



**XXIV SNPTEE  
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

CB/GET/28

22 a 25 de outubro de 2017  
Curitiba - PR

**GRUPO - 14**

**GRUPO DE ESTUDO DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA - GET**

**A INFLUÊNCIA, SOB O ASPECTO DE CURTO-CIRCUITO, DE GERADORES EÓLICOS NO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA**

**Eloi Rufato Junior(\*)  
UTFPR/COPEL REN**

**Lucas Marino Bianchessi Sganzerla  
UTFPR**

**Willian da Veiga  
UTFPR**

**RESUMO**

Com o aumento da geração eólica, o estudo técnico referente ao comportamento do sistema eólico frente a perturbações é cada vez mais necessário, uma vez que o Operador Nacional do Sistema define diretrizes e requisitos mínimos de operação e de transmissão da energia no Sistema Interligado Nacional. Diante disso, o presente trabalho apresenta um estudo da contribuição de aerogeradores nas correntes de curtos-circuitos, que podem ocorrer nas centrais de geração eólica, sendo elaborada a modelação de uma central de geração eólica, implementada em simulações na ferramenta computacional *Simulink*, sob condições de falta.

**PALAVRAS-CHAVE**

Energia eólica, gerador eólico, curto-circuito, eficiência energética.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

O número de parques eólicos no Brasil tem aumentado significativamente nas últimas décadas, bem como sua capacidade instalada. Isso se deve ao crescente valor dos preços da geração de energia por fontes não renováveis e por fontes hídricas, utilizadas em grande escala em todo o mundo. Por isso é constante o investimento em fontes alternativas de energia para diversificar a matriz energética brasileira. Parte dessa energia é gerada a partir de aerogeradores, convertendo a força dos ventos em energia elétrica sob forma de força eletromotriz.

Com o aumento da capacidade instalada e o grande potencial eólico que o Brasil possui, faz-se cada vez mais necessário o estudo e o aprimoramento dos conhecimentos sobre aerogeradores, e como eles se comportam quando são conectados ao Sistema Elétrico de Potência – SEP – e no momento da ocorrência de defeitos, como o curto-circuito, nas redes e linhas de transmissão que interligam os aerogeradores ao SEP.

A participação da geração de energia eólica no Brasil ainda é pequena comparada à geração hidroelétrica e as gerações por fontes não renováveis. Segundo a ANEEL, em 2003, eram apenas 6 centrais eólicas operando no Brasil, totalizando cerca de 22.075 kW (quilowatt) de capacidade instalada, e mais 92 empreendimentos eólicos autorizados a iniciarem suas construções, podendo agregar ao setor mais 6.500 MW (megawatt).

A ampliação da capacidade de gerar energia elétrica, a partir da fonte eólica no Brasil, foi iniciada em 2002, com a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), que estimulou o desenvolvimento de fontes alternativas de energias destinadas a diversificar a matriz energética do país, 3.300 MW de capacidade distribuída entre as fontes contempladas, 1.423 MW foram de projetos de geração eólica elétrica. Foi registrada a existência de 51 parques eólicos, totalizando 926 MW de potência instalada, correspondentes a 40 projetos deste programa até 2010 (NEVES, 2014 apud Renergy, 2010). Com o PROINFA, a geração eólica continua recebendo incentivos através de mecanismos de contratação regulada habilitados pelo MME (Ministério de Minas e Energia), para a contratação de energia elétrica através de leilões (Leilão de Energia de Reserva - LER

2009, Leilão de Energia de Fontes Alternativas - LFA 2010, LER 2010 e 2011, e LFA 2012), que permitiria aumentar até 5.300 MW de potência eólica instalada, para o horizonte de 2013, e 8.802,1 MW até 2017, ver Figura 1.

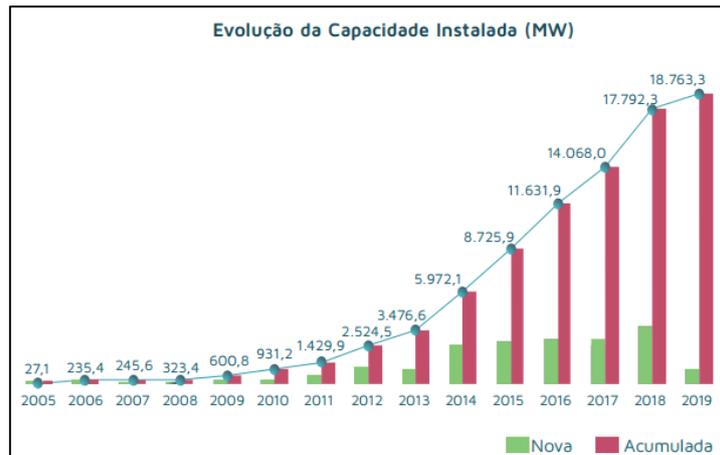


FIGURA 1 – Evolução da capacidade eólica instalada no Brasil. ABEEólica (2015).

Com esse aumento significativo na última década da capacidade instalada de parques eólicos e a previsão da expansão desta capacidade, torna-se importante o estudo elétrico de plantas eólicas, mais especificamente, aqueles relacionados as contribuições dos aerogeradores nos frequentes curtos-circuitos que ocorrem no SEP, colaborando, assim, com a engenharia de proteção de centrais de geração eólica.

## 2.0 - DISCUSSÃO E RESULTADOS

A Figura 2 mostra a central de geração eólica (CGE) na qual este estudo é baseado, esta central é composta por 11 unidades geradoras de 2,7 MW e tensão de saída igual a 1.000 V, totalizando 29,7 MW de capacidade instalada e 16,0 MW de garantia física de energia. Ela alimenta a subestação 2 (SE2), a qual recebe energia elétrica de mais 5 centrais geradoras.

Para cada aerogerador há um transformador trifásico elevador de 1.000/34.500 V, com ligação estrela aterrada no lado de 1.000 V e triângulo no lado de 34,5 kV, com potência de 4 MVA. As unidades geradoras SH-01 a SH-05 e SH-06 a SH-11, estão agrupadas ao fim de linhas de 1.100 m e 110 m, respectivamente. Na SE2 é realizado a elevação da tensão de 34,5 kV para 138 kV, através de um transformador trifásico de três enrolamentos, com ligações estrela aterrada nos lados de 138 e 34,5 kV e delta no enrolamento terciário (compensação de harmônicos), com potência de 80 MVA, visto a subestação ser alimentada por mais CGEs.

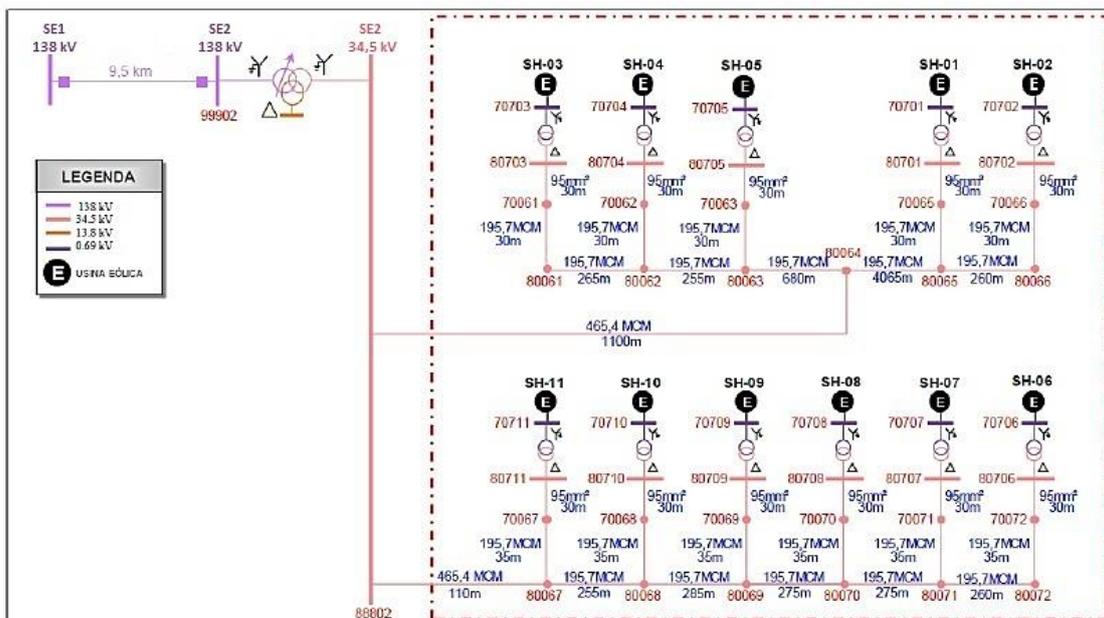


FIGURA 2 – Estrutura da central de geração eólica em estudo. Autoria própria.

Para o caso em estudo considerou-se os aerogeradores do tipo gaiola de esquilo e duplamente alimentado, muito utilizados em sistemas de aerogeração, apresentados a seguir.

- Gerador de indução em gaiola de esquilo (GIGE): Consiste em um gerador assíncrono de velocidade fixa, conectado diretamente a rede por meio de um soft-starter, utilizado para diminuir a corrente de magnetização da máquina durante a partida. Para compatibilizar a baixa velocidade de rotação do eixo das pás com a velocidade exigida pelo rotor do gerador, utiliza-se uma caixa de engrenagens designada a multiplicar o valor da rotação da turbina. Neste tipo de aerogerador emprega-se também um banco de capacitores na saída do enrolamento do estator, destinados a controlar o consumo de potência reativa da rede, ver Figura 3.

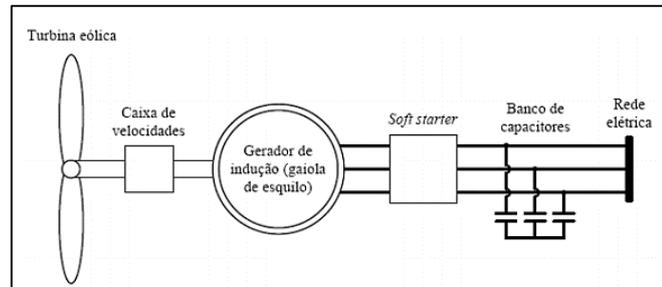


FIGURA 3 – Gerador de indução em gaiola de esquilo. Carvalho (2006).

- Gerador de indução duplamente alimentado (GIDA): Consiste em um gerador de indução de velocidade variável, esta configuração em velocidade variável desagrega a velocidade de operação do gerador da frequência de operação da rede elétrica, ao qual a central esta conectada. Assim, o gerador pode ser controlado para adaptar a velocidade rotacional para a velocidade momentânea do vento, a fim de melhorar a eficiência da geração. Nessa tecnologia de indução duplamente alimentada faz-se o uso de conversores de potência, CA-CC-CA, entre o rotor e a rede elétrica, para conseguir um maior controle sobre as potência injetadas na rede, sendo que o estator destes geradores está conectado diretamente a rede, ver Figura 4. Durante a ocorrência de curtos-circuitos próximos ao gerador, elevadas correntes podem ser induzidas nos enrolamentos do rotor, devido a isso, é utilizado um tipo de proteção chamado crowbar, composto de resistências em série ligadas ao rotor.

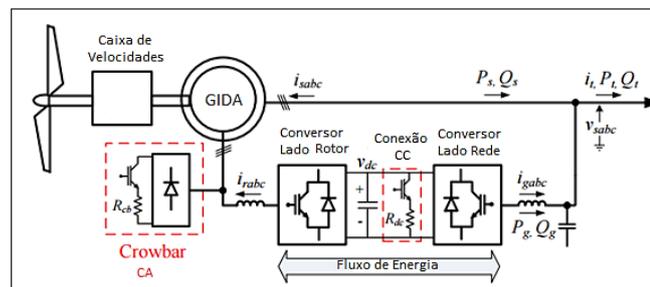


FIGURA 4 – Gerador de indução duplamente alimentado. Howard (2013).

## 2.1 Considerações

Para se realizar as análises de influências dos aerogeradores tipo GIGE e tipo GIDA, foram feitas as seguintes considerações para simplificação da implementação da CGE em estudo.

- os aerogeradores SH-01 a SH-11 estão agrupados ao fim das linhas de maior distância do barramento da SE2, isso é, ao fim de uma linha de 5,5 km estão agrupados os aerogeradores SH-01 a SH-05, os aerogeradores SH-06 a SH-11, por sua vez, estão agrupados ao fim de uma linha de 1,5 km;
- as impedâncias  $R1\%=0,098$ ,  $X1\%=0,2309$ ,  $R0\%=0,196$  e  $X0\%=1,1545$  foram adotadas para todas as linhas de 34,5 kV da simulação;
- as turbinas dos aerogeradores GIGE e GIDA fornecem potência nominal aos geradores com ventos de 10 m/s;
- foi realizado dois esquemas de simulação para a mesma CGE, um composto apenas por aerogeradores tipo GIGE e outro por aerogeradores tipo GIDA.

Quanto as condições de perturbação, foi considerada uma falta a 100 m do lado de 34,5 kV do transformador do aerogerador 7 (SH-07), realizando as simulações para as seguintes condições de falta:

- falta fase-terra, com resistência de aterramento de  $0,00001 \Omega / 40 \Omega / 100 \Omega / 1000 \Omega$ ;
- falta fase-fase-terra, com resistência de aterramento de  $0,00001 \Omega$

Para a simulação destas condições de falta optou-se por utilizar o SimPowerSystems, da ferramenta computacional *Simulink*, disponível na plataforma MatLab, ver Figura 5. O método de simulação adotado foi o modelo contínuo (tipo fasor), onde as tensões e correntes senoidais são substituídas por quantias fasoriais (numeros complexos), isso é, as tensões e correntes são exibidas com base nos seus valores de pico, na frequência nominal do sistema (60 Hz), devido as características da simulação.

## 2.2 Simulação com aerogeradores GIGE

Os aerogeradores de 2,7 MW usam geradores de indução com rotor em gaiola de esquilo. O enrolamento do estator é conectado diretamente a rede de 60 Hz e o rotor é movido por uma turbina eólica com ângulo de ataque variável. Este ângulo de ataque é controlado com o fim de limitar a potência de saída do gerador, ao seu valor nominal, para ventos superiores a velocidade nominal (10 m/s). Para gerar energia, a velocidade do GIGE tem que estar ligeiramente acima da velocidade síncrona. A velocidade varia entre 1 e 1,007 pu aproximadamente.

A potência reativa absorvida pelos GIGEs é parcialmente compensada pelo banco de capacitores conectados no barramento de saída em baixa tensão de cada aerogerador (1,465 Mvar). O resto de potência reativa requerida para manter a tensão no barramento B34 em, aproximadamente, 1 pu é provida pelo STATCOM de 3 Mvar.

Nesta simulação o sistema é observado durante 20 s. Inicialmente a velocidade do vento é ajustada em 9 m/s e então é elevada para 10 m/s no tempo  $t = 3$  s para os aerogeradores 1 e 6,  $t = 5$  s para os aerogeradores 2 e 7,  $t = 7$  s para os aerogeradores 3 e 8,  $t = 9$  s para os aerogeradores 4 e 9,  $t = 11$  s para os aerogeradores 5 e 10 e  $t = 13$  s para o aerogerador 11, visto que, ao se aplicar a velocidade de vento nominal, num mesmo instante de tempo sobre todos os geradores, o sistema perde a estabilidade com a potência ativa caindo para um valor próximo a zero e a potência reativa se elevando rapidamente.

A falta é aplicada pelo período de 9 ciclos (0,15 s) em  $t=15$  s. As curvas características de funcionamento da central de geração eólica, sem ocorrência de falta são apresentadas a seguir, ver Figuras 5 e 6.

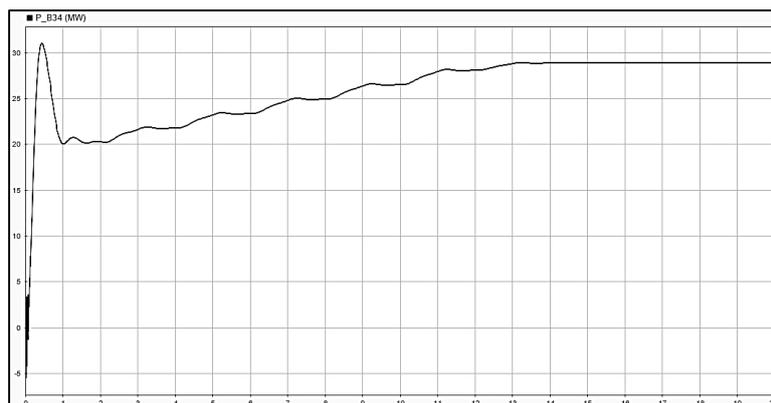


FIGURA 5 - Potência ativa no barramento B34 – GIGE

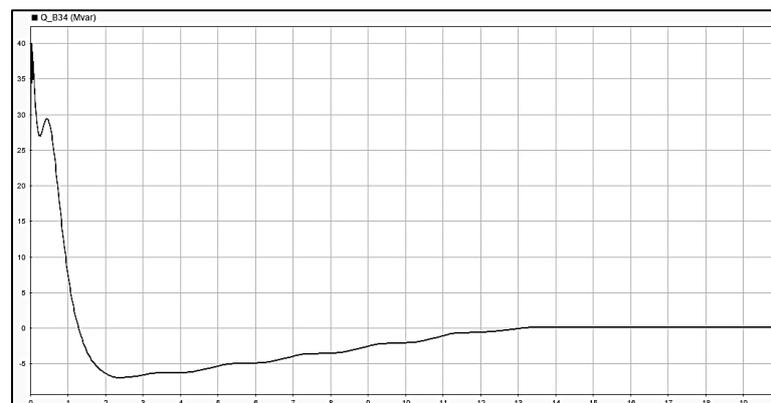


FIGURA 6 - Potência reativa no barramento B34 - GIGE

Observa-se o valor da potência ativa estabilizando em 28,71 MW a partir de  $t=13$  s, um valor muito próximo a capacidade de geração da CGE (29,7 MW), já a potência reativa assume um valor próximo a zero devido a compensação fornecida pelo banco de capacitores e pelo STATCOM. A corrente e tensão de sequência positiva possuem valores próximos a 1 pu. A corrente da linha do aerogerador 07 se estabilizou em 62 A.

Nessas condições foram realizadas as simulações com ocorrências de falta para o parque eólico composto de aerogeradores tipo GIGE. As análises serão realizadas observando a potência ativa (MW) e a potência reativa (Mvar) no barramento B34, as tensões de fase (V) e as correntes de falta (A) no ponto de curto.

Devido ao método de simulação adotado, o Simulink representa as ondas senoidais de tensão e corrente em função de seus valores de pico, gerando gráficos lineares. Desta maneira, a tensão de fase de uma linha de 34,5 kV será exposta graficamente com um valor constante de 28,169 kV (tensão de pico de uma fase). O comportamento do sistema no barramento de 34,5 kV, em situação de falta com resistência de aterramento 0,00001  $\Omega$ , está apresentado a seguir, ver Figuras 7 a 9.

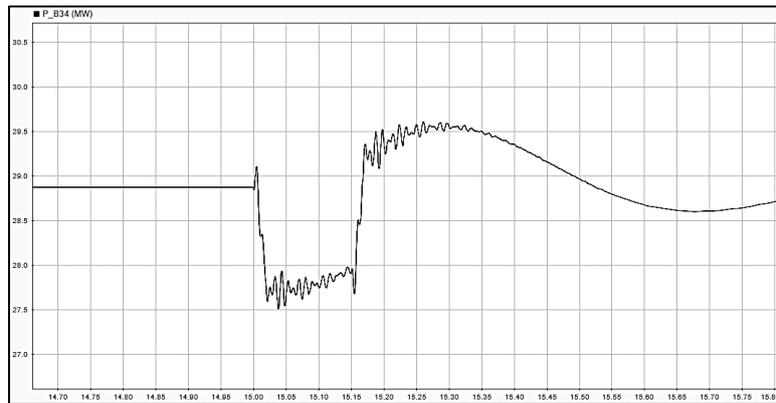


FIGURA 7 - Curva da potência ativa para falta fase-terra (0,00001 Ohm) GIGE

Nesse caso, de curto-circuito próximo ao real (resistência de aterramento igual a zero), observa-se na Figura 7 uma pequena queda na potência ativa, chegando a 27,5 MW, em um intervalo de tempo muito curto, cerca de 0,04 s. A potência ativa volta a estabilidade em t=16,5 s. A Figura 8 apresenta o aumento de aproximadamente 9,5 Mvar da potência reativa durante o curto.

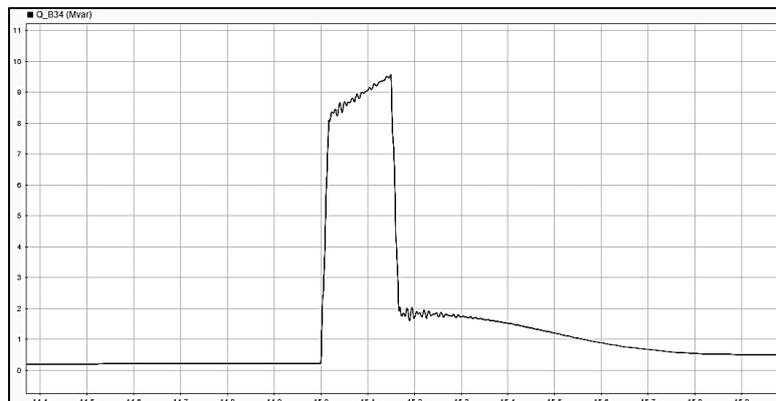


FIGURA 8 - Curva da potência reativa para falta fase-terra (0,00001 Ohm) GIGE

Para a fase A, onde ocorre a falta, a tensão cai a zero, enquanto que para as fases B e C há a elevação da tensão até aproximadamente 40 kV, em t=15,15 s. As tensões sofrem pequenas oscilações até estabilizarem em seus valores nominais no tempo de 15,4 s. A corrente de falta para este caso se eleva a um valor máximo de 900 A, ver Figura 9.

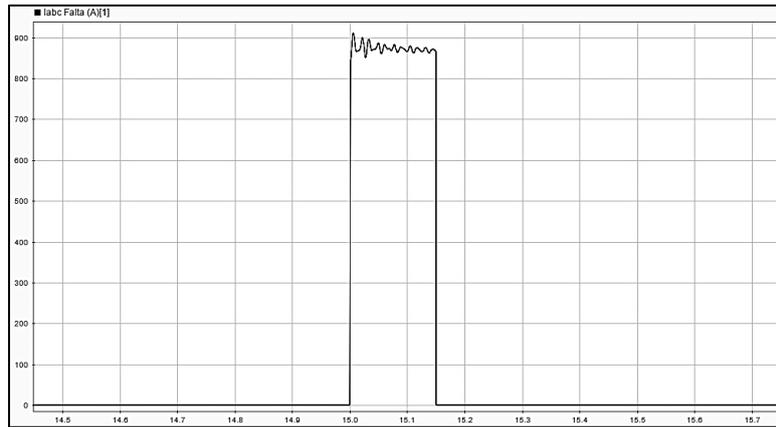


FIGURA 9 - Curva da corrente de falta para fase-terra (0,00001 Ohm) GIGE

### 2.3 Simulação com aerogeradores GIDA

A tecnologia do GIDA permite extrair a máxima energia do vento para baixas velocidades de vento otimizando a velocidade da turbina, enquanto minimiza o estresse mecânico durante rajadas de vento. A velocidade da turbina otimizada, que produz a energia mecânica máxima para uma determinada velocidade de vento, é proporcional a velocidade do vento e regida por uma curva que determina o funcionamento do aerogerador, uma vez que o GIDA é controlado para segui-la.

A falta é aplicada no GIDA pelo mesmo período do GIGE de 9 ciclos (0,15 s) em  $t=15$  s. As curvas características de funcionamento da central de geração eólica, sem ocorrência de falta são apresentadas a seguir, ver Figuras 10 e 11.

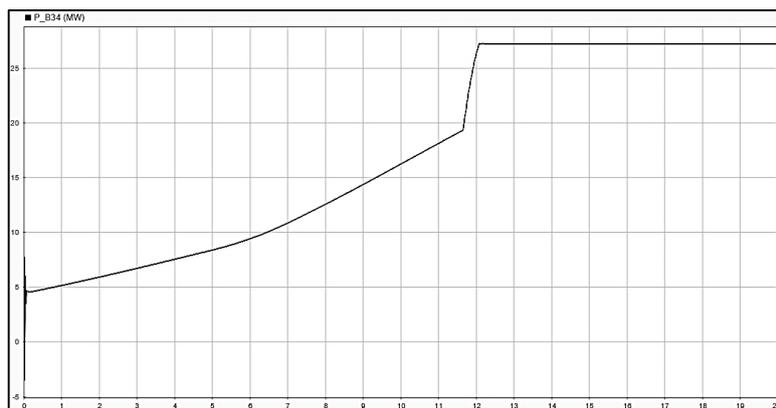


FIGURA 10 - Potência ativa no barramento B34 - GIDA

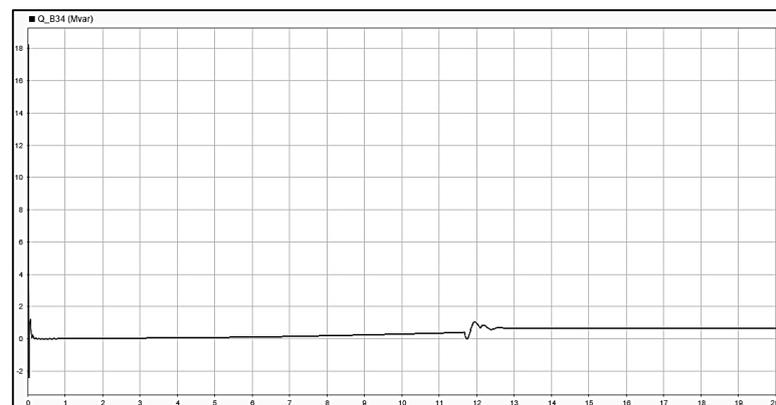


FIGURA 11 - Potência reativa no barramento B34 - GIDA

Neste caso é o valor da potência ativa se estabiliza em 27,20 MW a partir de  $t=12,5$  s, um valor um pouco menor do que o observado na simulação para o GIGE, devido a carga resistiva de 150 kW colocada na saída de cada aerogerador. Nesta CGE não foi necessário o uso de um banco de capacitores para cada aerogerador, também

não foi utilizado o STATCOM para realizar a regulação de tensão na linha de 34,5 kV. A corrente de sequência positiva se estabiliza em 0,91 pu.

O comportamento do sistema GIDA no barramento de 34,5 kV, em situação de falta com resistência de aterramento 0,00001  $\Omega$ , está apresentado nas curvas a seguir, ver Figuras 12 a 14.

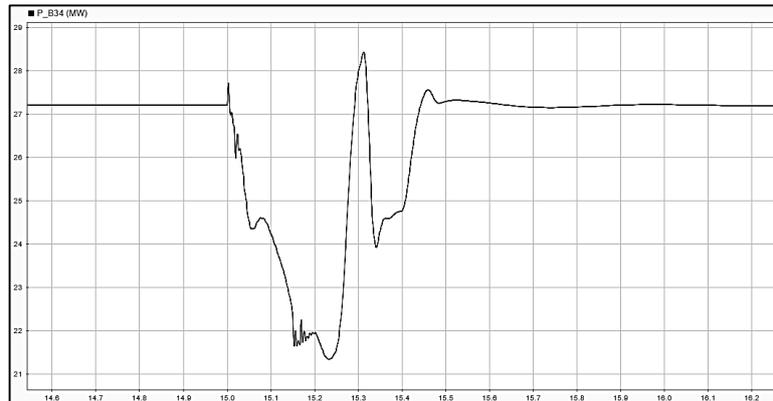


FIGURA 12 - Curva da potência ativa para falta fase-terra (0,00001 Ohm) GIDA

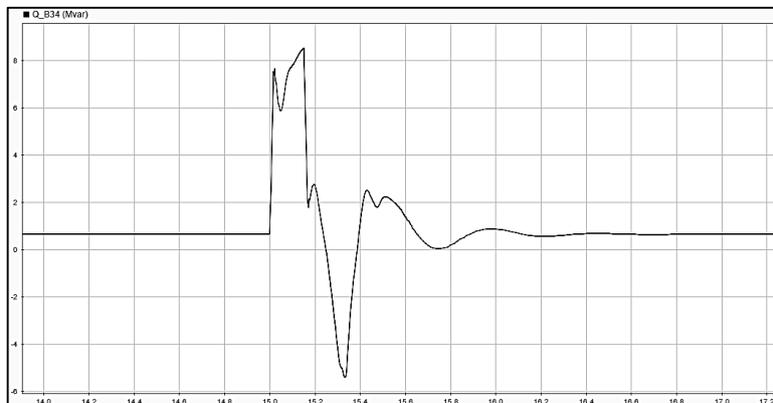


FIGURA 13 - Curva da potência reativa para falta fase-terra (0,00001 Ohm) GIDA

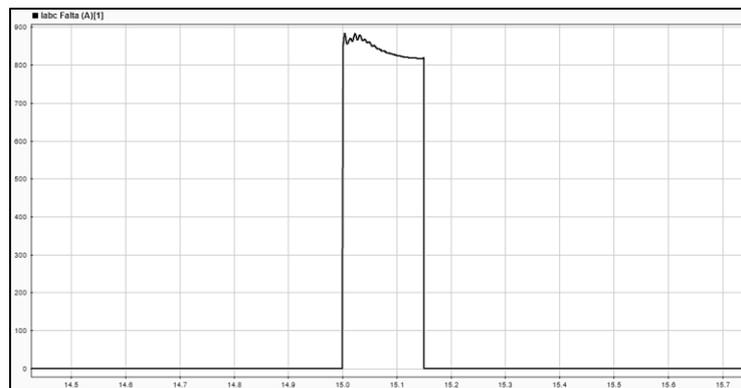


FIGURA 14 - Curva da corrente de falta para fase-terra (0,00001 Ohm) GIDA

Assim como no GIGE, a potência ativa para o curto-circuito com resistência de aterramento próxima a zero mostra as maiores distorções dentre os curtos realizados. Porém, verifica-se também a mudança de comportamento das potências ativa e reativa, ver Figuras 12 e 13, em relação ao comportamento exibido na simulação para o tipo GIGE. Devido ao sistema controle presente no tipo GIDA, a queda da potência ativa ocorre mais lentamente, não caindo abruptamente como no caso do GIGE, ainda assim, apresenta uma maior queda de potência ativa ao final do curto, em  $t=15,15$  s, do que a exibida na simulação para o tipo GIGE.

Para a simulação com o GIGE, a potência ativa oscila com uma variação de 0,5 MW até  $t=16,5$  s, ver Figura 7. Já com o GIDA, a potência ativa cai mais 0,5 MW depois do fim da falta e, em  $t=15,32$  s, tem um pico de 28,4 MW, voltando a cair para se estabilizar após  $t=15,6$  s. A potência reativa tem um comportamento semelhante, após o fim

do curto a potência reativa cai a -5 Mvar, em  $t=15,3$  s, se elevando a um valor máximo de 2,2 Mvar, para então se estabilizar em  $t=16,4$  s.

### 2.3 Resultados

Em sequência temos a comparação para todos os casos de curtos simulados, ver tabela 1 e 2.

Tabela 1 – Tabela comparativa dos valores de corrente de curto-circuito do GIGE e do GIDA

EM REGIME I = 62 A	Valores de Corrente em A		Variação %	
	GIGE	GIDA	GIGE	GIDA
Curto Monofásico 0,0001 $\Omega$	910	892	1367,74	1338,71
40 $\Omega$	552	550	790,32	787,10
100 $\Omega$	270	268	335,48	332,26
1000 $\Omega$	28,5	28	-54,03	-54,84
Curto Bifásico 0,0001 $\Omega$	1980	1810	3093,55	2819,35

Tabela 2 – Tabela comparativa dos valores de tensão de curto-circuito do GIGE e do GIDA

	EM REGIME V = 28,169 kV	Valores de Tensão em kV			Variação %	
		Fase A	Fase B	Fase C	Fase B	Fase C
GIGE	Curto Monofásico 0,0001 $\Omega$	0	39,7	39,4	40,94	39,87
	40 $\Omega$	0	42,5	47,5	50,88	68,63
	100 $\Omega$	0	46,2	50	64,01	77,50
	1000 $\Omega$	0	49	49,1	73,95	74,31
	Curto Bifásico 0,0001 $\Omega$	0	0	38,8	---	37,74
GIDA	Curto Monofásico 0,0001 $\Omega$	0	39,5	39,5	40,23	40,23
	40 $\Omega$	0	41,7	47,5	48,04	68,63
	100 $\Omega$	0	46,1	50	63,66	77,50
	1000 $\Omega$	0	49	49,1	73,95	74,31
	Curto Bifásico 0,0001 $\Omega$	0	0	44,7	---	58,69

A partir destas tabelas podemos estabelecer algumas considerações sobre os sistemas, como:

- tanto para a simulação da CGE com geradores tipo GIGE quanto para a CGE com geradores tipo GIDA, funcionando em regime, a tensão e a corrente no barramento de 34,5 kV, tem seu valor próximo de 1 pu. Ambas as simulações chegam a aproximadamente 29,7 MW de potência ativa e 0 Mvar de potência reativa, quanto ao GIDA, devido a carga colocada na saída de cada aerogerador, a potência ativa se mantém em 27,2 MW. A corrente nas linhas onde foram aplicadas as faltas eram de aproximadamente 60 A para os dois tipos de aerogeradores.
- a CGE composta de aerogeradores tipo GIGE, obteve os maiores valores de pico, para as correntes de curto-circuito, principalmente para a falta bifásica, a qual teve uma variação percentual maior de 300%. Para os outros tipos de curto-circuito, os resultados mostraram uma discrepância de 2 a 30% das variações de corrente encontradas para a CGE tipo GIDA.
- a potência ativa durante o período de curto-circuito, em ambos os geradores, decaiu, tendo as maiores quedas nas menores resistências, com menor oscilação para as maiores resistências. Em contrapartida, a potência reativa gerada aumentou durante o período de curto-circuito, como esperado, já que nessas condições a produção de reativo da rede é elevada, tendo menores oscilações para os maiores valores de resistência de aterramento.
- no período pós-efeito, a CGE com o tipo GIDA teve as curvas de potência, tanto ativa como reativa, com maiores oscilações, contudo, retornou ao período de estabilidade mais rapidamente do que a CGE com o tipo GIGE, em torno de milissegundos.

### 3.0 - CONCLUSÃO

Como é imprescindível dispor-se de parâmetros construtivos e operacionais, reais, para a realização de uma simulação que descreva o comportamento mais próximo do prático de um sistema de geração eólica, foram realizadas as simulações adotando um conjunto de informações providas de muitos estudos, em conjunto com valores que a própria ferramenta computacional Simulink fornece e considerações realizadas para a simplificação da implementação do caso em estudo.

Desse modo, as simulações efetuadas mostraram que uma máquina de indução com rotor bobinado, quando duplamente alimentada pela rede (diretamente no estator e através de conversores no circuito rotórico, GIDA) é a mais recomendada a operar como gerador de turbinas eólicas, devido ao seu maior controle de potência gerada e também de potência reativa da rede, realizado pelos conversores rotóricos, do que o gerador de gaiola de esquilo. Dado que, o gerador GIDA consegue manter os níveis de potência reativa da linha próximos de zero, enquanto o GIGE precisa de agentes externos como bancos de capacitores e STATCOMs para o controle e refinamento da potência reativa e conseqüentemente tensão e corrente.

Sob outra perspectiva, em parques eólicos compostos de geradores do tipo GIDA, nota-se nas simulações a maior rapidez do sistema em se estabilizar após o curto-circuito e voltar a entregar potência nominal a subestação. Todavia, também se verificou maiores oscilações no período de curto e de pós-curto para as potências ativa e reativa, no barramento B34.

Similarmente, mesmo com variações máximas muito próximas umas das outras, as simulações com aerogeradores tipo GIDA e aerogeradores tipo GIGE revelam comportamentos diferentes, durante e pós-falta, entre suas tensões e entre suas correntes. Visto que, o método de simulação adotado apenas permitiu a análise com base nos valores máximos das ondas senoidais, não é possível inferir com precisão o quanto essas ondas de tensão e corrente diferem entre os tipos GIDA e GIGE, entretanto, estes comportamentos revelados através dos gráficos das simulações apontam para existência de diferentes contribuições dos aerogeradores estudados na operacionalidade do sistema elétrico de potência, frente a situações de falta.

Estes resultados realçam a necessidade e importância do estudo da influência da inserção da matriz eólica ao SIN, quanto ao seu comportamento em variadas condições, visando auxiliar o processo de diversificação da matriz elétrica brasileira, como previsto para os próximos anos. Dado que, o desempenho dinâmico global do SIN pode ser impactado fortemente, no que se refere a estas interligações. Dessarte, estudos como este serão cada vez mais necessário para o desenvolvimento do conhecimento e da tecnologia envolvida na elaboração de projetos, construção e proteção de grandes centrais de geração eólica.

#### 4.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) NEVES, PRISCILLA SOUZA. Interligação da geração eolielétrica com o sistema elétrico de potência. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal da Bahia. 2014.
- (2) ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA (ABEEÓLICA). Boletim Anual da Geração Eólica. 2015.
- (3) B. C. CARVALHO. Desenvolvimento de modelo computacional de sistemas eólicos utilizando geradores síncronos para estudos de desempenho no contexto da qualidade da energia elétrica. Tese de Doutorado. Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2006.
- (4) D. F. HOWARD. Short-Circuit Currents in Wind-Turbine Generator Networks. Tese de Doutorado. Georgia Institute of Technology. December, 2013.

#### 5.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Eloi Rufato Júnior nasceu em União da Vitória-PR em 1963. É engenheiro eletricista da Companhia Paranaense de Energia-Copel e Professor da UTFPR – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Possui experiência desde 1989 como engenheiro eletricista na área de Proteção de Sistemas e Energias Renováveis. Atua como professor de ensino superior na Universidade Tecnológica Federal do Paraná, onde se dedica às áreas de Energias Renováveis e do Sistema Elétrico de Potência. É mestre pela Universidade de São Paulo-USP na área de Sistemas de Potência. Terminou doutorado em setembro de 2015, recebendo o título de Doutor pela USP - POLI - São Paulo.