

# PROJETO DE UM PARQUE EÓLICO COM BASE EM ANÁLISES DE INDICADORES DE CONFIABILIDADE E SEVERIDADE

L. H. Medeiros, G. M. Lazari, N. D. Barth, R. Biazzi, M. Sperandio  
CEESP – Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência  
Universidade Federal de Santa Maria  
Santa Maria, Brasil  
leohm.29@gmail.com

**Resumo**— Com o aumento do consumo e demanda de energia elétrica de maneira geral, os Sistemas Elétricos de Potência (SEP) sofrem algumas mudanças, como o surgimento de novas usinas de geração a partir de fontes renováveis: solar e eólica, principalmente. O uso dessas fontes vem crescendo, tanto em centrais de micro e mini geração, como em grandes parques. Contudo, 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 traz o projeto de um Parque Eólico para atender uma carga de 15 MW em uma situação hipotética, baseado em análises de confiabilidade e severidade baseadas em 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 utilizadas para verificar os indicadores.

**Palavras-chave**— Confiabilidade, COPT, Parque Eólico, Severidade, Sistema Elétrico de Potência.

## I. INTRODUÇÃO

O consumo e a demanda de energia elétrica vêm crescendo do ponto de vista da inserção de novas cargas e aumento das já existentes, e a estrutura dos Sistemas Elétricos de Potência (SEP) deve suportar tais mudanças. 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. Essas novas usinas geradoras podem atender as cargas sem que haja sobrecarga das geradoras já existentes.

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 é necessária para verificar o grau de confiabilidade entre a geração e a demanda requisitada [1-3].

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.

## II. 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 [1,2].

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 [1,2]. A Fig. 1 ilustra essa relação, em que fica evidente que a confiabilidade só será maior com um maior investimento e a redução das interrupções.

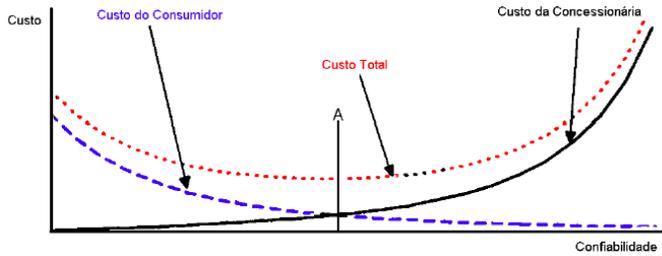


Fig. 1 – Relação entre custos e confiabilidade.

Uma técnica muito importante, que faz uma análise quantitativa e pode ser aplicada a sistemas, é a chamada 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 [1,2].

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 pode estar ou em operação e devido à uma falha foi para reparo, ou estava sendo reparado e voltou à operação. A Fig. 2 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).

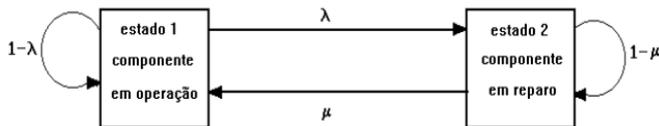


Fig. 2 – Exemplo de cadeia de Markov.

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

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

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 de quantas máquinas estarão em operação e a consequente energia gerada no momento. A partir disso são calculados alguns indicadores: *LOLP*, *LOLE*, *EPNS*, *EENS* e Severidade [4-8]. 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,  $LOLE = LOLP \cdot 365$ .

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

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).

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

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).

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

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.

TABELA I. Graus de severidade	
Grau de Severidade	Sistema-Minuto (SM)
Grau 0	SM<1
Grau 1	1<SM<10
Grau 2	10<SM<100
Grau 3	100<SM<1000
Grau 4	1000<SM

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.

### III. GERAÇÃO EÓLICA

Atualmente, 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 100 m e potência de 10 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 [3,6].

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.

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 [3,6].

### IV. 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.

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, foram considerados três níveis de geração, de acordo com (10), e os parâmetros *a* e *b*. Com isso, foi possível cruzar a probabilidade de sucesso dos aerogeradores com a probabilidade do nível de geração a partir do vento.

$$\begin{aligned} v < a; P &= 20\% \\ a \leq v < b; P &= 60\% \\ v \geq b; P &= 100\% \end{aligned} \quad (10)$$

O presente trabalho utilizou um aerogerador cuja potência é de 2 MW, e admitiu que a velocidade do vento é a mesma para todas unidades geradoras alocadas no parque. Os parâmetros *a* e *b* são 6 e 9,7 m/s, respectivamente. Ou seja, com ventos de até 6 m/s, o parque gerará 20% da sua potência nominal. Com ventos entre 6 e 9,7 m/s, gerará 60%, e com ventos acima de 9,7 m/s, 100% da sua potência nominal.

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 verificado a probabilidade de ocorrência de cada patamar de geração. 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 Fig. 3 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 24,66 % do tempo o vento está abaixo de 6 m/s, portanto cada unidade estaria gerando 20% da sua potência nominal. De maneira análoga, o vento está entre 6 e 9,7 m/s 28,36 % do tempo, fazendo as unidades gerarem 60%, e acima de 9,7 m/s por 46,98 %, levando a uma geração de 100%.

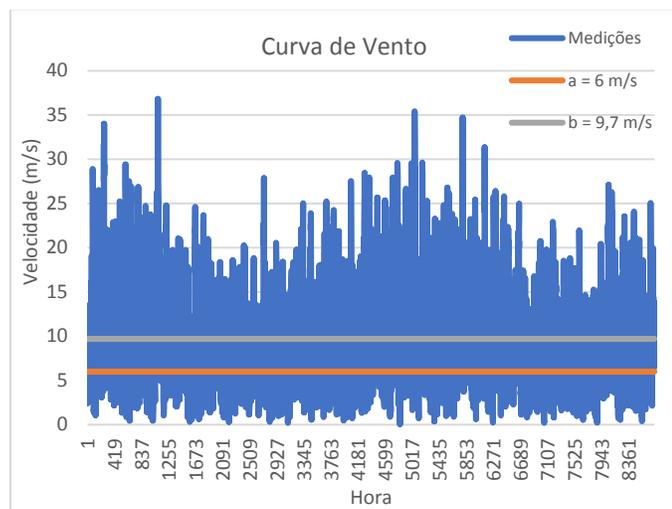


Fig. 3 – Curva de vento da área de interesse.

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 20 falhas em um período de dez anos, estando 1.535 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, calculou-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  $p = 0,982477$ .

Com essas informações, foram montadas as *COPTs*. Como foram considerados três níveis de geração, foi construída uma *COPT* para cada nível. 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*. Inicialmente foram alocadas 10 aerogeradores, mas a severidade alcançada foi apenas de grau 4, configurando um sistema muito ruim. Após vários incrementos, verificou-se que, para chegar a um grau 2 de severidade ( $10 \leq S$

$< 100$ ), foi preciso alocar 40 aerogeradores no parque. O resultado disso foi uma severidade de  $S = 77,28$  Sist. Minuto.

## V. 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 2 MW deve conter pelo menos 40 máquinas, cuja confiabilidade é de 0,982477. A severidade resultante foi de 77,28 sist.-min., enquadrando o parque no grau 2, como requisitado. Isso significa que uma perturbação deveria durar 77 minutos e acumularia uma energia não suprida igual a 19,32 MW, 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 0,0081, levando a uma expectativa de perda de carga, *LOLE*, de 2,96 dias por ano. O sistema ficou com uma expectativa de potência não suprida, *EPNS*, igual a 0,0022 MW, levando a uma expectativa de energia não suprida, *EENS*, de 19,32 MWh/ano.

Analisando o sistema de maneira separada pelos níveis de geração estipulados, a pior situação é ao gerar apenas 20% da sua potência nominal com ventos abaixo de 6 m/s. Se operasse o tempo todo nesse nível, o sistema poderia perder somente 2 unidades geradoras para ter condições de atender a demanda. Nesse caso a *LOLE* foi de aproximadamente 12 dias por ano, e a *EENS* de aproximadamente 78 MWh. Além disso, a severidade ficou enquadrada em grau 3, com 313,41 sist.-min. De maneira análoga, o melhor caso seria operando com 100% da potência nominal, em que se poderia perder 32 unidades geradoras e ainda ter condições de atender a demanda. Com uma *LOLE* de 6,6E-49 dias/ano e uma *EENS* de 1,6E-47 MWh/ano, atingiu uma severidade de grau 0 com 6,38E-47 sist.-min.

Em uma análise de confiabilidade como a que foi feita, observa-se que uma única máquina possui grande importância para o sistema. Retirando uma unidade, a severidade sobe para 382,61, já colocando o parque como grau 3, não atendendo os requisitos especificados. Já adicionando uma máquina, 41 aerogeradores, obtém-se uma severidade de 12 sist.-min., atingindo quase 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 o resultado de 40 aerogeradores, verifica-se um fator de capacidade do parque de 5,33. Ou seja, o parque tem instalado 80 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 25% do tempo os aerogeradores estão em 20% da sua capacidade nominal, que é atingida em quase 47% 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 1% 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 1% ao ano durante 10 anos. A curva da severidade ao longo desse período pode ser observada na Fig. 4. Observa-se que logo no ano 1, quando a carga atinge 15,15 MW, a severidade já ultrapassa o limite do grau 2 e vai para grau 3, com aproximadamente 118 sist.-min. Na metade da análise, no ano 5, a carga atinge 15,76 MW e a severidade vai para grau 4, com cerca de 1326 sist.-min. Portanto, o parque eólico com 40 unidades geradoras conforme projetado, está saturado em relação a um aumento de carga. Para atender uma demanda maior que 15 MW e manter o nível de confiabilidade e severidade, deve-se alterar as características ou o número das máquinas.

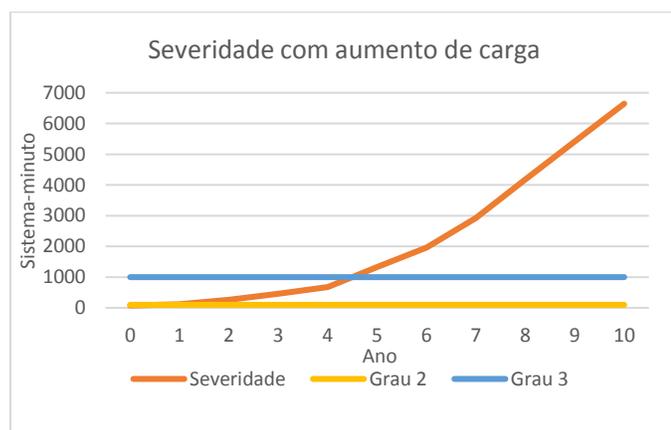


Fig. 4 – Severidade ao longo dos anos com aumento de carga.

#### 2) Variação da velocidade do vento

Quanto ao vento, diminuiu-se a velocidade das medições até o ponto em que o sistema projetado com 40 unidades geradoras saísse do grau 2 de severidade e entrasse para grau 3. Observou-se que com uma redução de até 13,5%, 86,5% da velocidade de projeto, o sistema permanece com grau 2 de severidade, aproximadamente 99,46 sist.-min, tendo uma distribuição de tempo quase que igualmente entre os níveis de geração: 31,8% do tempo para 30% da potência nominal, 32,1% para 60% da

potência e 36,1% para potência nominal. Para reduções maiores que essa, o sistema irá para grau 3 de severidade. A Fig. 5 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 em torno de 85% da velocidade média para a qual o parque foi projetado, como dito anteriormente.

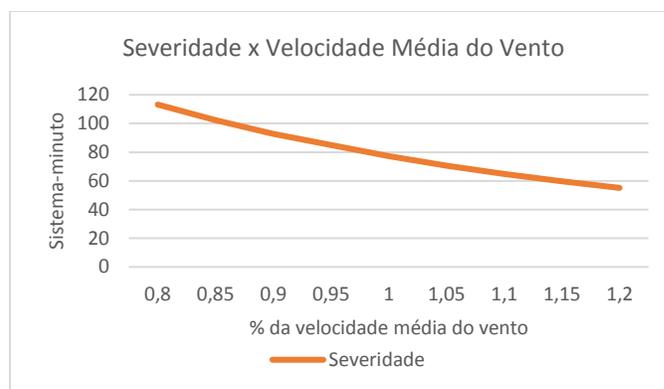


Fig. 5 – Variação da severidade em função da velocidade média do vento.

Para um aumento de mesma proporção, a severidade diminuiu para aproximadamente 61 sist.-min., permanecendo em grau 2. Para atingir grau 1, os ventos deveriam ter uma velocidade média maior que o dobro da atual, aproximadamente 2,7 vezes, levando para uma severidade de em torno de 10 sist.-min.

#### 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. Dobrando o número de falhas para 40 e mantendo o tempo de reparo em 1535 horas, a probabilidade de sucesso permaneceu 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 20 falhas, mas com um tempo de reparo 10% menor, o  $p$  subiu de 0,98247 para 0,98422, o acarretou em uma redução da severidade para 57,36 sist.-min. Já se aumentar o tempo de reparo em 10%, o  $p$  diminuiu para 0,98072, levando a uma severidade de 101 sist.-min., ou seja, foi para grau 3, deixando de atender os requisitos propostos. Portanto, o mais importante para a análise de confiabilidade é a variação do tempo gasto em reparo dos equipamentos.

### C. Resumo dos casos

A TABELA II apresenta os valores de severidade e o respectivo grau do caso base e das principais análises de sensibilidades que foram feitas e discutidas anteriormente.

TABELA II. Resumo das severidades dos principais casos

Caso/Sensibilidade	Severidade (sist.-min)
Base	77,28 – Grau 2
Aumento de carga ano 1	118,66 – Grau 3
Aumento de carga ano 5	1326,08 – Grau 4
Aumento de carga ano 10	6646,05 – Grau 4
Vento 13,5% abaixo	99,46 – Grau 2
Vento 13,5% acima	61 – Grau 2
Tempo de reparo 10% menor	57,36 – Grau 2
Tempo de reparo 10% maior	101 – Grau 3

## VI. 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 2 MW, com uma estatística de 20 falhas e 1535 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 40 aerogeradores, obtendo uma severidade de 77 sistema-minuto. Contudo, a partir das análises de sensibilidade, percebe-se que o sistema está saturado. Uma vez que 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 necessária uma análise econômica em conjunto, viabilizando, talvez a instalação de mais máquinas.

A partir do projeto realizado foi possível perceber que, além da confiabilidade ser uma característica extremamente importante tanto para o equipamento isolado quanto para o SEP inteiro, projetar uma nova usina geradora a partir de fontes renováveis é extremamente delicado. A fonte de energia que será empregada deve ser analisada precisamente devido suas oscilações que refletem na potência de saída da usina.

## AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao INCT-GD e aos órgãos financiadores (CNPq processos 132899/2018-3 e 465640/2014-1, CAPES processo 23038.000776/2017-54 e FAPERGS 17/2551-0000517-1).

## REFERÊNCIAS

- [1] BILLINTON, R., ALLAN, R. N. "Reability Evaluation of Power Systems", 2ª Ed., New York: Plenum Press, 1996.
- [2] CAMARGO, C. B. "Confiabilidade Aplicada a Sistemas de Potência Elétrica", LTC/Eletróbrás/FEESC, 1981.
- [3] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Resenha Energética Brasileira 2017.
- [4] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. Submódulo 20.1 – Glossário de Termos Técnicos. <http://www.ons.org.br/>
- [5] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. Submódulo 22.3 – Análise de Perturbação. <http://www.ons.org.br/>
- [6] SALES, W. "Planejamento de Sistemas de Geração com Elevada Penetração de Energia Eólica", Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, UNIFEI, Itajubá, Minas Gerais, Brasil.
- [7] Análise da Confiabilidade em Sistemas de Potência. PUC- Rio. Certificação Digital Nº 0024856/CB.
- [8] Análise de Confiabilidade em Sistemas de Potência. PUC- Rio. Certificação Digital Nº 0220861/CA.