

## Análise de Ocorrências de Ilhamento não intencional em Parque Eólico conectado ao Sistema Elétrico de Potência

Roberson Adriel Bergmann Ledebuhr \*  
Prof. Dr. Gustavo Marchesan \*\* Prof. Dr. Ghendy Cardoso Jr \*\*\*  
Prof. Dr. Enoque Dutra Garcia \*\*\*\*

\* Universidade Federal de Santa Maria, PPGE, Santa Maria, RS,  
(e-mail: roberson.ledebuhr@cgteletrosul.gov.br).

\*\* Universidade Federal de Santa Maria, PPGE, Santa Maria, RS,  
(e-mail: gutomarchesan@gmail.com)

\*\*\* Universidade Federal de Santa Maria, PPGE, Santa Maria, RS,  
(e-mail: ghendy@ufsm.br)

\*\*\*\* Universidade Federal do Pampa, Engenharia de Energia Bagé, RS,  
(e-mail: enoquegarcia@unipampa.edu.br)

*Palavras-chaves:* Ilhamento, Geração Eólica, Sistemas de potência, proteção..

**Resumo:** Esse artigo apresenta os resultados alcançados após analisar duas ocorrências de ilhamento não intencional de geradores eólicos, originados a partir da correta operação da proteção de linhas de transmissão.

Na primeira ocorrência analisada o parque eólico permaneceu alimentando a carga da cidade, a ele conectado. A falta ocorreu na linha de interconexão com outras cidades, isolando assim o parque e a cidade até a reconexão da Linha de transmissão (LT), 30 s depois.

Na segunda ocorrência analisada o parque ficou isolado do sistema e parte dos aerogeradores ficaram alimentando o serviço auxiliar de outras máquinas. Elas permaneceram até o momento em que a equipe de operação interveio e desligou manualmente.

**Palavras-chaves:** Ilhamento, Geração Eólica, Sistemas de potência, proteção.

### 1. INTRODUÇÃO

O aumento do consumo de energia elétrica dos últimos anos, que no Brasil foi de 1,3 % em 2019 (Empresa de pesquisa Energética, 2020), a dificuldade de encontrar novos locais para instalação de usinas hidrelétricas, juntamente com o elevado custo financeiro e ambiental da geração térmica serviu de incentivo para busca de energias alternativas. Afim de diversificar o sistema elétrico nacional, essas necessidades encontram na geração eólica uma excelente fonte de energia limpa e de menor custo, com a possibilidade de instalação em praticamente todo território nacional (Reis, 2011).

No entanto, conforme se verifica na Fig. 1, o Rio Grande do Sul apresenta os maiores potenciais nas regiões do litoral e da campanha (área em vermelho). Já a região metropolitana de Porto Alegre, apesar de possuir as maiores cargas, apresenta baixo potencial eólico. Assim como no caso da hidroeletricidade, as regiões com maior potencial energético geralmente não estão inseridas no centro de carga, necessitando de longas linhas de transmissão as quais estão sujeitas a falhas e ao ilhamento não intencional.

A operação de qualquer geração de forma ilhada não é uma condição desejada, sendo restringida nos procedimentos operacionais do Operador Nacional do Sistema Elétrico

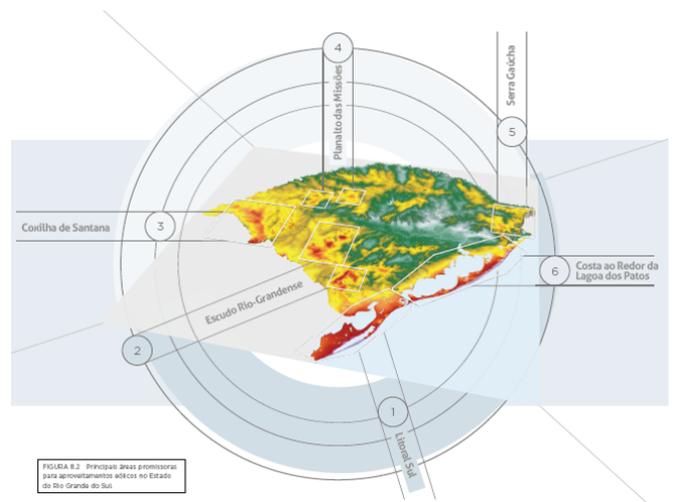


Figura 1. Potencial Eólico Rio Grande do Sul. Fonte: Atlas Eólico RS (Schubert, 2014)

(ONS) a situações especiais. Neste contexto, fontes como a geração térmica e hidrelétrica - por característica das máquinas (geradores síncronos) e dos seus controles (Tensão e Frequência) - (Fitzgerald et al., 2006) são projetadas afim de manter o sincronismo após perturbações. Condi-

ções estas que ocorrem por questões sistêmicas, onde os ilhamentos são programados afim de manter a estabilidade do sistema.

De outra parte, a eólica assim como a fotovoltaica não possui esses controles para operação em modo ilhado. Logo, necessita que a proteção detecte e desconecte a geração da carga em casos de ilhamento não intencional.

No artigo (El-Khattam et al., 2011), foi realizada uma comparação entre as proteções anti-ilhamento em um sistema de distribuição onde está inserido um parque eólico. Na Fig. 2 é possível verificar os esquemas de proteção utilizados para este fim. Existem proteções amplamente utilizadas como subtensão (27), sobretensão (59), sub-frequência (81) e sobre-frequência (81), metodologias tradicionais como análise de harmônicas (Karegar and Shataee, 2008), taxa de variação da frequência (ROCOF – Rate Of Change Of Frequency) e salto vetorial (Aghdam and Karegar, 2011) que ainda são objetos de estudos. Novas linhas de pesquisa são emergentes no assunto sendo para tal utilizadas técnicas utilizando transformada Wavelet (Morsi et al., 2010), algoritmos específicos (Aghdam and Kargar, 2012) e Unidades de Medição Fasorial (PMU) (Guo et al., 2013).

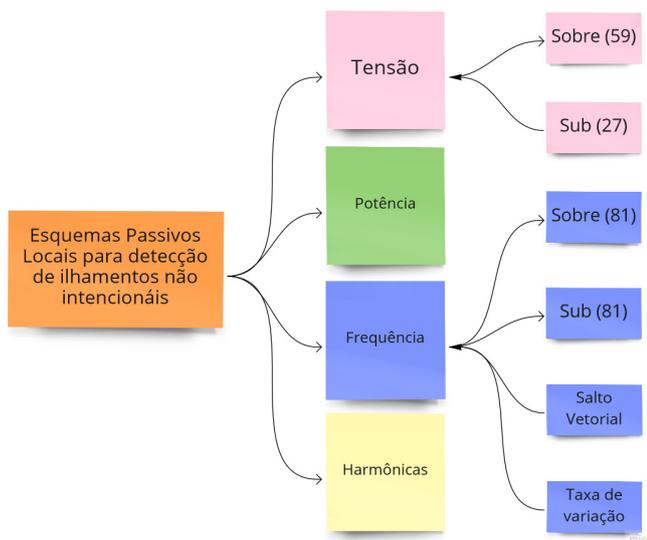


Figura 2. Proteções Anti-Ilhamento em Sistemas Elétricos.  
Fonte: Adaptado pelo autor (El-Khattam et al., 2011)

Conforme (Phadke, 2017) a evolução dos sistemas de localização por "Global Positioning System" (GPS) possibilitou sincronizar fasores sobre uma estampa de tempo, os quais foram denominados sincrofasores. A evolução das comunicações possibilitou desenvolvimento de Unidade de Medição Fasorial (do inglês, Fator Measurement Units, PMU), que realiza o envio das medições fasoriais para centrais de processamento remotas. Estas informações possibilitam uma melhor análise do sistema durante perturbações, assim como, permitem verificar a ocorrência de ilhamento em uma região do SIN.

Conforme (Mahat et al., 2011), as operações ilhadas de sistemas elétricos podem ocasionar problemas, tais como:

- Segurança das equipes por entender que a rede estaria desenergizada;
- Alteração do nível de curto-circuito e problemas de aterramento;
- Degradação da qualidade da energia elétrica por meio da violação dos limites definidos pelo Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2017);
- Instabilidades de tensão e frequência.

Assim, regulamentos técnicos e as normas, como a (IEEE 1547, 2018), recomendam a desconexão em casos de ilhamento da geração distribuída em até 2 segundos após a ocorrência.

Este artigo visa apresentar os resultados obtidos a partir da análise de duas ocorrências de ilhamento não intencional em um parque eólico. Para este fim foram utilizadas as oscilografias obtidas no momento da ocorrência. Foi utilizado o software Analise© para acessar os valores de tensão e corrente relacionados ao evento.

O presente artigo está estruturado da seguinte forma: a seção 2 é apresentada um detalhamento dos ilhamentos não intencionais, onde será relatada a configuração básica do sistema estudado, assim como os detalhes da análise das ocorrências; na seção 3 estão presentes os resultados observados nas análises e por fim são apresentadas as considerações finais.

## 2. DETALHAMENTO DOS ILHAMENTOS NÃO INTENCIONAIS

A Fig 3 demonstra a configuração do parque eólico conectado ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e objeto de estudo neste artigo.

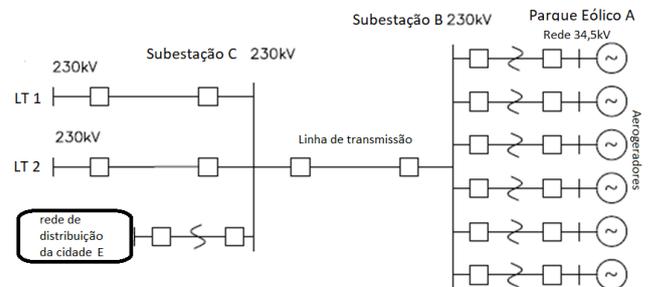


Figura 3. Esquemático do parque eólico. Fonte: O autor

O diagrama é composto por:

- Um parque eólico A, com linhas coletoras de 34,5 kV, onde estão conectados em média 5 aerogeradores com potência nominal unitária de 2 MVA;
- Uma subestação B onde estão conectados 7 transformadores, sendo cada um conectado a 3 linhas coletoras do parque eólico A totalizando assim 30 MVA de geração pico por transformador;
- Uma subestação C que é interligada com a subestação B através de uma LT de 230 kV. Nela existem LTs interligando com outras subestações do SIN e conexão de cargas através das linhas de distribuição da cidade denominada E.

### 2.1 Proteções configuradas

Na subestação coletora existem proteções de linha de transmissão, de barra, dos transformadores, assim como das linhas coletoras. Os aerogeradores tem proteções próprias de cada fabricante, sendo que, neste estudo de caso existem 03 distintos, que serão chamados de fabricantes 1, 2 e 3.

A proteção anti-ilhamento que está configurada na subestação B faz uso de um relé de subtensão ajustado em 0,4 pu com temporização de 5 segundos.

Os esquemas de proteção dos aerogeradores são apresentados na Tabela 1, os quais utilizam as proteções de sobre/subtensão e sobre/subfrequência.

Tabela 1. Proteções configuradas nos aerogeradores.

Subestação	Unidade	Tempo [s]
Sobretensão [pu]	1,20	5
Sobretensão [pu]	1,15	12
Subtensão [pu]	0,4	5
Fabricante 1	Unidade	Tempo [s]
Sobretensão [pu]	1,20	0,50
Subtensão [pu]	0,8	5
Subfrequência [Hz]	56,5	0,1
Sobrefrequência [Hz]	63	0,1
Fabricante 2	Unidade	Tempo [s]
Sobretensão [pu]	1,20	0,05
Subtensão [pu]	0,9	5
Subfrequência [Hz]	56,5	0,1
Sobrefrequência [Hz]	63	0,1
Fabricante 3	Unidade	Tempo [s]
Sobretensão [pu]	1,1	5
Subtensão [pu]	0,9	5
Subfrequência [Hz]	56,5	0
Sobrefrequência [Hz]	63	0
Subfrequência [Hz]	58,5	10
Sobrefrequência [Hz]	61,5	10

### 2.2 Ilhamento Parque Eólico A e a Cidade E

No momento da perturbação na LT1, a LT2 estava desligada para manutenção, linhas essas que interligam a subestação C ao SIN. De forma que, ocorreu ilhamento não intencional das cargas locais, conectadas a subestação C, estimadas em 9 MW da cidade E com a subestação B (2 transformadores) e o parque eólico. No momento da perturbação a velocidade do vento era baixa e as 30 máquinas estavam gerando, aproximadamente, 9 MW.

Com base nas condições de equilíbrio de potência relatadas anteriormente os relés não foram sensibilizados e a proteção não foi capaz de detectar a operação ilhada. As cargas e os aerogeradores ficaram operando na Zona de Não Detecção (ZND). A linha de transmissão que interliga as subestações B e C ficou operando com capacidade mínima, colaborando no consumo de potência reativa dos geradores eólicos. Essa condição permaneceu por aproximadamente 40 segundos até que a linha de transmissão afetada pela perturbação foi religada pela concessionária que a opera.

A Fig. 4 demonstra os sinais da tensão da barra da subestação B e a corrente na linha de transmissão entre as subestações B e C. A oscilografia mostra que a tensão caiu, no entanto, não alcança o valor ajustado no relé

de proteção (0,4 pu). O tempo desta ocorrência é de aproximadamente 44 ms, indicando que a linha sob falta veio a abrir corretamente. Porém pela condição sistêmica do momento, de equilíbrio entre a geração e a carga, a geração eólica ficou alimentando a carga da cidade E.

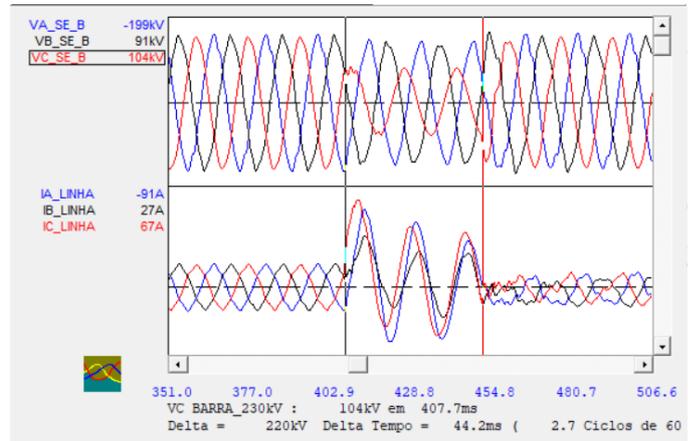


Figura 4. Tensão da SE B e corrente na LT. Fonte: o Autor

A Fig. 5 mostra as correntes no transformador 1 (LTF1) e em uma das linhas com 5 aerogeradores conectados, designada de G1 (LLinha\_G1). Apresenta, ainda, a tensão na barra (V\_SE\_B), a corrente na linha entre subestação B e C (LLinha). É possível notar que após a falta o sistema, composto pelo parque A, as subestações B e C e a cidade E, continuou energizada indevidamente.

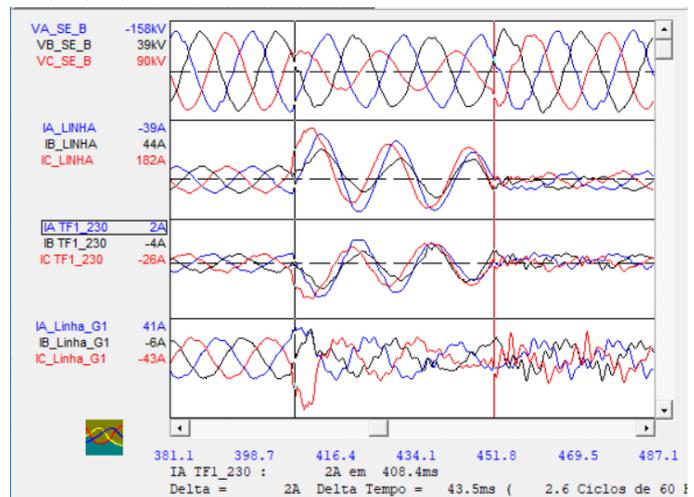


Figura 5. Tensão SE A, Corrente LT, TF e G1 durante curto-circuito na LT. Fonte: O autor

A Fig. 6 mostra as oscilografias após o religamento da linha, conectando novamente o sistema isolado ao sistema interligado. Note que na reconexão ao sistema, os sinais de tensão tendem a zero até o momento do sincronismo entre os dois sistemas, normalizando assim a região afetada. Como os parâmetros medidos no sistema estavam dentro dos padrões de sincronismo (relé 25), foi possível o fechamento do disjuntor que isolou a falta mesmo com o sistema ilhado. Em uma reconexão sincronizada a perturbação deve ser mínima, o que não ocorreu nesse evento, indicando que uma reconexão do sistema ilhado pode ser extremamente prejudicial ao sistema ilhado, ao SIN e aos

geradores, confirmando a necessidade de um esquema de proteção anti-ilhamento.

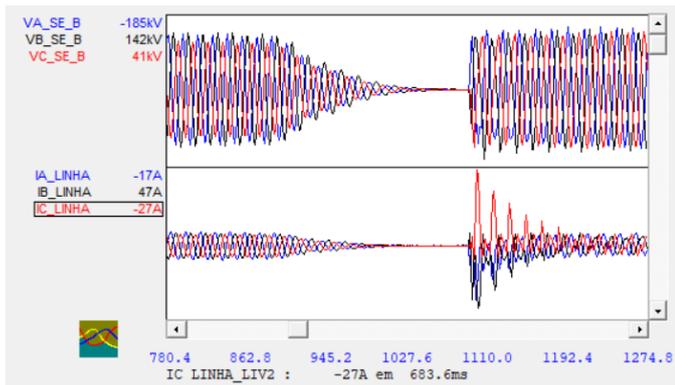


Figura 6. Oscilografia reenergização. Fonte: O autor

A Fig. 7 mostra a medição fasorial da tensão da subestação B em três momentos distintos da pré-falta. Utilizou-se a passagem por zero de cada fase para esta medição. Verifica-se que o módulo e o ângulo permanecem inalterados, exemplificando, a fase A representada na cor azul que está com aproximadamente  $16^\circ$  nos três pontos, com aproximadamente 5,6 ms entre eles.

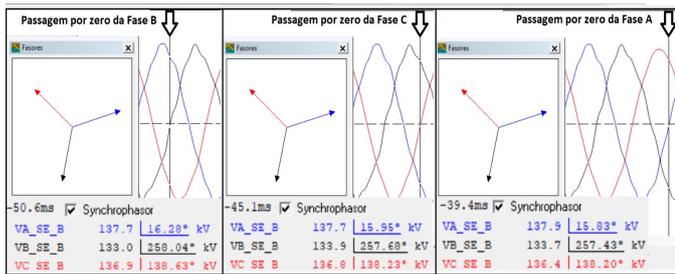


Figura 7. Oscilografia pré-falta primeiro evento. Fonte: O autor

Realizando a mesma análise em um momento pós-falta, conforme Fig. 8, onde apesar do módulo da frequência permanecer o mesmo no período analisado, o ângulo se altera. Pegando a fase A como exemplo, no início está com  $295^\circ$ , após 5 ms com  $313^\circ$  e depois com  $339^\circ$ .

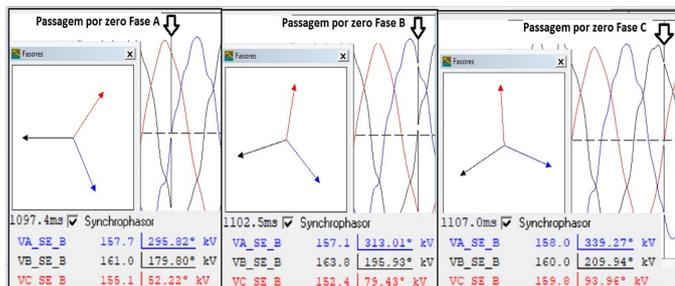


Figura 8. Oscilografia pós-falta primeiro evento. Fonte: O autor

A Fig. 9 mostra a sequência dos eventos dois ciclos após o período mostrado na Fig. 8. Note que a fase A já ultrapassou os  $360^\circ$ , estando neste momento com  $65^\circ$ . Interpretando esses valores conclui-se que ocorre a rotação dos fasores.

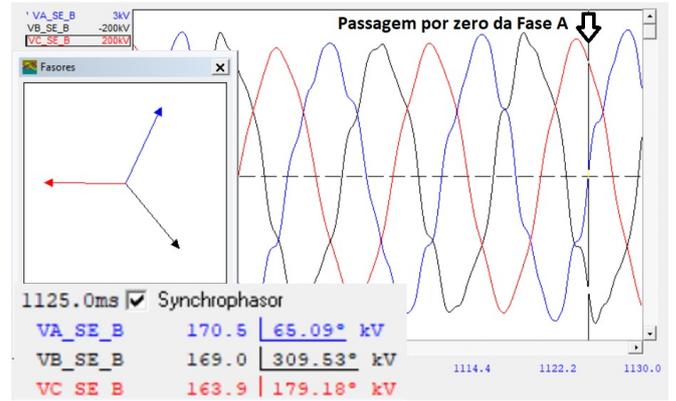


Figura 9. Oscilografia pós-falta 2 ciclos após a Fig. 8. Fonte: O autor

### 2.3 Ilhamento Parque Eólico A alimentando serviço auxiliar

Posteriormente, no mesmo parque eólico, ocorreu o desligamento da LT que interliga a subestação B e C, decorrente de um curto-circuito bifásico (fases A e B) nessa LT, causado por descarga atmosférica.

Houve atuação correta da proteção diferencial de linha em ambos os terminais, e da proteção de distância de fase, zona 1, no terminal da subestação C, nas proteções principal e alternada. Não houve atuação do esquema de religamento automático da linha devido ao tipo de defeito (bifásico, para um religamento em modo monopolar).

Após a abertura da linha, houve sobretensão na Barra de 230 kV da Subestação B, devido à alguns dos conjuntos de aerogeradores conectados à subestação ficarem operando em modo isolado ao SIN. A Fig. 10 apresenta a oscilografia obtida na linha de conexão entre as subestações B e C.

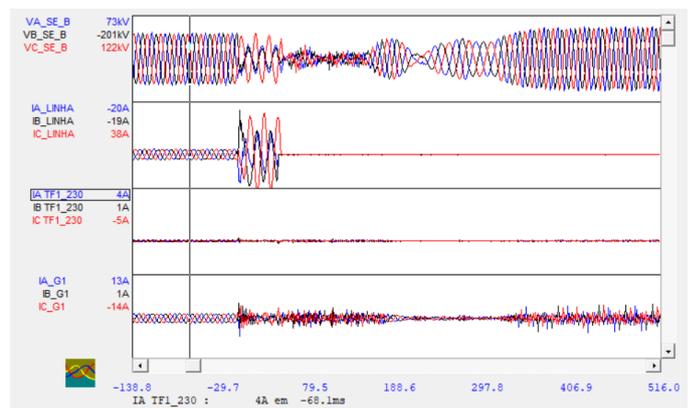


Figura 10. Oscilografia do segundo ilhamento. Fonte: O autor

A Fig. 10 mostra que a tensão na subestação B cai no momento da ocorrência e a corrente da linha tem uma elevação, indicando uma falta, que foi corretamente detectada pela proteção, ocasionando a abertura correta do disjuntor. Por sua vez, essa abertura é verificada pela interrupção da corrente no circuito no segundo gráfico. Essa oscilografia mostra também, as correntes do transformador 1 (LTF1) e a corrente da linha de aerogeradores conectada a esse transformador denominada G1 (ILinha\_G1).

Note que apesar da subtensão momentânea durante a falta até a abertura da linha, a tensão retorna aos valores próximos aos nominais. As correntes dos transformadores e das linhas dos aerogeradores apresentaram comportamento semelhante, indicando que começou a operação ilhada.

É possível observar, na medição realizada pela barra vertical, que as correntes na linha não eram elevadas no momento da ocorrência. A medição de 38 A em um parque eólico de aproximadamente 180 MVA, onde teria uma corrente na ordem de 360 A por fase, indica aproximadamente 10 % da capacidade. Aliado a isso, uma parte dos aerogeradores desligou, esta condição possibilitou que a geração reduzida de alguns aerogeradores restantes alimentasse os serviços auxiliares dos aerogeradores fora de serviço.

A Fig. 11 apresenta o valor em pu da tensão da subestação B, é possível perceber que a tensão atingiu um valor aproximado de 1,25 pu. No entanto, na data da ocorrência não estavam configuradas proteção de sobretensão na barra da subestação B ou nos transformadores. Nos aerogeradores estavam configurados os relés de tensão e frequência, com ajustes distintos entre eles. Nesta ocorrência os aerogeradores dos fabricantes 1 e 3 participaram da operação ilhada não desejada. Por outro lado, os aerogeradores do fabricante 2 não contribuíram como geração ou como carga.



Figura 11. Tensão na barra da subestação B em pu. Fonte: O autor

Na Fig. 12 são apresentados os gráficos das proteções de tensão dos 3 fabricantes. Note que: i) para sobretensões os aerogeradores do fabricante 1 estão configurados com um valor de sobretensão maior, o que fez com que estes se mantivessem ligados; ii) o aerogerador do fabricante 1 é "full converter", composto por gerador síncrono de ímã permanente com conversor de energia de plena capacidade, desta forma manteve o perfil de potência gerada, o que auxiliou para o ilhamento; iii) os aerogeradores do fabricante 3 tem o menor valor de ajuste para sobretensão, portanto foram desligados, servindo de carga. As configurações e condições sistêmicas do momento em que houve a ocorrência favoreceram a um equilíbrio geração (aerogeradores do fabricante 1) versus carga (aerogeradores do fabricante 3), o que implicou no ilhamento não intencional.

A Fig. 13 mostra a tensão, em pu, dos aerogeradores do fabricante 1. Por meio desta é possível notar que a tensão não alcançou o valor ajustado. Indicando que não foi falha na atuação da proteção parametrizada e sim uma condição sistêmica que ocasionou o ilhamento não intencional.

Observa-se que pelas condições sistêmicas, assim como no primeiro evento, ocorreram equilíbrios entre geração e carga mantendo os valores de tensão e frequência dentro

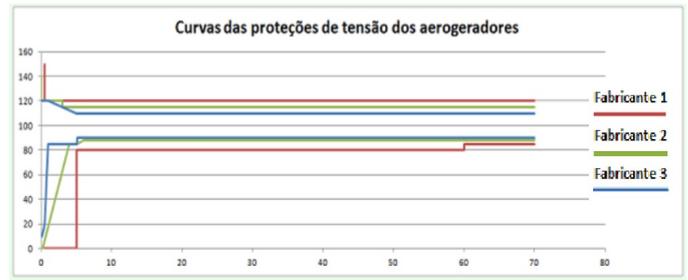


Figura 12. Proteções de tensão dos aerogeradores. Fonte: O autor

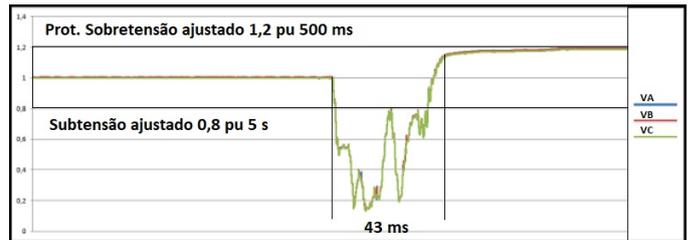


Figura 13. Tensão nos aerogeradores do fabricante 1. Fonte: O autor

dos padrões de funcionamento normal, implicando em não atuação das proteções, ou seja, operando em uma ZND.

Realizando análise semelhante a primeira ocorrência, na Fig. 14, está apresentado os fasores da pré-falta. Note que a fase A representada na cor azul permanece no valor aproximado de 243° nos três pontos medidos.

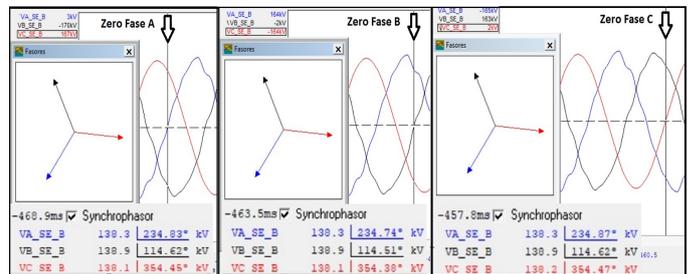


Figura 14. Oscilografia pré-falta na LT de interligação - segundo evento. Fonte: O autor

No período pós-falta, mostrado na Fig. 15 é possível notar que a fase A inicialmente está com aproximadamente 296° e dois ciclos após está com 315°. Indicando, como na primeira ocorrência, que após o ilhamento, os fasores passam a ter um comportamento rotacional.

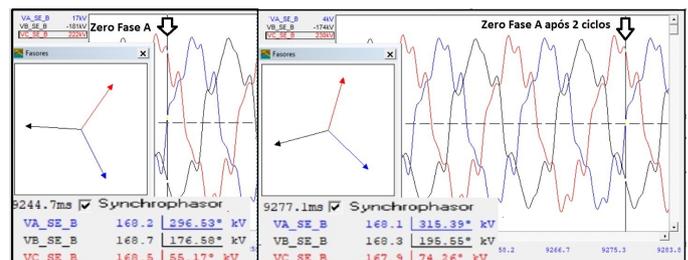


Figura 15. Oscilografia pós-falta segundo evento. Fonte: O autor

Nesse segundo evento observa-se que a velocidade de rotação é menor que o primeiro caso, o que indica uma oscilação menor na carga. Esse fato se deve a carga dos serviços auxiliares, dos outros aerogeradores que serviram de carga, variar menos que as cargas na cidade E.

A Fig. 16 mostra uma medição realizada aproximadamente 523 ms após o primeiro ponto medido na Fig 15. É possível verificar que a Fase A estava com 295° e nesse ponto o ângulo é o mesmo, ou seja, os fasores rotacionaram 360°, em aproximadamente 31 ciclos.

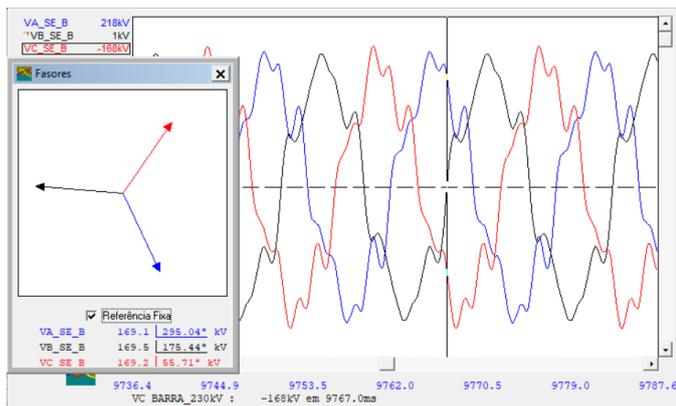


Figura 16. Oscilografia pós-falta 31 ciclos. Fonte: O autor

Comparando os dois eventos, os valores de ângulo não são iguais nos períodos pré-falta, apesar de as medições serem do mesmo ponto. A Fig 17 mostra duas medições dos fasores no momento de pré-falta, nota-se que a fase A, representado em azul, na primeira ocorrência era de 16° e na segunda ocorrência era de 234°. Demonstrando que ao longo do tempo estes ângulos também rotacionam.

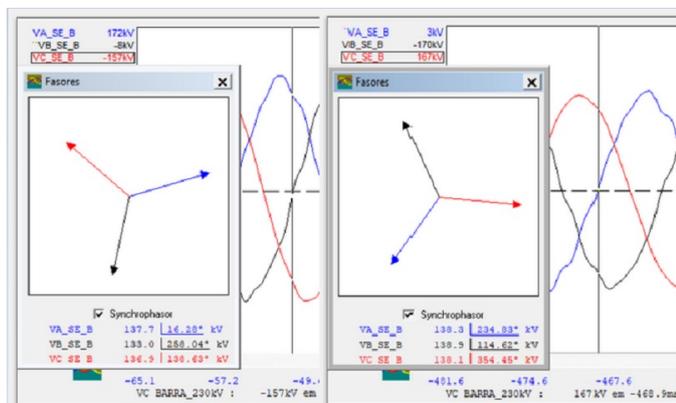


Figura 17. Fasores pré-falta 2 ocorrências. Fonte: O autor

Posteriormente foi acrescentada a função de sobretensão nos transformadores da subestação B, com valores de 1,15 pu em 12 s como primeiro estágio e 1,20 pu em 5 s para o segundo estágio de proteção na intenção de evitar ilhamento como o relatado.

### 3. RESULTADOS

Com a análise destas ocorrências, verifica-se que, em determinadas condições sistêmicas, um parque eólico conectado ao SIN está sujeito ao ilhamento não intencional, que é uma condição não desejável.

Analisando os sincrofasores é possível verificar que no período pré-falta, nos dois eventos, o ângulo se mantém estável em um determinado valor. No período pós-falta, após o ilhamento, os fasores variaram o valor do ângulo durante todo o período, mesmo mantendo um valor de módulo próximo ao nominal.

A velocidade de rotação é diferente entre as ocorrências. No entanto, mesmo no segundo evento, onde a velocidade de alteração angular é menor, o fasor completa uma volta em aproximadamente 500 ms, ou seja, ainda é um tempo de atuação plausível para uma proteção.

Observa-se ainda que com a reconexão ao SIN o ângulo dos fasores retornaram ao mesmo valor da pré-falta, complementando a indicação de uma possibilidade de verificação de ilhamento não intencional no sistema.

### 4. CONCLUSÃO

Através desse estudo é possível verificar que o comportamento dos fasores em caso de ilhamento tem características iguais de variação angular. As proteções implementadas não obtiveram êxito em detectar o ilhamento e uma alteração na filosofia de proteção, mesmo com a implementação de outras funções de proteção, pode não garantir a detecção do ilhamento. Como os parques eólicos conectados ao sistema elétrico nacional possuem topologias semelhantes com a relatada, eventos de ilhamento não desejado podem também ocorrer em outros parques além dos analisados, justificando esse estudo.

A característica rotacional dos sincrofasores, presente nos ilhamentos analisados, se mostra como opção promissora para detecção de ilhamento indesejado em uma região do sistema. O estudo desta característica e sua adaptação como elemento de proteção será o objeto da continuidade deste trabalho. Como a medição analisada é do mesmo ponto, conclui-se que a proteção pode ficar na subestação coletora, onde foi realizada a medição, mesmo em ocorrências com maior área de abrangência e com cargas e gerações variáveis.

### AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES/PROEX) – Código de Financiamento 001.

Agradecimento especial ao Grupo de Estudos Avançados em Engenharia de Energia (GrEEen) da Universidade Federal do Pampa - UNIPAMPA - Bagé

### REFERÊNCIAS

- Aghdam, T.S. and Kargar, H.K. (2012). A new islanding detection algorithm for wind turbine equipped by a self excited induction generator. In *2012 Proceedings of 17th Conference on Electrical Power Distribution*, 1–3.
- Aghdam, T.S. and Kargar, H.K. (2011). Settings of rocof relays for islanding detection of wind turbine. In *2011 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection*, volume 2, 1402–1405. doi: 10.1109/APAP.2011.6180734.

- ANEEL (2017). Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional prodist módulo oito qualidade de energia. <https://www.aneel.gov.br/documents/656827>. Acessado em: 28/07/2021.
- El-Khattam, W., Yazdani, A., Sidhu, T.S., and Seethapathy, R. (2011). Investigation of the local passive anti-islanding scheme in a distribution system embedding a pmsg-based wind farm. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 26(1), 42–52. doi:10.1109/TPWRD.2010.2061240.
- Empresa de pesquisa Energética, E.P.E. (2020). Balanço energético nacional 2020: Ano base 2019.
- Fitzgerald, A.E., Kingsley Jr, C., and Umans, S.D. (2006). Maquinas elétricas : com introdução à eletrônica de potência. doi:ISBN978-85-60031-04-7.
- Guo, Y., Li, K., and Laverty, D.M. (2013). A statistical process control approach for automatic anti-islanding detection using synchrophasors. In *2013 IEEE Power Energy Society General Meeting*, 1–5. doi:10.1109/PESMG.2013.6672698.
- IEEE 1547, I. (2018). Ieee standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces, ieee 1547.
- Karegar, K.H. and Shataee, A. (2008). Islanding detection of wind farms by thd. In *2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, 2793–2797. doi:10.1109/DRPT.2008.4523885.
- Mahat, P., Chen, Z., and Bak-Jensen, B. (2011). Review on islanding operation of distribution system with distributed generation. 1 – 8. doi:10.1109/PES.2011.6039299.
- Morsi, W.G., Diduch, C.P., and Chang, L. (2010). A new islanding detection approach using wavelet packet transform for wind-based distributed generation. In *The 2nd International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems*, 495–500. doi:10.1109/PEDG.2010.5545860.
- Phadke, Arun G., J.S.T. (2017). Synchronized phasor measurements and their applications.
- Reis, L.B.d. (2011). Geração de energia elétrica.
- Schubert, Camargo e Engenheiros Associados, E.C.E. (2014). Atlas eólico : Rio grande do sul. doi: ISBN978-85-67342-01-6.