Outage Probability Table – COPT*. São tabelas utilizadas para tratar de confiabilidades de geradores, ou seja, nível hierárquico 1 (NH1). As

*COPTs* são usadas para elencar interrupções de geração de um sistema que atende uma demanda e suas probabilidades. Quando as unidades geradoras são todas iguais, mesma potência e fabricante, elas possuem a mesma probabilidade de sucesso  $p$  e falha  $q$ , logo, utiliza-se a distribuição binomial, conforme (5), em que  $n$  é o número de máquinas iguais com  $r$  funcionando.

$$P(x) = \frac{n!}{r!(n-r)!} p^r q^{n-r} \quad (5)$$

Isso retorna, basicamente, a probabilidade do total de máquinas que estarão em operação e a conseqüente energia gerada no momento. A partir disso são calculados alguns indicadores: *LOLP*, *LOLE*, *EPNS*, *EENS* e Severidade [6] [7] [8]. O *LOLP* é a probabilidade de perda de carga (*Loss of Load Probability*), ou seja, o somatório das probabilidades dos estados em que a capacidade do sistema  $G$  é menor que a carga  $L_{m\acute{a}x}$ , acarretando em cortes, conforme (6).

$$LOLP = \sum_{i=1}^n p_i(L_{m\acute{a}x} > G) \quad (6)$$

O *LOLE* é a expectativa de perda de carga (*Loss of Load Expectation*), que torna o valor do *LOLP* mais significativo, sendo o somatório das probabilidades de perda de carga vezes o tempo em que a carga permanece nesse valor, conforme (7). Se considerar a carga máxima constante,  $LOLE=LOLP.8670$ .

$$LOLE = \sum_{i=1}^n t_i p_i(L_{m\acute{a}x} > G) \text{ h/ano} \quad (7)$$

O *EPNS* é a expectativa de potência não suprida (*Expected Power Not Supplied*), sendo a potência não suprima pelo sistema vezes a probabilidade de isso ocorrer, dada por (8).

$$EPNS = \sum_{i=1}^n p_i(L_{m\acute{a}x} - G) \text{ MW} \quad (8)$$

O *EENS*, semelhando ao *EPNS*, é a expectativa de energia não suprida (*Expected Energy Not Supplied*). Consiste na potência não suprida esperada vezes o número de horas no ano, dada por (9).

$$EENS = EPNS.8760 \text{ MWh/ano} \quad (9)$$

O critério de severidade é um índice normalizado, medido pelo quociente da energia não suprida pela ponta do sistema analisado (MWh/MW), e o resultado convertido em minutos (sistema-minuto). Esse índice consiste em um tempo fictício de uma possível perturbação necessária para acumular uma energia não suprida igual à calculada, se toda

a carga do sistema fosse atingida. É um indicador usado internacionalmente e que possui uma escala classificatória. Possui 5 graus de classificação, variando entre baixíssimo risco (Grau 0), baixo risco, risco médio, sério impacto e grandes impactos levando ao colapso do sistema (Grau 4). A Tabela I mostra a classificação dos graus de severidade.

Classificação	Severidade S (sistema-minuto)	Interpretação	Comentário
Grau 0	$S < 1$	favorável	condição operativa de baixíssimo risco (azul)
Grau 1	$1 \leq S < 10$	satisfatório	condição operativa de baixo risco (amarelo)
Grau 2	$10 \leq S < 100$	limitrofe	condição operativa de risco médio (alaranjado)
Grau 3	$100 \leq S < 1000$	grave	sério impacto p/ vários agentes / consumidores (vermelho)
Grau 4	$1000 \leq S$	muito grave	grande impacto p/ muitos agentes/consumidores, colapso do sistema.

Tabela I: Diretrizes para classificação de níveis de severidade.

Sendo assim, de maneira simples, a construção de uma *COPT* segue os seguintes passos: listar todos os estados, calcular as probabilidades de cada um, encontrar os estados em que ocorre perda de carga, calcular os indicadores. É possível então, com essa análise, verificar a confiabilidade de um sistema elétrico de potência.

### 3 I GERAÇÃO EÓLICA

A base de geração de energia elétrica no Brasil é hidrotérmica, ou seja, a partir de hidrelétricas, que aproveitam o potencial hidráulico dos rios, e por usinas térmicas, que geram energia a partir da queima de carvão. Recentemente, algumas formas de energia renovável têm contribuído para a geração. Entre elas, eólica e solar se destacam por estarem com tecnologias mais avançadas e consolidadas, com a eólica já participando significativamente na matriz energética brasileira. Como o trabalho proposto é o projeto de um parque eólico, esta seção apresenta algumas características da geração eólica.

A tecnologia dos aerogeradores tem evoluído muito, tendo vários modelos de diferentes fabricantes e níveis de potência. Atualmente com máquinas que ultrapassam alturas de 260m e potência de 12 MW, os aerogeradores possuem diversas peças e controles para seu funcionamento. Basicamente, são formados por uma torre que no seu topo possui a nacelle, que contempla toda estrutura do gerador e acopla as pás que atacam o vento.

Os grandes obstáculos da energia eólica são a oscilação e a incerteza dos ventos. Os ventos são deslocamentos de massas de ar oriundos da diferença de pressão atmosférica, resultado das mudanças de temperatura da terra. Percebe-se que o vento oscila muito, com sua intensidade e direção sujeitas à variações, sendo difíceis de prever, principalmente a longo prazo. Ainda, cada modelo de aerogerador possui uma velocidade mínima de vento

necessária para começar a gerar energia, e uma velocidade máxima de vento em que permanece gerando. Quando a velocidade superior à nominal, o aerogerador é desligado. Dessa forma, cada modelo de aerogerador possui uma curva de geração em relação à velocidade do vento. Para saber a potência gerada por um parque eólico é preciso fazer a convolução entre a curva de vento e a curva de potência gerada [8].

A relação entre a potência gerada  $P$  e a velocidade do vento  $v$  é graficamente representada na curva de potência ilustrada na Figura 4. Conforme indicado pela curva de potência da Figura 4, a conversão de energia eólica em energia elétrica se dá a partir de uma velocidade mínima, denominada velocidade de partida  $v_p$ . A potência da turbina é limitada ao valor de  $P_n$  à velocidade nominal  $v_n$ . Para as velocidades entre  $v_p$  e  $v_n$ , a potência elétrica  $P$  gerada pela turbina eólica cresce com o cubo da velocidade do vento  $v$  transversal à área  $A$  varrida pelo rotor, conforme a equação 1 [9].

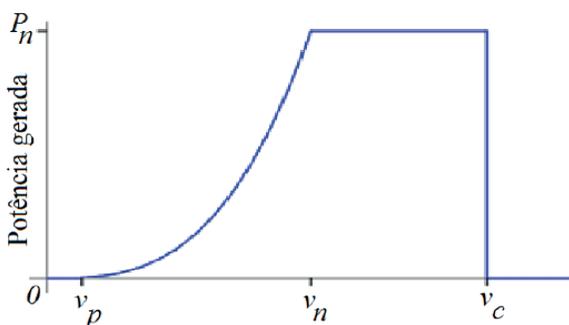


Figura 4: Curva de potência típica de uma turbina eólica [9].

$$P = 0,5 \cdot C_p \cdot \eta_m \cdot \eta_g \cdot \rho \cdot A \cdot v^2 \quad (10)$$

Onde:  $\eta_m$  é o rendimento mecânico da caixa de transmissão;  $\eta_g$  é o rendimento do gerador;  $\rho$  é a densidade do ar;  $C_p$  é o coeficiente de potência da turbina, que expressa a parcela (%) da potência disponível de vento que é extraída pela turbina. A partir da velocidade nominal, o controle de velocidade de turbina mantém a potência gerada constante até que, para velocidades superiores a velocidade de corte  $v_c$ , a turbina é retirada da operação para preservá-la de esforços mecânicos excessivos.

Para extrair o máximo potencial dos ventos e superar tantas variações de intensidade e direção, existem dois principais controles: controle de *pitch* e de *yaw*. O controle de *pitch* corresponde a ajustar o ângulo de ataque das pás em relação ao vento. Variando este ângulo é possível direcionar as pás de acordo com a velocidade dos ventos. Já o controle de *yaw* corresponde ao posicionamento da nacelle em relação à direção do vento. Ele busca deixar a turbina sempre em posição perpendicular ao vento. Além de servirem para permitir a máxima geração de potência, esses controles também garantem a segurança do aerogerador. Quando os ventos superam a velocidade máxima nominal da máquina, os controles agem de modo a deixá-la em posição de “bandeira”. Nesses casos, a nacelle e as

pás ficam posicionadas para não atacar o vento, e sim deixá-lo “passar”, evitando, assim, acidentes [9].

Devido ao grande número de elementos de estrutura, controle e operação de um aerogerador, a confiabilidade dele possui parcelas de cada um desses elementos. Assim como qualquer outro equipamento, uma falha de algum elemento tira a máquina de operação. Uma vez parada, precisa de um determinado tempo de reparo para voltar a operar. O número de falhas e o tempo de reparo levam a probabilidade de sucesso do aerogerador utilizada nas análises de confiabilidade [5] [8].

#### 4 I PROJETO DE UM PARQUE EÓLICO

Após entender os principais conceitos sobre a confiabilidade de um SEP e as variáveis que envolvem a geração de energia eólica, foi feito um projeto um parque eólico para uma situação hipotética a partir de uma análise de confiabilidade da fonte de energia (nível hierárquico 0 – NH0) e das unidades geradoras (nível hierárquico 1 – NH1). O objetivo do parque é atender uma demanda de 15 MW e assegurar um grau de severidade 2 [5].

Para o projeto do parque foram observadas medidas de velocidade de vento na área hipotética de interesse durante um ano, de hora em hora. Ainda, foi utilizado o número de falhas reportado em um período de 10 anos, bem como o tempo em reparo do aerogerador, disponibilizados pelo fabricante genérico.

Como a potência gerada pelos aerogeradores varia de acordo com a velocidade do vento, para fins do projeto proposto, a potência gerada foi estratificada em três níveis de geração, de acordo com (11), e os parâmetros  $a$  e  $b$ . Assim, em vez tomar a potência do aerogerador como variável contínua em função da velocidade do vento (10), segmentou-se em 3 patamares de geração. Essa simplificação é necessária para reduzir o número de COPTs a serem montadas. E torna possível cruzar a probabilidade de sucesso dos aerogeradores com a probabilidade do nível de geração a partir do vento.

$$P(\%) = \begin{cases} v < a; & P = 20\% \\ a \leq v < b; & P = 60\% \\ v \geq b; & P = 100\% \end{cases} \quad (11)$$

O presente trabalho utilizou um aerogerador cuja potência é de 3,5 MW, e foi admitido que a velocidade do vento fosse a mesma para todas as unidades geradoras alocadas no parque. Os parâmetros  $a$  e  $b$  são 7,2 e 11 m/s, respectivamente. Ou seja, com ventos de até 7,2 m/s, o parque gerará 20% da sua potência nominal. Com ventos a partir de 7,2 m/s e menores que 11 m/s, gerará 60%, e com ventos iguais ou maiores que 11 m/s, gerará 100% da sua potência nominal, conforme dado Figura 5.

## Potência vs Vento

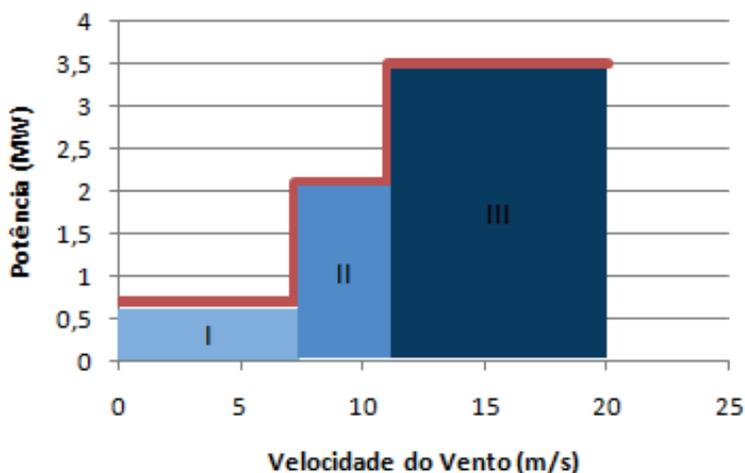


Figura 5: Potência de saída discretizada em função da velocidade do vento.

A metodologia do trabalho é baseada em dois principais pontos: verificar a probabilidade de ocorrência de cada nível de geração a partir da curva de vento, e a severidade do parque como um todo em cada nível, utilizando tabelas de probabilidade de interrupção de capacidade, baseadas na confiabilidade de cada máquina. Primeiramente, é verificada a probabilidade de ocorrência de cada patamar de geração, criam-se Funções de Densidade de Probabilidade (PDFs) das medições de velocidade do vento (Figura 7). Em seguida, considerando que os aerogeradores podem estar apenas em dois estados, em operação ou em reparo, são calculadas as taxas de falha e de reparo. Com isso são construídas as *COPTs* e calculados os indicadores de confiabilidade e severidade.

A Figura 6 mostra a curva de vento analisada na área de interesse que foi utilizada para o projeto, juntamente com as retas que identificam as velocidades dos parâmetros. A partir dela verifica-se que em 28,28% do tempo o vento está abaixo de 7,2 m/s, portanto cada unidade estaria gerando 20% da sua potência nominal. De maneira análoga, o vento está entre 7,2 e 11 m/s 26,74% do tempo, fazendo as unidades gerar 60%, e acima de 11 m/s por 44,98%, levando a uma geração de 100%.

## Curva da velocidade do vento

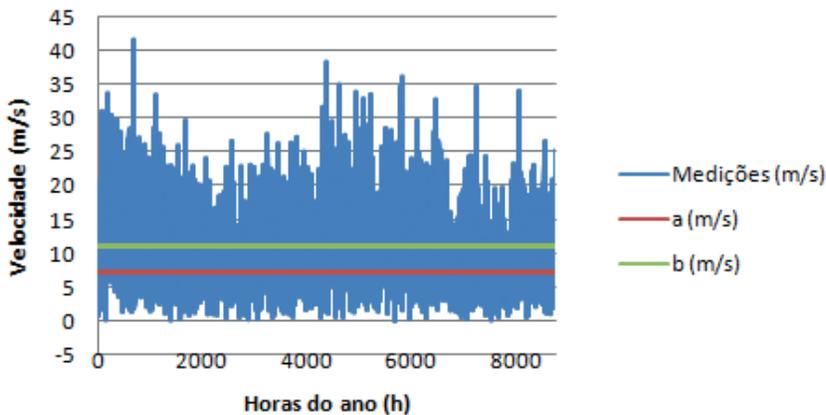


Figura 6: Curva anual de ventos da área de interesse.

## Frequência

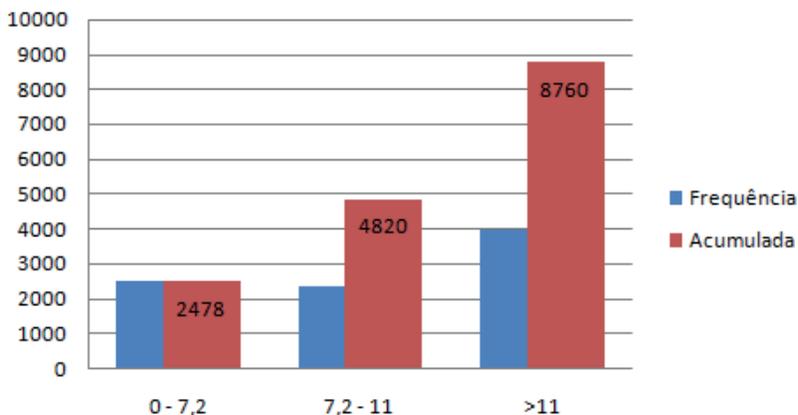


Figura 7: Frequência das velocidades de vento, conforme patamares *a* e *b*.

Após definir as probabilidades dos níveis de geração a partir da curva de vento, calculou-se a probabilidade de sucesso do equipamento, baseada no número de falhas e tempo de reparo das unidades geradoras, disponibilizados pelo fabricante. O aerogerador utilizado apresentou 30 falhas em um período de dez anos, estando 1169 horas em reparo. Como a análise é feita para apenas dois estados, o número de falhas é igual ao número de reparos. Com esses dados, calcularam-se as variáveis de sucesso e falha de cada equipamento,  $p$  e  $q$ , respectivamente, conforme as taxas de falha e reparo, e as Equações (1), (2), (3) e (4). Sendo assim, a probabilidade de sucesso de uma unidade geradora utilizada é de  $p=0,98666$ .

Com essas informações, foram montadas as 3 COPTs (uma para cada patamar de geração). O resultado dos indicadores de cada tabela foi multiplicado pelo percentual de ocorrência da velocidade de vento necessária para cada nível de geração e, no fim, somados. Dessa forma, chega-se a um grau de severidade total do parque eólico levando em consideração a chance de o parque atingir cada patamar de geração de energia e a probabilidade de sucesso de cada máquina individual.

Durante a montagem das COPTs, variou-se o número de aerogeradores empregados para atender a demanda exigida de 15 MW e obter o grau 2 de severidade desejado. Além da severidade, foram observados os indicadores de confiabilidade LOLP, LOLE, EPNS e EENS. Após vários incrementos, verificou-se que, para chegar a um grau 2 de severidade ( $10 \leq S < 100$ ), foi preciso alocar 23 aerogeradores no parque, resultando numa severidade de 38,72 Sist. Minuto.

## 5 | RESULTADOS E ANÁLISES DE SENSIBILIDADE

Nesta seção são apresentados os resultados obtidos com o projeto do parque eólico. Após, são apresentadas as análises de sensibilidade realizadas. As análises de sensibilidade correspondem a uma projeção de aumento de carga, variação da velocidade dos ventos na área de interesse, e variação do número de falhas e tempo de reparo do aerogerador.

### A. Caso Base Projetado

Como visto, para atingir o requisito de projeto, o parque eólico projetado com aerogeradores de 3,5 MW deve conter pelo menos 23 máquinas, cuja confiabilidade é de 0,98666. A severidade resultante foi de 38,72 sist.-min., enquadrando o parque no grau 2, como requisitado. Isso significa que uma perturbação deveria durar 38,72 minutos e acumularia uma energia não suprida igual a 9,68 MWh, calculada pelo indicador *EENS*.

Antes do cálculo da severidade, foram calculados os outros indicadores conforme descritos anteriormente. A probabilidade de perda de carga, *LOLP*, foi de 1,058%, levando a uma expectativa de perda de carga, *LOLE*, de 26,23 horas no ano (ou 1,093 dias por ano). O sistema ficou com uma expectativa de potência não suprida, *EPNS*, igual a 0,0039 MW/ano.

Analisando o sistema de maneira separada pelos níveis de geração estipulados, a pior situação é ao gerar apenas 20% da sua potência nominal (0,7 MW) com ventos abaixo de 7,2 m/s. Se operasse o tempo todo nesse nível, o sistema poderia perder somente 1 unidade geradora para ter condições de atender a demanda ( $22 \cdot 0,7 = 15,4 \text{ MW}$ ). Operando o ano todo somente com 20% da potência, verifica-se que a *LOLP* foi de 3,74%, a *LOLE* foi de 116 horas por ano (4,83 dias/ano) e a *EENS* de aproximadamente 42,80 MWh. Além disso, a severidade ficou enquadrada em grau 3, com 171,18 sist.-min.

De maneira análoga, o melhor caso seria operando com 100% da potência nominal,

em que seriam necessárias apenas 5 unidades geradoras para atender a demanda. Se mantidas as 23 aerogeradores, os índices de confiabilidade seriam: *LOLE* de  $6,3E-29$  horas/ano e uma *EENS* de  $6,33E-29$  MWh/ano, atingiu uma severidade de grau 0 com  $2,53E-28$  sist.-min.

Nas análises de confiabilidade feitas, observou-se que uma única máquina possui grande importância para o sistema. Com a retirada de 1 unidade, a severidade sobe para 289,23 sist.-min., colocando o parque em grau 3, não atendendo os requisitos especificados. Já adicionando uma máquina, 24 aerogeradores, obtém-se uma severidade de 3,85 sist.-min., atingindo o grau 1. Percebe-se, com isso, a influência dos aspectos técnicos das máquinas utilizadas principalmente.

Outro ponto que reflete as questões de falha e reparo e também da fonte de energia é o fator de capacidade. Com 23 aerogeradores, verifica-se um fator de capacidade do parque de 18,63%. Ou seja, o parque tem instalado 80,5 MW para atender uma demanda de apenas 15 MW. Possuir uma capacidade instalada maior que cinco vezes que a demanda a ser suprida é reflexo, principalmente, da confiabilidade dos equipamentos empregados e da fonte energia. Com as medições de vento fornecidas, praticamente em 1/3 do tempo os aerogeradores estão em 20% da sua capacidade nominal, que é atingida em quase 45% do tempo, menos da metade. Por isso é importante uma análise precisa da questão da fonte de energia, no caso o vento, na região de interesse.

## **B. Análises de Sensibilidade**

Para tornar o projeto mais preciso, foram feitas algumas análises de sensibilidade quanto à velocidade média do vento, projeção de aumento de carga a ser atendida, número de falhas e tempo de reparo. Variou-se a velocidade média do vento para mais e para menos, e observou-se a reação do sistema projetado, verificando a questão da severidade e o número de máquinas empregadas. De maneira análoga, fez-se uma projeção de aumento da carga a 1MW ao ano, durante 10 anos, e foi observada a resposta do sistema. Ainda, estudou-se a confiabilidade da unidade geradora, variando o número de falhas e o tempo gasto em reparo.

### *1) Projeção de aumento de carga*

Fez-se uma projeção de aumento de carga de 1MW ao ano durante 15 anos. A curva da severidade ao longo desse período pode ser observada na Figura 8. Observa-se que logo no ano 1, quando a carga atinge 16 MW, a severidade já ultrapassa o limite do grau 2 e vai para grau 3, com aproximadamente 494,88 sist.-min. Na metade da análise, com aumento de 8 MW, a carga atinge 23 MW e a severidade vai para grau 5, com cerca de 13010,31 sist.-min. Portanto, o parque eólico com 23 unidades geradoras conforme projetado, está saturado em relação a um aumento de carga. O maior aumento de carga admitido para que o parque continue com grau 2 é de 2,853% (15,428 MW). Portanto, concluiu-se que para atender uma demanda maior que 15 MW mantendo o nível de confiabilidade e severidade,

devem-se aumentar o número de máquinas. Acrescentando uma máquina no parque pode-se aumentar a carga em até 7,5% sem sair do grau 2 de severidade.

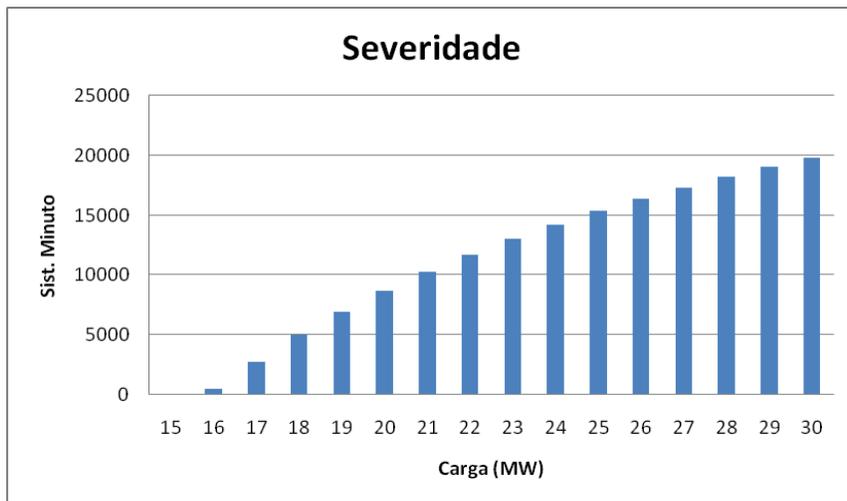


Figura 8: Severidade com o aumento de carga ao longo dos anos.

## 2) Variação da velocidade do vento

Quanto ao vento, diminuiu-se a velocidade das medições até o ponto em que o sistema projetado com 23 unidades geradoras saísse do grau 2 de severidade e entrasse para grau 3. Observou-se que com uma redução de até 48,5% da velocidade de projeto, o sistema permanece com grau 2 de severidade, aproximadamente 99,60 sist.-min, tendo a seguinte distribuição de tempo entre os níveis de geração: 72,77% do tempo para 20% da potência nominal, 21,98% para 60% da potência e 5,24% para potência nominal.

Para reduções maiores que essa, o sistema irá para grau 3 de severidade. A Figura 9 mostra a variação da severidade em função da variação percentual da velocidade média do vento. Observa-se a troca de grau 2 para grau 3 de severidade é dada com redução de 48,5% velocidade média para a qual o parque foi projetado, como dito anteriormente.

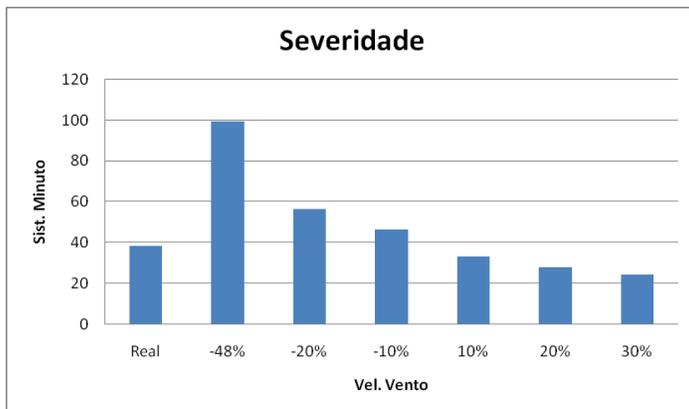


Figura 9: Variação da severidade em função da velocidade média do vento.

Para um aumento de mesma proporção, a severidade diminuiu para aproximadamente 18,98 sist.-min., permanecendo em grau 2. Para atingir grau 1, os ventos deveriam ter uma velocidade média maior que o dobro da atual, levando para uma severidade de em torno de 10,30 sist.-min. Entretanto, essa condição não é praticável, pois é improvável esse aumento de velocidade. Ainda se tem que com o dobro da velocidade, os aerogeradores precisariam que ser desligados em boa parte do tempo uma vez que se configurariam cenários turbulentos.

### 3) Variação do número de falhas e tempo de reparo

A última análise de sensibilidade é quanto ao número de falhas e tempo de reparo da unidade geradora disponibilizado pelo fabricante. Nesse sentido, como o número de falhas é igual ao número de reparos, sua variação não altera a probabilidade de sucesso. Para provar, variou-se o número de falhas mantendo o tempo de reparo constante e vice-versa. Triplicando o número de falhas para 90 e mantendo o tempo de reparo em 1169 horas, a probabilidade de sucesso permaneceu praticamente inalterada, variando apenas os valores da taxa de falha e de reparo. O mesmo aconteceu para uma diminuição de 10 falhas.

De maneira diferente, mantendo fixo o número de falhas e alterando o tempo de reparo obteve-se variação na probabilidade de sucesso do equipamento. Com as mesmas 30 falhas, mas com um tempo de reparo 10% menor, o p subiu de 0,98666 para 0,98799, o acarretou em uma redução da severidade para 31,31 sist-min. Já se aumentar o tempo de reparo em 10%, o p diminui para 0,98532, levando a uma severidade de 46,91 sist-min.. Para atingir o grau 3, deixando de atender os requisitos propostos, seria necessário um aumento de 60,2% no tempo de reparo (1875h), conforme pode ser visto na Figura 10. Para atingir o grau 4, seria necessário um incremento no tempo de reparo de 420%, ou seja, o tempo deveria passar de 1169h para 6078h, levando a severidade para 1006 sist-min.

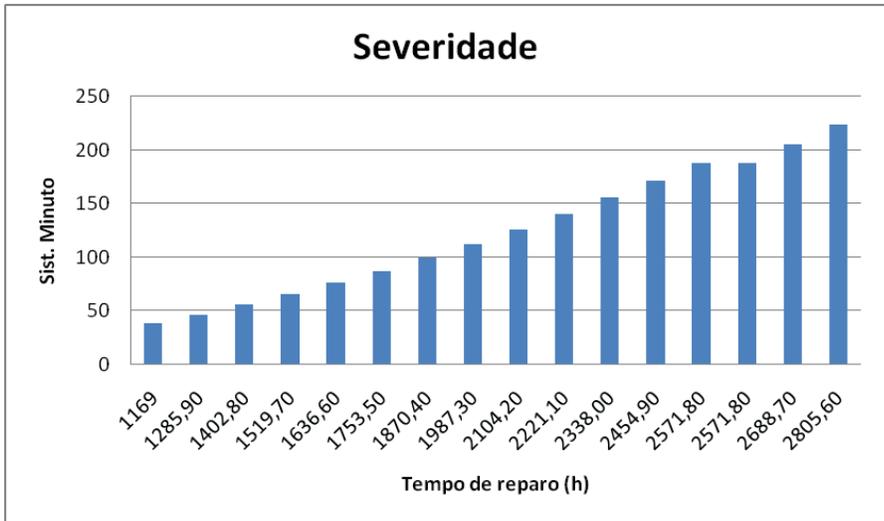


Figura 10: Variação da Severidade do em função do aumento do tempo de reparo.

Portanto, o mais importante para a análise de confiabilidade é a variação do tempo gasto em reparo dos equipamentos.

#### 4) Variação da quantidade de geradores

A quantidade de geradores disponíveis no parque tem influência direta nos indicadores de LOLP, LOLE, EENS e Severidade. Sabendo que, nas melhores condições, o número mínimo de aerogeradores de 3,5 MW demandados para atender a carga de 15MW são 5 unidades, variou-se a quantidade de 5 até 25 unidades, de modo a obter a variação dos indicadores. A Tabela II mostra os indicadores obtidos em cada caso.

Qtd. de Aerogeradores	LOLP (%)	LOLE (h/ano)	EPNS (MW)	EENS (MWh/ano)	Severidade
5	57,94%	1442,233	4,538824	11125,26	44501,02566
6	55,14%	1331,674	3,758753	9222,615	36890,46111
7	55,03%	1327,248	3,008241	7436,435	29745,7406
8	31,01%	764,7773	2,691081	6667,017	26668,06952
9	28,45%	704,7401	2,4854	6158,741	24634,96557
10	28,29%	701,1349	2,289463	5673,286	22693,14386
11	28,29%	700,9746	2,094068	5189,1	20756,39912
12	28,29%	700,9687	1,898696	4704,968	18819,87123
13	28,29%	700,9685	1,703324	4220,838	16883,35109
14	28,29%	700,9685	1,507953	3736,708	14946,8312
15	28,29%	700,9685	1,312582	3252,578	13010,31131
16	28,29%	700,9685	1,117211	2768,448	11073,79143
17	28,29%	700,9685	0,921839	2284,318	9137,271544
18	28,29%	700,9685	0,726468	1800,188	7200,751659

19	28,29%	700,9685	0,531097	1316,058	5264,231774
20	28,29%	700,9685	0,335726	831,928	3327,711889
21	28,29%	700,9685	0,140354	347,798	1391,192004
22	7,24%	179,368	0,02918	72,30823	289,2329077
23	1,06%	26,23419	0,003906	9,679684	38,7187377
24	0,11%	2,733573	0,000388	0,96106	3,844238222
25	0,01%	0,224694	3,09E-05	0,076645	0,306581786

Tabela II: Indicadores de confiabilidade em função da quantidade de aerogeradores.

Em termos de Severidade do Sistema, verificou-se que esta é fortemente dependente da quantidade de aerogeradores. Perdendo uma unidade a severidade atinge grau 3 e com o acréscimo de uma unidade passa para o grau 1 e, com a adição de 2 aerogeradores, alcança o grau 0. Os demais indicadores também têm queda acentuada com o aumento de aerogeradores no parque.

### C. Resumo dos casos

Das variáveis analisadas, foi observado que as que mais influenciam na variação do grau de severidade do sistema são a quantidade de máquinas e o aumento de carga. O tempo de reparo e a variação da velocidade média do vento têm menores influências nos graus de severidade. Para atingir o grau 3 seria necessário um aumento de 60% no tempo de reparo e uma redução de 48% na velocidade média dos ventos. A Tabela III apresenta os valores de severidade e o respectivo grau do caso base e das principais análises de sensibilidades que foram feitas e discutidas anteriormente.

Caso/Sensibilidade	Severidade (Sist-min)
Caso Base	38,71 - Grau 2
Redução de carga de 1 MW	0,5075 - Grau 0
Aumento de carga de 1 MW	494,88 - Grau 3
Aumento de carga de 5 MW	8653,14 - Grau 4
Redução da velocidade do vento em 30%	68,92 - Grau 2
Aumento da velocidade do vento em 30%	24,62 - Grau 2
Aumento de 140% no tempo de reparo	224 - Grau 3
Redução de 40% no tempo de reparo	8,79 - Grau 1
Redução de 80% no tempo de reparo	0,963 - Grau 0
Aumento de 1 aerogerador	3,84 - Grau 1
Aumento de 2 aerogeradores	0,3065 - Grau 0
Redução de 1 aerogerador	289,23 - Grau 3
Redução de 2 aerogerador2	1391,2 - Grau 4

Tabela III: Resumo das severidades dos principais casos.

## 6 | CONCLUSÕES

O trabalho apresentou um projeto de um parque eólico com base em análises de confiabilidade e severidade do sistema diante de uma demanda de 15 MW a ser atendida. O objetivo era enquadrar o sistema no grau 2 de severidade empregando aerogeradores de 3,5 MW, com uma estatística de 30 falhas e 1169 horas em reparo em dez anos. Com essas informações verificou-se a probabilidade de sucesso do equipamento. Ainda, verificou-se a potência gerada de acordo com a curva de vento da área de interesse.

O objetivo foi atingido empregando 23 aerogeradores, obtendo uma severidade de 38,71 sistema-minuto. Contudo, a partir das análises de sensibilidade, percebe-se que o sistema está saturado, pois se a carga sofrer um leve aumento, o parque já subirá de grau de severidade. O mesmo acontece se houver a perda de uma única unidade geradora ou se aumentar muito o tempo de reparo das falhas. Sendo assim, para continuar com grau 2 de severidade diante dessas situações, é recomendada a realização de uma análise econômica e de projeção de aumento de carga, viabilizando talvez a instalação de mais máquinas.

O estudo possibilitou avaliar que a confiabilidade é uma característica extremamente importante para o equipamento isolado e para o SEP em geral. O projeto de uma nova usina geradora a partir de fontes renováveis é extremamente delicado. Demanda-se da análise histórica da fonte a ser utilizada, dos dados de falhas dos equipamentos, do conhecimento da carga a ser atendida e suas oscilações, bem como da análise conjunta de aspectos financeiros e técnicos para garantir o suprimento energético dentro do planejado.

## REFERÊNCIAS

[1] A. A. Bonato, “Sistema inteligente para previsão de carga multinodal em sistemas elétricos de potência.” Tese de doutorado (Unesp), Ilha Solteira - SP, 2010.

[2] Aneel. (2019) Banco de Informação da Geração (BIG). [Online]. <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm>

[3] R., Allan, R. N. Billinton, *Reability Evaluation of Power Systems*, 2nd ed. Nova York: Plenum Press, 1996.

[4] C.C.B Camargo, *Confiabilidade Aplicada a Sistemas de Potência*.: LTC/Eletrabras/FEESC., 1981.

[5] Mauricio Sperandio, “Notas de Aula em Confiabilidade,” UFSM, Santa Maria RS, 2019.

[6] Operador Nacional do Sistema. (2019) Submódulo 20.1 – Glossário. [Online]. [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br) › Submódulo 20.1 › Submódulo 20.1\_Rev\_1.0.pdf

[7] Operador Nacional do Sistema. (2019, outubro) Submódulo 22.3 – Análise de Perturbação. [Online]. [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br) › Submódulo 22.3 › Submodulo 22.3\_Rev\_1.0.pdf

[8] W. Sales, "Planejamento de Sistemas de Geração com Elevada Penetração de Energia Eólica," Dissertação de Mestrado (Unifei), Itajubá, 2015.

[9] J. F. M. Pessanha., "Sistema de Inferência Neuro-Fuzzy Adaptativo - ANFIS.," PUC - Rio, Rio de Janeiro, 2002.