

# Análise da Estabilidade Angular Transitória em um Sistema Teste com Alta Penetração de Geração Eólica

Vitor G. S. Santos\*, Ivan P. Faria\*, Aurélio L. M. Coelho\*, Elcio F. Arruda\*

\*Universidade Federal de Itajubá, Itabira, Minas Gerais, 35903-087, Brasil (e-mail: [vitorvgss@hotmail.com](mailto:vitorvgss@hotmail.com), [ivan.faria@unifei.edu.br](mailto:ivan.faria@unifei.edu.br), [aurelio.coelho@unifei.edu.br](mailto:aurelio.coelho@unifei.edu.br), [elcio.arruda@unifei.edu.br](mailto:elcio.arruda@unifei.edu.br))

---

**Abstract:** With the integration of wind power into power systems continues to increase, the impact of high penetration of wind power on power system stability becomes a very important issue. This paper investigates the impact of the high penetration of wind power on the rotor angle stability of the south equivalent of Brazilian interconnected power system. The installation of series braking resistor is proposed to mitigate the wind power impact on the system stability. The dimensioning and the location of the resistor were investigated, as well as, the grid fault localization. The simulation results show the effectiveness of the method proposed to enhance rotor angle stability of power system.

**Resumo:** Com o contínuo crescimento das integrações de novas usinas eólicas no sistema interligado nacional, o impacto da alta penetração desse tipo de geração na estabilidade do sistema se torna uma questão muito importante. Nesse sentido, esse trabalho apresenta um estudo de caso sobre a influência da penetração de aerogeradores na estabilidade angular transitória de um sistema equivalente da região sul do Brasil. Devido à instabilidade causada pela presença de aerogeradores, observada em alguns casos, propôs-se a instalação de resistores de frenagem. O dimensionamento dos resistores, o local de sua instalação e a resposta do sistema para diferentes pontos de falta são investigados. Os resultados mostraram que houve uma redução de 40% do número de desligamentos de usinas, para os casos simulados, considerando a presença do resistor de frenagem, mostrando que essa é uma boa solução para melhoria da estabilidade eletromecânica de sistemas interligados.

**Keywords:** Stability; Wind Generation; Braking resistor; Oscillation; Damping.

**Palavras-chaves:** Estabilidade; Geração eólica; Resistor de frenagem; Oscilações; Amortecimento.

---

## 1. INTRODUÇÃO

De acordo com o Boletim Mensal de Geração Eólica de abril de 2019, explanado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), o Brasil possui cerca de 14,1 GW de capacidade instalada de usinas eólicas em operação comercial no Sistema Interligado Nacional (SIN) (ONS, 2019). Para a mesma data a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) apresenta que a capacidade de geração total do país é cerca de 164 GW de potência instalada, aos quais aproximadamente 9,14% são de origem da energia cinética do vento (ONS, 2019).

Ao comparar os relatórios do ONS de abril de 2014 (ONS, 2014) e 2019 (ONS, 2019), observa-se que houve um aumento de quase 14 GW da capacidade de geração dessa fonte. O Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão do SIN de novembro de 2018 prevê um aumento da geração eólica para os próximos quatro anos, chegando a 16,7 GW em 2023 (ONS, 2018). Esse relatório cita a necessidade de garantir qualidade e confiabilidade do sistema para esse tipo de geração, bem como equipamentos de controle que proporcionem inércia sincronizada para assegurar a estabilidade do SIN.

Um sistema de potência pode ser dito como estável caso se mantenha em estado de equilíbrio durante a operação, mesmo após sofrer algum distúrbio (Kundur, 1994). Com o aumento da integração da energia eólica nos sistemas interligados somada à crescente demanda por energia, o impacto da penetração dos parques eólicos na estabilidade angular tem se tornado uma preocupação para a operação do sistema e, portanto, alvo de estudo de vários pesquisadores (Edrah et al., 2015).

A instalação de resistores de frenagem tem sido utilizada para prover melhorias na estabilidade angular transitória na presença de fontes eólicas, pois esta é uma das formas que apresenta um bom custo-benefício para o amortecimento das oscilações eletromecânicas. Nesse sentido, diversos trabalhos têm relatado a utilização desse equipamento.

Robak e Grysztanowicz (2018) realizam uma análise do dimensionamento do resistor de frenagem quanto esse equipamento é conectado em série com o sistema. Os autores do trabalho propuseram uma formulação matemática para o cálculo do resistor, que leva em conta a reatância do transformador elevador do parque eólico e a reatância subtransitória dos geradores. Tal dimensionamento busca a condição de máxima dissipação de potência no resistor de

frenagem, que tem como objetivo minimizar a potência acelerante durante perturbações no sistema.

Posteriormente, Robak et al. (2019) propuseram um algoritmo, baseado em medições locais de potência ativa e corrente, para a escolha do momento em que o resistor série deve ser desconectado do sistema. Pelo algoritmo proposto, os autores do trabalho concluíram que foi possível aumentar o tempo crítico para eliminação de curtos-circuitos sem causar a instabilidade angular do sistema analisado. Os resultados obtidos são importantes quando se considera a falha do disjuntor na abertura da corrente de curto-circuito ou, até mesmo, a falha na identificação da falta pelo sistema de proteção em zona 1, sendo que ambos os casos elevam o tempo de eliminação do defeito.

No estudo de Naimi e Bouktir (2008) são avaliadas as influências que os graus da geração eólica provocam no tempo crítico de eliminação do defeito para ocorrência de uma falta trifásica no sistema. Tanto no trabalho de Qiao e Harley (2008), quanto de Vittal et al. (2012), os estudos têm o foco na interação da estabilidade angular do rotor e a produção de potência reativa para altas penetrações de geração eólica. No estudo apresentado por Edrah et al. (2015), são analisadas diferentes estratégias de controle no Gerador de Indução Duplamente Alimentado para o amortecimento das oscilações eletromecânicas.

Okedu (2020) investigou, em seu trabalho, o desempenho transitório de geradores de indução duplamente alimentado na presença de resistor série de frenagem do tipo dinâmico. O dimensionamento, a localização ótima entre estator, rotor ou diretamente instalado na rede, o tempo de inserção e a permanência do resistor foram investigados frente a ocorrência de um curto-circuito trifásico no sistema. O autor do trabalho conclui que a instalação do resistor de frenagem do lado do estator do gerador apresentou melhores respostas dinâmicas para as grandezas analisadas.

Portanto, esse trabalho tem por objetivo realizar um estudo de caso em um sistema equivalente sul do Brasil, considerando a inserção de geração eólica. Para minimizar as oscilações eletromecânicas quando das ocorrências de curtos-circuitos no sistema, é proposta a instalação de resistores série de frenagem. Buscou-se analisar a influência da instalação dos resistores em diferentes pontos do sistema, bem como, a resposta dinâmica para diferentes localizações de falta. Os resultados mostram que mesmo para uma lógica simples de inserção do resistor série, é possível obter melhorias na estabilidade angular transitória do sistema analisado, com redução de desconexão de usinas em 40% quando comparado ao sistema sem a presença do resistor de frenagem.

As próximas sessões do trabalho estão organizadas em apresentar o modelo do gerador eólico utilizado, mostrar o dimensionamento do resistor de frenagem, descrever o sistema teste simulado, apresentar os resultados e discussões e a conclusão do trabalho.

## 2. MODELO DA MÁQUINA EÓLICA

O programa ANATEM possui diferentes esquemas de representação da geração eólica. Neste estudo, faz-se o uso do Gerador de Indução Duplamente Alimentado (GIDA), que passou a ser bastante utilizado devido a sua capacidade de gerar potência elétrica constante (Barbosa, 2017). Para as análises, utilizou-se da modelagem do aerogerador GIDA disponibilizado pelo programa. Tal escolha foi feita devido à complexidade nos detalhes e a necessidade de uma maior aproximação de um caso real. Com isso, na Tabela 1 é possível ver alguns dados referentes à inicialização do modelo de uma unidade de GIDA utilizada.

**Tabela 1. Dados básicos referentes a uma unidade GIDA utilizada.**

Descrição	Valor
Raio das pás	29 m
Frequência nominal do estator	60 Hz
Potência em cada unidade	833,33 kW
Potência base do gerador	850 kW
Velocidade do vento	11,50 m/s
Velocidade de referência	1,08 pu
Coeficiente de desempenho	0,3386

## 3. RESISTORES DE FRENAGEM

De acordo com Robak e Gryszypanowicz (2018), resistores de frenagem podem atuar de forma externa aos geradores, em série ou paralelo à linha de transmissão. Além disso, esse método pode ser instalado na planta geradora, para amortecimentos locais na usina, ou nas linhas de transmissão, para aumentar o amortecimento interáreas. Neste estudo é utilizado o resistor disposto em série ao sistema e para amortecimentos interáreas. Um exemplo de sua disposição no sistema pode ser visto na Fig. 1.

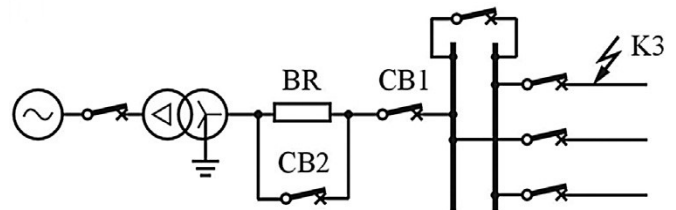


Fig. 1: Diagrama de chaveamento do resistor de freio (BR) com instalação série (adaptado de Robak e Gryszypanowicz, 2018).

De acordo com a Fig. 1, para atuação do resistor de frenagem BR, a chave CB2 é aberta, inserindo o resistor no sistema. Para desconectá-lo do circuito, a chave CB2 é fechada. O valor a ser adotado pela resistência de forma a modificar a característica do amortecimento angular do sistema é obtido a partir de (1) (Robak e Gryszypanowicz, 2018).

$$R \leq (1 a 1,1) \cdot (X_d'' + X_T) \quad (1)$$

Tal que R é o valor da resistência,  $X_d''$  é a reatância subtransitória do gerador e  $X_T$  a reatância do transformador elevador.

#### 4. DESCRIÇÃO DO SISTEMA TESTE

Para a análise do impacto da penetração de geração eólica, as simulações foram realizadas no Sistema Teste Brasileiro de 33 Barras (STB-33) (Alves, 2007). O sistema possui diversas linhas de transmissão e transformadores de potência, com malhas de 500 kV e 230 kV e sete usinas hidrelétricas. O diagrama representativo do sistema e a indicação do local ao de inserção do parque eólico podem ser vistos na Fig. 2.

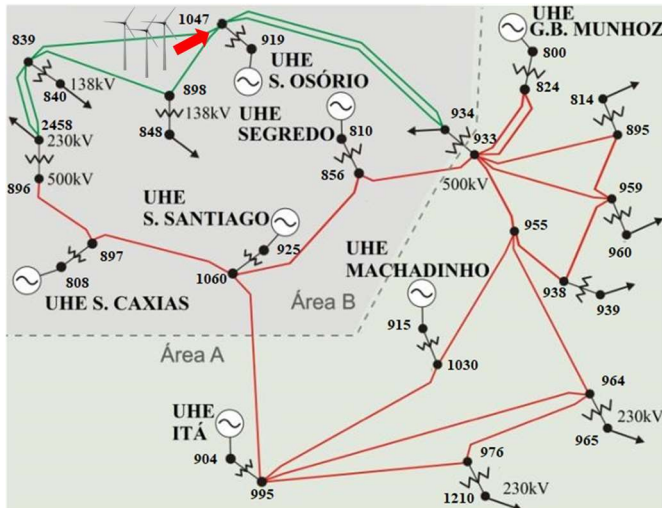


Fig. 2 STB-33, diagrama unifilar (adaptado de Alves, 2007).

Este sistema possui um valor de carga total de 4845 MW e 1141 Mvar, distribuídas ao longo dos barramentos de carga. Na Tabela 2, é possível observar o número de máquinas presente em cada usina hidrelétrica, bem como a capacidade de geração de cada uma delas. Vale destacar que todas as máquinas geradoras são modeladas considerando as respectivas malhas de controle, como reguladores automáticos de tensão, excitatrizes, reguladores de velocidade, turbina e sinais estabilizantes de potência (PSS), importados da base de dados dinâmicos do ONS referentes à junho de 2009.

**Tabela 2. Capacidade de geração de potência ativa, em MW, do STB-33.**

Usina Hidrelétrica	Nº de máquinas	Geração Máxima [MW]
G. B. Munhoz	4	1674
Salto Santiago	4	1420
Salto Osório	4	728
Salto Segredo	4	1260
Salto Caxias	4	1240
Itá	5	1450
Machadinho	3	1140

#### 5. METODOLOGIA

Para um maior entendimento relacionado à estabilidade angular e as influências da inserção de geração eólica, o STB-33 é submetido a diversas perturbações. A maior parte dos casos estudados refere-se a um curto-circuito trifásico franco com duração de 240 ms na barra 1060 da Fig. 3, de 500 kV, referente a usina de Salto Santiago, que causa a abertura da linha de transmissão que interliga a usina de Itá com a usina de

Salto Santiago. A duração escolhida do curto-circuito é maior que o tempo crítico de eliminação do defeito (CCT – *Critical Clearing Time*) para este sistema com penetração de geração alternativa, conforme foco das análises realizadas por Naimi e Bouktir (2008).

O sistema de geração eólica é composto por diversos parques de 35 MW agrupados de forma a obter uma geração total de 750 MW. O complexo sistema de geração eólica é modelado de acordo com as características da turbina eólica e do controle dos conversores. Os casos analisados neste trabalho são descritos a seguir.

##### 5.1 Sistema sem Geração Eólica

Na primeira análise o STB-33 não possui geração eólica, contando apenas com as usinas geradoras iniciais.

##### 5.2 Sistema com Geração Eólica

A segunda análise apresenta a inserção do parque eólico próximo a usina de Salto Osório com geração que corresponde a 8,41% da capacidade de geração máxima do sistema teste. A usina de aerogeradores é inserida na barra 1047 da Fig. 3. A fim de manter a relação de geração e carga do sistema original foram acrescentados 750 MW de carga distribuídos igualmente em 5 pontos de carga distintos do sistema, sendo eles as barras de carga 814, 960, 939, 965 e 976.

##### 5.3 Sistema com Geração Eólica e Resistor de Frenagem entre Salto Segredo e Salto Santiago - Resistor 1

Com o intuito de diminuir as oscilações eletromecânicas, é adicionado à linha de transmissão que interliga as usinas de Salto Segredo e Salto Santiago um resistor série de frenagem, por ser próximo ao ponto do sistema onde ocorre a perturbação. O resistor atua 40 ms após o início do curto-circuito e é retirado juntamente com a eliminação do surto e restabelecimento do sistema completo, como estabelecido por Robak e Gryzpanowicz (2018). O valor do resistor é de 70  $\Omega$ , referente à máquina geradora e o transformador de potência da usina de Salto Segredo, correspondendo às condições de (1).

##### 5.4 Sistema com Geração Eólica e Resistor de Frenagem entre Machadinho e Itá

A usina hidrelétrica de Machadinho possui grande influência nas variações eletromecânicas do sistema. Assim, é inserido um resistor de frenagem entre as usinas de Machadinho e Itá. O valor do resistor é de 156  $\Omega$ , referente ao equivalente das máquinas da usina de Machadinho de acordo com (1).

##### 5.5 Sistema com Geração Eólica e Resistor de Frenagem entre Salto Segredo e Salto Santiago - Resistor 2

É repetida a simulação da subseção 5.3 com a modificação no valor do resistor de frenagem. É alterado o valor da resistência para 156  $\Omega$ , referente ao dado encontrado na análise feita com a usina de Machadinho. Dessa forma, é possível verificar se a alteração do resistor causa um impacto positivo maior ao sistema.

##### 5.6 Análise de estabilidade angular com curto-circuito em diferentes barras do sistema

Sabe-se que a resposta a perturbações em um sistema se difere para curtos-circuitos aplicados em barras distintas do sistema. Assim, são realizadas análises com curtos-circuitos trifásicos francos de distintos tempo de duração e em barras diferentes do sistema em duas condições distintas. A primeira condição é da subsecção 5.2, e a segunda condição é da subsecção 5.4.

## 6. RESULTADOS E DISCUSSÕES

As análises apresentadas referem-se a estabilidade angular das usinas hidrelétricas geradoras presentes no sistema, sendo a Usina de Governador Bento Munhoz adotada como referência. Os resultados e discussões para cada caso são apresentados a seguir.

### 6.1 Sistema sem Geração Eólica

O comportamento angular das máquinas geradoras é apresentado na Fig. 3. De acordo com o ONS, o período máximo para a eliminação do defeito é de 100 ms nos sistemas de transmissão de 500 kV. No entanto, a simulação em questão possui alto tempo de duração do distúrbio (240 ms) com o objetivo de levar a análise próximo ao limite de estabilidade em operação quando da presença de geração eólica.

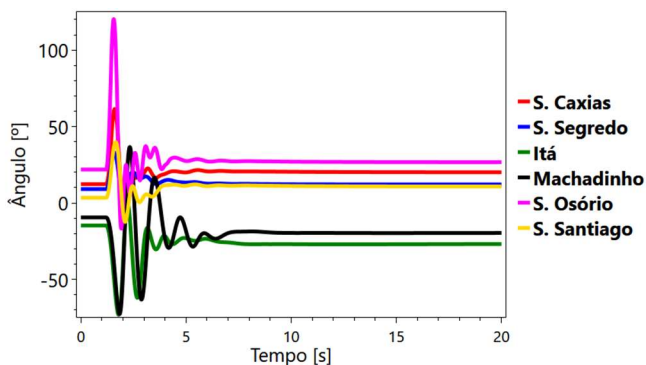


Fig. 3 Comportamento angular dos geradores sem a presença de geração eólica para um curto-circuito trifásico na barra 1060, com duração da perturbação de 240 ms.

Observa-se que houve grandes oscilações angulares iniciais nas máquinas, com destaque para a máquina de Salto Osório que atingiu cerca de 120° elétricos. Apesar do longo tempo de duração do curto-circuito, o sistema manteve a estabilidade angular.

### 6.2 Sistema com Geração Eólica

A Fig. 4 apresenta a resposta angular das máquinas do sistema considerando a presença dos parques eólicos na barra 1047 e ocorrência do curto-circuito trifásico na barra 1060, com eliminação do defeito em 240 ms.

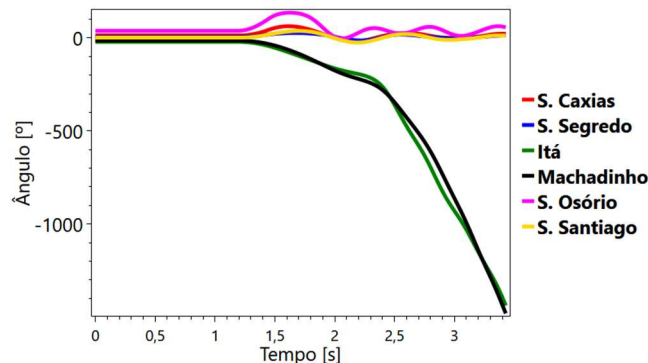


Fig. 4 Comportamento angular dos geradores com a presença da geração eólica para um curto-circuito trifásico franco na barra 1060.

Por meio da Fig. 4, observa-se que o sistema se mostrou instável após a eliminação do defeito. A instabilidade ocorre nas máquinas das usinas de Itá e Machadinho, sendo que as demais usinas mantêm a estabilidade.

### 6.3 Sistema com Geração Eólica e Resistor de Frenagem entre Salto Segredo e Salto Santiago - Resistor 1

Observado o caso de instabilidade apresentado na Fig. 4, foi proposto e adicionado um resistor série de frenagem de 70  $\Omega$  na linha de transmissão que interliga as usinas de Salto Segredo e Salto Santiago. A resposta do comportamento angular para este caso pode ser vista na Fig. 5.

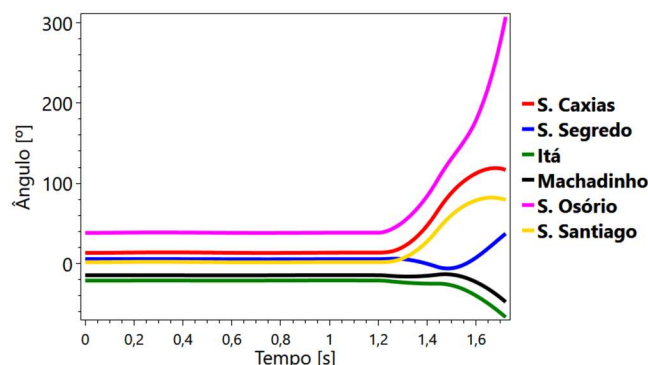


Fig. 5 Comportamento angular dos geradores com geração eólica e Resistor de Frenagem 1 entre S. Segredo e S. Santiago para um curto-circuito trifásico franco na barra 1060.

De acordo com a Fig. 5, o sistema apresentou instabilidade angular após a ocorrência da falta. A adição do referido resistor de frenagem causou, de forma contrária ao esperado, uma oscilação mais significativa nas máquinas geradoras de Salto Osório. Adicionalmente, não foram observadas melhoras quanto a estabilidade do sistema. Dessa forma, apesar do método de amortecimento ser utilizado, a resposta obtida não foi satisfatória.

### 6.4 Sistema com Geração Eólica e Resistor de Frenagem entre Machadinho e Itá

Foi adicionado um resistor série de 156  $\Omega$  na linha de transmissão entre as usinas de Itá e Machadinho, dado que foi observado nos resultados da Fig. 4 que as duas máquinas



sofrem maiores oscilações angulares. O comportamento do ângulo de carga dos geradores para esse caso pode ser visto na Fig. 6.

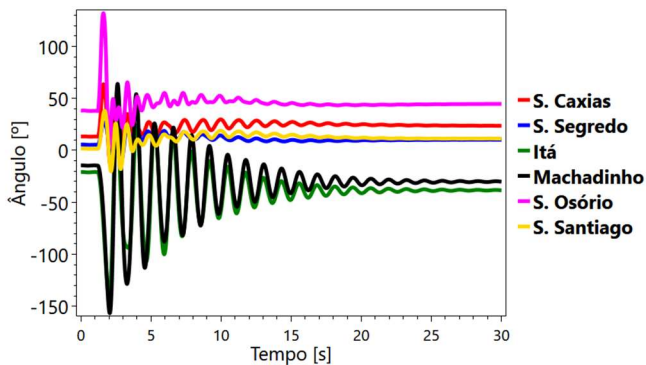


Fig. 6 Comportamento angular dos geradores com geração eólica e Resistor de Frenagem entre Itá e Machadinho para um curto-circuito trifásico franco na barra 1060.

Apesar das oscilações permanecerem por aproximadamente 29 segundos nas máquinas de Itá e Machadinho, o sistema é estável. Assim, é notável que a localização e o valor adotado para o método de amortecimento utilizado são determinantes na resposta angular do sistema.

### 6.5 Sistema com Geração Eólica e Resistor de Frenagem entre Salto Segredo e Salto Santiago - Resistor 2

Foi adicionado o resistor referente aos dados elétricos da usina de Machadinho de  $156 \Omega$  entre as usinas de Salto Segredo e Salto Santiago. A resposta para este caso pode ser vista na Fig. 7.

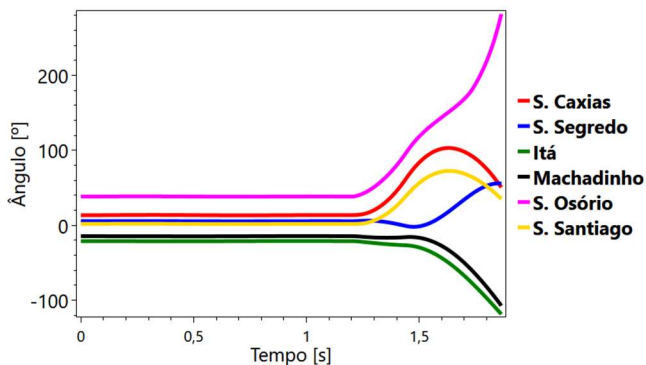


Fig. 7 Comportamento angular dos geradores com geração eólica e Resistor de Frenagem 2 entre S. Segredo e S. Santiago para um curto-circuito trifásico franco na barra 1060.

Observa-se que mesmo para um valor resistivo maior o sistema ainda apresenta um comportamento instável.

### 6.6 Análise de estabilidade angular com curto-circuito em diferentes barras do sistema

As análises realizadas nas subseções 6.1 a 6.5 mostram que a entrada do complexo parque eólico no sistema equivalente sul pode levar a perda da estabilidade angular transitória. A adoção do resistor de frenagem surtiu efeito apenas para a

alocação entre a linha de transmissão que interliga as usinas de Machadinho e Itá, o que mostra que a utilização dessa técnica deve ser cuidadosamente analisada. Sendo assim, nesse item serão apresentados os resultados de diversas simulações de falta e a análise da estabilidade eletromecânica, conforme mostrado na Tabela 3.

**Tabela 3. Quantidade de usinas que apresentaram instabilidade angular sem e com ação do resistor de frenagem.**

Caso	Barra		D.F. [ms]	S.R.F.	C.R.F.
	DE	PARA			
01	800	824	240	6	6
02	808	897	240	1	1
03	925	1060	240	1	1
04	810	856	240	1	1
05	919	1047	240	1	1
06	915	1030	240	1	1
07	904	995	240	1	1
08	3011	1047	240	1	1
09	898	839	110	1	0
10	934	933	290	1	0
11	955	933	240	0	0
12	2458	839	180	1	0
13	856	933	270	6	0
14	1030	955	240	0	0
15	1047	898	73	1	0
16	959	895	290	0	0
17	824	933	240	0	0
18	897	1060	100	2	2
Total de Máquinas Instáveis				25	15

Na Tabela 3, a numeração da coluna intitulada como Barra DE indica o ponto de ocorrência do curto-circuito para cada caso simulado; Barra DE – PARA indica a linha de transmissão entre os barramentos que será removida para eliminação do defeito; D.F. indica a duração do defeito; S.R.F. indica o número de usinas que perderam a estabilidade para o caso simulado *sem* o resistor de frenagem; C.R.F. indica o número de usinas que perderam a estabilidade para o caso simulado *com* o resistor de frenagem de  $156 \Omega$  fixado na linha de transmissão que interliga as usinas de Machadinho e Itá. Todos os curtos-circuitos são trifásicos, sendo que a duração da falta para algumas das condições é modificada a fim de aproximar ao CCT do caso correspondente. Assim, as análises consideram pontos críticos ao sistema e pontos onde há opções para realocação do fluxo de potência, sendo estes menos críticos, uma vez que o sistema pode manter conexões importantes entre centros geradores e de carga por outras linhas de transmissão. Os grandes centros de carga também são alvos desta investigação.

No Caso 01 há a perda da usina de referência do sistema, acarretando a instabilidade das demais usinas. Na ocorrência

## REFERÊNCIAS

de um curto-circuito em uma barra PV (Casos 02 a 08), observar-se a perda da estabilidade da própria máquina geradora, uma vez que esta será desconectada do sistema elétrico. No Caso 08, a falta na barra 3011 é referente a planta eólica, e como consequência ocorre a perda da usina hidrelétrica mais próxima, sendo essa a de Salto Osório.

A linha de transmissão entre as barras 856 e 933 (Caso 13) é um importante ponto de fluxo de potência do sistema, e a perda desta linha levou a instabilidade de todas as usinas hidrelétricas geradoras para o caso sem o resistor de freio. Posteriormente, com a presença do resistor de frenagem, observa-se a manutenção da estabilidade angular para todas as máquinas do sistema.

A linha de transmissão que conecta as barras 897 e 1060 (Caso 18) é um local que leva a estabilidade do sistema e, mesmo com a ação do resistor de freio, ocorreu à instabilidade de duas máquinas. Para os demais pontos não foi observado instabilidade em ambas as condições, isso ocorre significativamente por dois motivos. O primeiro é devido a outras opções de linha de transmissão por onde há a transferência de fluxo de potência. O outro é que o local é próximo de grandes centros de carga, assim, ao desconectar a barra do sistema ocorre um alívio de carga, que é uma estratégia que pode ser utilizada para manter a estabilidade angular do sistema.

## 7. CONCLUSÕES

O presente trabalho buscou analisar a influência a penetração de usinas eólicas de grande porte em um sistema elétrico de potência representativo da região sul do SIN. Adicionalmente, verificou-se a viabilidade do uso de resistor série de frenagem como alternativa para diminuir as oscilações eletromecânicas após a ocorrência de uma perturbação no sistema.

Observou-se que a inserção de parques eólicos em um sistema originalmente estável ocasionou a instabilidade angular de duas usinas geradoras. Para contornar o problema, foi adicionado um resistor de frenagem com o intuito de diminuir as oscilações eletromecânicas. Com isso, verificou-se a influência que o ponto de conexão entre as usinas de Machadinho e Itá possui no sistema, o que garantiu a estabilidade. Para verificar a eficiência da ação controladora na linha de transmissão entre Machadinho e Itá foram causados curtos-circuitos em outras barras do sistema. Dessa forma, observou-se a eficiência do método para casos em que a duração do curto-circuito é próxima ao tempo crítico de eliminação do defeito.

Observou-se que a utilização do resistor de frenagem reduziu de 25 para 15 usinas desligadas durante os curtos-circuitos aplicados no sistema, apresentando ser uma boa alternativa para auxiliar na estabilidade do sistema considerando a penetração de usinas eólicas. Por fim, outros trabalhos podem ser realizados buscando verificar técnicas mais robustas para o controle da inserção e retirada do resistor de frenagem e a localização ótima desse equipamento no sistema.

- Alves, W. F. (2007). Proposição de sistemas-teste para análise computacional de sistemas de potência. Dissertação de mestrado. Universidade Federal Fluminense. Niterói, RJ.. 2007.
- CEPEL (2006). – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Procedimentos para preparação de casos de simulação com máquina de indução duplamente alimentada nos programas ANAREDE e ANATEM. vV. 10, novembro de 2006.
- Edrah, M., Lo, K. L. and Anaya-Lara, O. (2015). Impacts of high penetration of DFIG wind turbines on rotor angle stability of power systems. *IEEE Transactions Onon Sustainable Energy*, volume 6, p. 759-766.. 2015.
- Kundur, P. (1994). *Power system stability and control*. McGraw-Hill, Inc., 1994.
- Naimi, D. and Bouktir, T. (2008). Impact of wind power on the angular stability of a power system. *Leonardo Electronic Journal of Practices and Technologies*. p. 83-94., 2008.
- Okedu, K.E. (2020). Determination of the Most Effective Switching Signal and Position of Breaking Resistor in DFIG Wind Turbine under Transient Conditions. *Electr Eng*, p. 471-480.
- ONS (2009)–. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Relação dos sistemas e modelos computacionais. Submódulo 18.2. Rio de Janeiro, Brasil, agosto de 2009.
- ONSONS (2014). – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Boletim mensal de geração eólica Abril/2014. Rio de Janeiro, Brasil, Abril de 2014.
- ONS (2018). – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Plano de ampliações e reforços nas instalações de transmissão do SIN. PAR Executivo 2019-2023. Rio de Janeiro, Brasil, novembro de 2018.
- ONS (2019). – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Boletim mensal de geração eólica Abril/2019. Rio de Janeiro, Brasil, Abril de 2019.
- Qiao, W. and Harley, R. G. (2008). Effect of grid-connected DFIG wind turbines on power system transient stability. *IEEE Power and Energy Society General Meeting – Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*. 2008.
- Robak S. And and Gryzspanowicz, K. (2018). Comprehensive Dimensioning of series braking resistor for transient stability improvement. *Electric Power Systems Research*. Elsevier, Poland, 2018p. 59-66.
- Robak, S. et al. (2019). Transient Stability Enhancement by Series Braking Resistor Control using Local Measurements. *Electric Power and Energy Systems*. Elsevier, p. 272-281.
- Robak, S. et al. (2019). Transient Stability Enhancement by Series Braking Resistor Control using Local Measurements. *Electric Power and Energy Systems*. Elsevier, p. 272-281.
- Vittal, E., O'malley, M. And Keane, A. (2012). Rotor angle stability with high penetrations of wind generation. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*. 2012.