

# Estabilidade transitória de sistemas de distribuição ativos com recursos energéticos distribuídos: um estudo de caso <sup>★</sup>

Guilherme S. de Moraes\* Mariana Resener\*  
Maicon J. S. Ramos\* Younes Mohammadi\*

\* Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), RS, (e-mails: [guilherme.morais@ufrgs.br](mailto:guilherme.morais@ufrgs.br), [mariana.resener@ufrgs.br](mailto:mariana.resener@ufrgs.br), [maicon.jaderson@ufrgs.br](mailto:maicon.jaderson@ufrgs.br), [mohammadi.yunes@gmail.com](mailto:mohammadi.yunes@gmail.com)).

**Abstract:** Transient stability studies in electricity distribution systems (SDEE) have gained significant attention in the literature due to the presence of distributed energy resources (DERs). Understanding the impacts on the dynamic behavior of SDEE, caused by the integration of DERs, is fundamental to guarantee the operation within the criteria established by the regulatory agency. This work studies the transient stability of the modified model of the IEEE 34-node unbalanced distribution system, in the presence of DERs and face of disturbances caused in the network. The model has a synchronous generator (SG) and four solar photovoltaic generation systems. The simulations, using the DIgSILENT PowerFactory software, evaluated the system behavior considering islanding and faults in the network, different loading and generation conditions, through the frequency, voltage, active and reactive power and rotor angle responses of the SG. For the considered test cases, no significant changes were observed in the system's dynamic response when the penetration level of PVs was modified.

**Resumo:** Estudos de estabilidade transitória em sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE) tem ganho importante atenção na literatura em decorrência da presença de recursos energéticos distribuídos (DERs). Entender os impactos no comportamento dinâmico de SDEE, causados pela integração de DERs, é fundamental para garantir a operação dentro de critérios estabelecidos pelo órgão regulador. Este trabalho estuda a estabilidade transitória do modelo modificado do sistema de distribuição desbalanceado IEEE 34-nós, na presença de DERs e diante de distúrbios causados na rede. O modelo contém um gerador síncrono (GS) e quatro sistemas de geração solar fotovoltaica (PV). As simulações, utilizando o *software DIgSILENT PowerFactory*, avaliaram o comportamento do sistema considerando distintos cenários como ilhamento e faltas na rede, diferentes níveis de carga e condições de geração, a partir das respostas de frequência, tensão, potência ativa e reativa e posição angular do rotor do GS. Para os testes analisados, não foram constatadas mudanças significativas na resposta dinâmica do sistema quando o nível de penetração das PVs foi modificada.

**Keywords:** transitory stability; dynamic response; distributed generation; unbalanced system; distributed energy resources

**Palavras-chaves:** estabilidade transitória; resposta dinâmica; geração distribuída; sistema desbalanceado; recursos energéticos distribuídos

## 1. INTRODUÇÃO

A análise de estabilidade transitória é essencial em sistemas elétricos de potência (SEP) e diversos trabalhos tem sido desenvolvidos com o intuito de contribuir para um melhor entendimento do assunto, como Madruga et al. (2018); Li et al. (2018); Simeon et al. (2019). O impacto de um grande distúrbio em linhas de transmissão pode levar a um *blackout* do sistema elétrico e, sendo assim, esforços

tem sido concentrados em modelar e analisar geração, proteção e sistemas de transmissão sob estas situações.

Somente no último ano (período de julho de 2019 à julho de 2020), a potência total instalada de geração distribuída (GD) praticamente triplicou sua capacidade no Brasil (de Geração Distribuída, 2020), o que mostra que os SEP têm sofrido uma grande transformação, caracterizada principalmente pela crescente penetração de fontes com tecnologias que envolvem conversores eletrônicos de potência. Dentre estas tecnologias estão a geração eólica e fotovoltaica e sistemas de armazenamento de energia. Com uma integração significativa destas fontes, a resposta dinâmica dos SEP é alterada (Hatzigiorgiou et al., 2020).

<sup>★</sup> Este trabalho foi financiado em parte pela Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código Financeiro 001.

Com relação aos sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE), a presença cada vez mais significativa de recursos energéticos distribuídos (do inglês DER - *Distributed Energy Resource*) traz novos desafios para o gerenciamento e operação do sistema elétrico (Basak et al., 2012). Dentro deste contexto, uma transformação significativa na forma de planejar, operar e controlar os SDEE vem ocorrendo continuamente.

No Brasil, as condições para conexão de micro e minigeração distribuída em SDEE, por meio de um sistema de compensação de energia, são definidas em (ANEEL, 2012). Atualmente, o Brasil possui mais de 200.000 usinas com geração distribuída, com um total de 2,5 GW instalados, sendo 2,3 GW de fonte fotovoltaica (ANEEL, 2020). No entanto, comparando tais dados com outros países, como Estados Unidos (EIA, 2020), China (IEA, 2020) e Alemanha (Appunn et al., 2020), o mercado brasileiro ainda possui um enorme espaço para incremento da utilização de DER.

O aumento do número de conexões de DERs em SDEE implica diversas dúvidas quanto à estabilidade do sistema, uma vez que a dinâmica destes sistemas é modificada (Hatzargyriou et al., 2020). Assim, estudar os impactos no comportamento dinâmico, causados pela integração dos DERs e da rede, é fundamental para se entender e garantir a operação dentro de critérios de qualidade de energia elétrica estabelecidos pelo órgão regulador. Além disso, uma melhor compreensão permite aperfeiçoar procedimentos relacionados à conexão de DERs nas distribuidoras.

Em Li et al. (2018), os autores estudam o efeito do gerador de indução duplamente alimentado (do inglês *double-fed induction generator* - DFIG) e de geração solar fotovoltaica (PV) na rede de distribuição. Baseado no critério de área equivalente estendida, a estabilidade transitória é avaliada com foco na curva torque-velocidade do DFIG. Em Zheng et al. (2018), a estabilidade transitória de um sistema de distribuição é avaliada através da simulação de ilhamentos causados por diversas faltas. Para isso, os autores simularam diversos cenários, nos quais os níveis de penetração de DER eram alterados. Os resultados mostraram que a integração entre um DER e a rede pode melhorar o desempenho dinâmico do sistema.

O impacto da ocorrência de faltas em SDEE da Namíbia durante o aumento da penetração de DERs foi avaliado por Simeon et al. (2019). A estabilidade transitória foi analisada a partir do comportamento do ângulo do rotor do gerador síncrono (GS). Os resultados mostraram que uma maior participação de DERs contribuiu para uma melhora na estabilidade transitória, uma vez que foram observadas menores excursões do ângulo do rotor.

Os impactos da geração distribuída (GD) foram analisados em Chatterjee and Roy (2017). Os resultados da simulação mostram que a GD pode melhorar a estabilidade da tensão, minimizar a perda total do sistema, fornecer benefícios econômicos, aumentar a capacidade de curto-circuito e melhorar a qualidade de energia do sistema. Além disso, a alocação de GD e seus efeitos no sistema também foram analisados.

A estabilidade transitória e estática da tensão é avaliada na rede de Yuhang (China) considerando a conexão de

GD no sistema, em Hu et al. (2015). A relação entre a penetração de GDs e a tensão da carga é analiticamente calculada e os limites de penetração são determinados de forma abrangente. Após simulações, os autores revelam que uma maior penetração pode melhorar a estabilidade da tensão estática do sistema, desde que a penetração de GDs seja inferior a 50%.

Londero et al. (2009) avaliaram os impactos da conexão de GDs, com diferentes níveis de penetração, no perfil de tensão em regime permanente, nas perdas, na tensão e na estabilidade transitória do sistema de potência. Em relação à análise em regime permanente, a conexão de GDs melhorou o perfil de tensão e reduziu as perdas de potência ativa. Além disso, com uma maior contribuição de potência das unidades de GD, a estabilidade da tensão também é melhorada, dando ao sistema maior capacidade de transferência de potência ativa.

Em Resener et al. (2012), uma rede de distribuição equilibrada foi analisada com o objetivo de entender os impactos dos diferentes modos de controle de um gerador síncrono (GS) na estabilidade transitória. O tempo crítico de eliminação de falta foi obtido para diferentes condições de carregamento. A estabilidade transitória de um SDEE desequilibrado foi analisada por Dias et al. (2014), através da simulação de diferentes tipos de faltas, com o objetivo de determinar o tempo crítico de eliminação de falta para diferentes níveis de carregamento do alimentador. Em ambas referências, foi considerado apenas um GS conectado e não foram consideradas PVs.

Este trabalho estuda a estabilidade transitória de um sistema de distribuição desbalanceado, na presença de PVs e um GS. Para tanto, o sistema teste IEEE 34 nós foi modelado no *software DigSILENT Power Factory* (DigSILENT, 2020), e foram simuladas faltas simétricas e à terra em diferentes nós e diferentes cenários de carregamento, sendo avaliada a resposta dinâmica do GS. Além disso, o ilhamento do alimentador foi também avaliado. Assim, ao se considerar diferentes cenários (a fim de se validar diferentes topologias possíveis), uma ampla verificação de estabilidade transitória é realizada. Por fim, utilizando valores de referências para delimitar faixas adequadas de tensão, frequência e potência ativa do GS, os casos são analisados.

O presente trabalho é estruturado conforme segue. A Seção II aborda o problema de estabilidade transitória, a Seção III desceve o sistema analisado e os cenários considerados, a Seção IV apresenta os resultados e a discussão dos mesmos e, por fim, a Seção V traz as conclusões do artigo.

## 2. PROBLEMA DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA

A principal preocupação em análises de estabilidade é verificar o sincronismo de um GS num curto espaço de tempo logo após a ocorrência de um distúrbio, momento no qual as ações dos controladores não tem efeito significativo. O aumento da participação de DERs em sistemas de distribuição não afetam de maneira expressiva a velocidade das máquinas quanto à velocidade síncrona, mas pode ocasionar um aumento na oscilação da frequência após a falta (Madruga et al., 2018). GSs conectados em SDEE geralmente são de menor porte e apresentam reduzida

inércia, o que resulta num sistema com maior probabilidade de perder sincronismo e, conseqüentemente, chegar a um ponto de operação instável (Madruga et al., 2018; Ulbig et al., 2014). Por esta razão, deve ser dada uma atenção especial aos sistemas de proteção, a fim de se evitar situações como sobre/subtensões e ilhamento intencional.

Em redes de distribuição, cargas desbalanceadas e ramificações com larga extensão devem ser consideradas em simulações dinâmicas, já que podem causar interferência nas respostas dos geradores e na qualidade da energia fornecida diante da ocorrência de uma falta. Por exemplo, em um evento de falta à terra, uma simulação através do equivalente monofásico não mostraria uma possível sobre-tensão nas demais fases. Além disso, grandes ramos em redes de distribuição são predominantemente protegidos por chaves fusíveis, o que requer uma análise específica dos eventos nestes segmentos de redes.

O problema da estabilidade transitória em SEP pode ser definido analiticamente através de (1) e (2) (Kundur, 1994):

$$M \frac{d\omega}{dt} + D \cdot \omega = P_m - P_e, \quad (1)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega(t) - \omega_s, \quad (2)$$

onde  $M$  é a constante de inércia do GS,  $t$  é o tempo,  $D$  é a constante de amortecimento do GS,  $\omega$  é a velocidade angular para cada instante,  $P_m$  representa a potência mecânica de entrada do GS,  $P_e$  é potência ativa injetada na rede pelo GS,  $\delta$  é a posição angular de eixo do GS com relação à rotação na velocidade síncrona, enquanto que  $\omega_s$  é a velocidade síncrona. A solução de (1) permite avaliar a estabilidade transitória de um sistema de potência.

Neste trabalho, a estabilidade transitória de SDEE é analisada verificando se os DERs no SDEE alcançam um ponto de operação estável após uma perturbação. Ainda, limites aceitáveis de operação e segurança são considerados, os quais levam em conta níveis de tensão, frequência e esforços torcionais nos geradores síncronos. A avaliação do esforço torcional é realizada com base na diferença entre a potência ativa gerada antes e após a perturbação. Caso essa diferença seja superior a 50% da potência aparente nominal do gerador (IEEE, 1980), pode-se ter esforços nocivos ao gerador síncrono.

Os níveis de tensão são avaliados considerando que a magnitude da tensão, em regime permanente, deve permanecer na faixa entre 0,95 pu e 1,05 pu. Ocorrendo uma perturbação, pode excursionar entre 0,8 pu e 1,1 pu por até 10 s. Com relação à frequência, em regime permanente deve atingir valores entre 59,9 Hz e 60,1 Hz. Durante transitórios, a mesma não deve ser inferior a 56,5 Hz ou superior a 66,0 Hz, devendo retornar a valores dentro da faixa admissível em regime permanente em até 30 s. A Tabela 1 resume os limites operacionais considerados Madruga et al. (2018).

### 3. ESTUDO DE CASO

Neste trabalho, a estabilidade transitória do sistema teste IEEE 34-nós (Kersting, 1991), considerando a presença

Tabela 1. Limites operacionais

Variáveis	Valores aceitáveis	Descrição
$\delta_i$	$< \delta_{crítico}$	Ângulo do rotor da máquina em regime permanente
$\Delta P$	$\leq 0,5 \text{ p.u.}$	Esforço Torcional, na base da máquina
$V_T$	$0,8 \text{ pu} \leq V_T < 1,1 \text{ pu}$ (até 10 s)	Nível de tensão (transitório)
$V_{RP}$	$0,95 \text{ pu} \leq V_{RP} \leq 1,05 \text{ pu}$	Nível de tensão (regime permanente)
$f_T$	$56,5 \text{ Hz} \leq f_T \leq 66,0 \text{ Hz}$ (até 30 s)	Frequência (transitório)
$f_{RP}$	$59,9 \text{ Hz} \leq f_{RP} < 60,1 \text{ Hz}$	Frequência (regime permanente)

de DER, é avaliada. Este alimentador é localizado no estado do Arizona (EUA) e opera em 24,9 kV e 60 Hz. Além disso, sua carga nominal é de aproximadamente 2,06 MVA e o sistema possui linhas aéreas monofásicas e bifásicas. O modelo é simulado através do programa *DigSILENT PowerFactory* (DigSILENT, 2020), considerando a conexão de múltiplas DERs, sendo 4 PVs de 500 kVA cada nas barras 840, 848, 858 e 812. Além das PVs, há também a conexão de uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH) na barra 828, que é constituída por dois geradores síncronos de 1.562 kVA que operam em paralelo, totalizando 3.125 kVA de capacidade nominal. A subestação foi representada através de uma barra infinita. O sistema adaptado e completo é apresentado na Fig. 1.

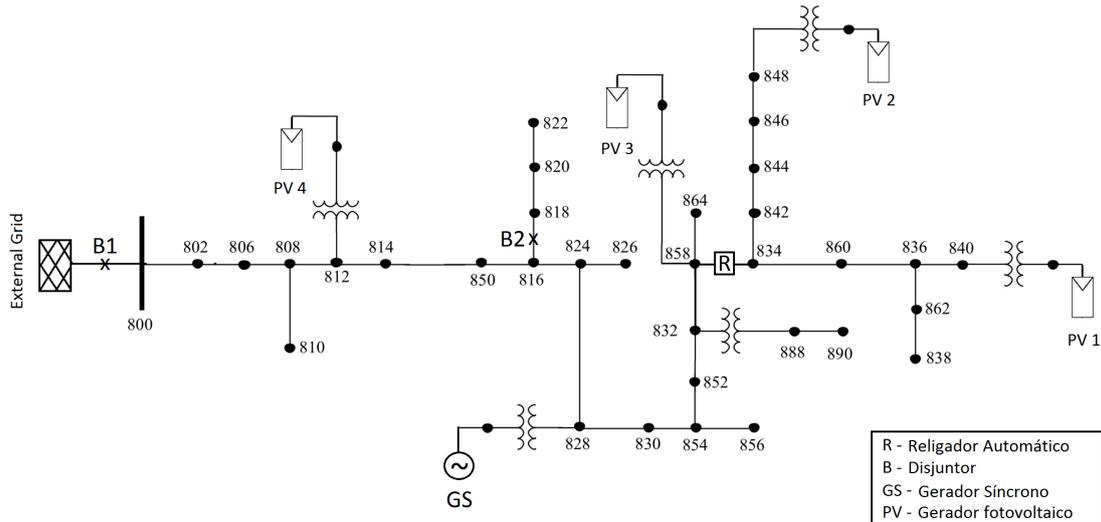
O GS utiliza o *HYGOV* do *IEEE* como controlador de velocidade, *DC2A-DC* do *IEEE* como regulador de tensão e o modelo *IEEE Standard* como Sinal Adicional Estabilizador (*PSS - Power System Stabilizer*). Os parâmetros do controlador de tensão e do PSS utilizados estão disponíveis em Madruga et al. (2018), assim como as reatâncias do gerador. Os parâmetros do regulador de velocidade são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2. Dados regulador de velocidade

Variável	Descrição	Valor
R	Estatismo Temporário (pu)	1,41
Tr	Constante de Tempo do Regulador (s)	1
Tf	Constante de Tempo do Filtro (s)	0,1
Tg	Constante de Tempo do Servo (s)	0,002
Tw	Constante de Tempo Hidráulica da água (s)	0,5
At	Ganho da Turbina (pu)	1
Dturb	Amortecimento da Turbina (pu)	1
Qnl	Vazão de água s/carga que representa as perdas fixas da turbina (pu)	0,01
R	Estatismo Permanente (pu)	0,05
Gmin	Posição mínima do gate (pu)	0
Gmáx	Posição máxima do gate (pu)	1
Velm	Velocidade limite do gate (pu/s)	0,15

O modelo da PV utilizado é o mesmo disponibilizado pelo programa *DigSILENT* como padrão para simulações dinâmicas, conforme explicado em Almutiari and Rawa (2020). Os parâmetros da PV são apresentados na Tab. 3 e a arquitetura de controle do modelo é ilustrado na Fig. 2. Os blocos referentes aos efeitos da irradiação solar e variação da temperatura foram desabilitados, pois não são objetos de análise deste estudo.

O GS foi considerado com um despacho de potência ativa de 1.500 kW e regulando a tensão no ponto de conexão em 1,0 pu. Por outro lado, as PVs foram configuradas para gerar 300 kW de potência ativa, com fator de potência unitário e com uma corrente de contribuição de 1,1 p.u.



R - Religador Automático  
 B - Disjuntor  
 GS - Gerador Síncrono  
 PV - Gerador fotovoltaico

Figura 1. Modelo IEEE 34 nós modificado.

Tabela 3. Parâmetros da PV

Parâmetros	Valor
Potência nominal (kW)	300
Tensão de circuito aberto do módulo em STC (VO_STC)	43,8 V
Corrente de curto-circuito do módulo em STC (IS_STC)	5 A
Tensão MPP do módulo em STC (VMPP_STC)	35 V
Corrente MPP do módulo em STC (IS_STC)	4,58 A
Fator de correção da temperatura (tensão) KV	-0,0039
Fator de correção da temperatura (corrente) KI	0,0004
Potência nominal do módulo em STC (W)	175
Nº de módulos conectados em paralelo	20
Nº de módulos conectados em série	140

- Caso IV: curto-circuito monofásico à terra (FT) aplicado na barra 838, seguido da operação do religador automático (R) entre as barras 858 e 834, considerando carga nominal (100%).

Para todos os casos testados, o sistema foi simulado variando-se a quantidade de PVs conectadas, através das seguintes configurações:

- GS + 0 PVs;
- GS + 2 PVs (PV1 e PV3 em operação);
- GS + 4 PVs (todas PVs em operação).

O comportamento do GS foi, então, avaliado nas simulações dinâmicas através das respostas de tensão, frequência, potências ativa e reativa e o ângulo do rotor em relação à referência (barra infinita).

#### 4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Através das simulações realizadas no *DIgSILENT Power Factory*, as curvas com os comportamentos de tensão e frequência no ponto de conexão do gerador síncrono foram obtidas e a estabilidade do sistema foi avaliada. Os resultados são descritos conforme segue.

##### 4.1 Caso I: Falta para diferentes níveis de carga

Neste caso, uma falta 3F é aplicada no nó 800, considerando os seguintes níveis de carga: 100%, 120%, 140% e 160% da carga nominal. Em 2,9 s a falta é iniciada e após 100 ms a mesma é eliminada. Na Fig. 3, a resposta de tensão do GS para uma condição de 100% de carga é mostrada.

Conforme mostra a Fig. 3, a tensão atinge aproximadamente 0,35 pu durante a falta. Embora este valor esteja fora dos limites aceitáveis descritos na Tabela 1, ele ocorre por aproximadamente 100 ms, retornando para a faixa aceitável de tensão após transitório. Este afundamento pode levar à atuação da proteção, a depender da temporização ajustada nas funções de subtensão e perda de excitação da máquina. Ainda, pode-se observar que a tensão estabiliza novamente em 1,0 pu após 2 s.

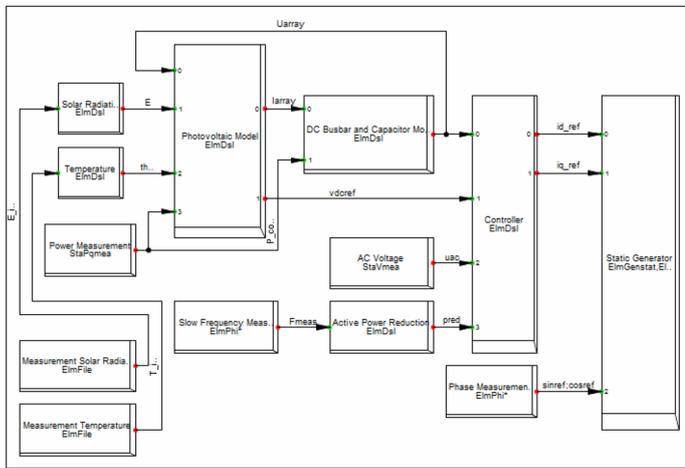


Figura 2. Arquitetura da PV fornecida pelo DIgSILENT.

de curto-circuito. Quatro casos foram considerados nas simulações, conforme apresentado abaixo:

- Caso I: curto-circuito trifásico (3F) aplicado na barra 800 para os níveis de carga de 100%, 120%, 140% e 160% da nominal;
- Caso II: curto-circuito trifásico (3F) aplicado na barra 800 e o ilhamento através da abertura do disjuntor B1, considerando carga nominal (100%);
- Caso III: curto-circuito trifásico (3F) aplicado na barra 800 para um novo despacho de potência do GS e das PVs e considerando carga nominal (100%);

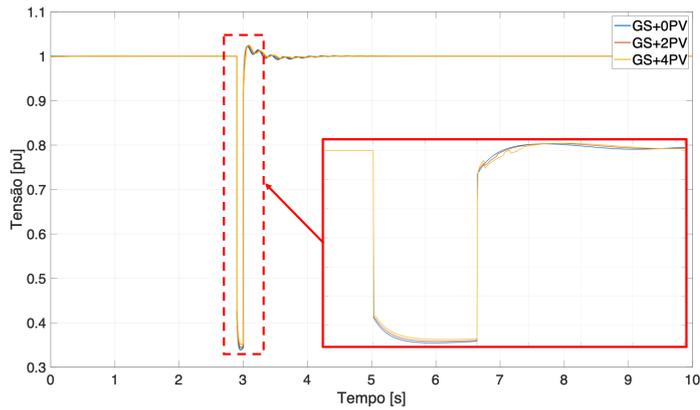


Figura 3. Caso I - Tensão no GS para 100% de carga e variando a quantidade de PVs.

Em Fig. 4, tem-se o comportamento da potência reativa do gerador síncrono. Observa-se que o acréscimo de PVs faz com que o perfil de tensão nas barras do sistema aumente com a injeção de potência ativa. Assim, como GS está configurado com controle de tensão, o mesmo passa a consumir reativo para compensar tal aumento na tensão. Em termos de estabilidade, nota-se que as respostas atingem um estado estável após o evento.

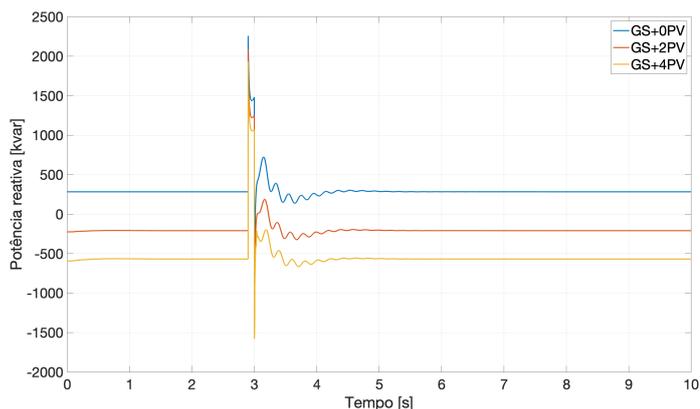


Figura 4. Caso I - Potência reativa no GS.

Na Fig. 5, é apresentada a resposta da potência ativa da máquina síncrona. Apesar da grande oscilação durante o evento, o gerador consegue permanecer estável e retornar ao ponto de equilíbrio, com uma carga de cerca de 1.500 kW. De acordo com a Tabela 1, tal variação está dentro dos limites operacionais aceitáveis, uma vez que o valor mínimo de potência atingido foi de 494,4 kW. Além disso, a presença das PVs pouco contribuem ou afetam a resposta dinâmica do equipamento.

Para os demais níveis de carga (120%, 140% e 160%), observa-se uma similaridade nas respostas em relação ao caso inicial (100%). Com relação à tensão, como o GS está regulando tensão, ao se aumentar a carga do sistema ocorre uma maior injeção de reativo no sistema por parte do gerador síncrono. Para as simulações deste trabalho, foi adotado um limite de 700 kvar (injeção ou absorção). Assim, diante de tal restrição, os casos de 140% e 160% mostraram que não foi possível para o gerador regular a tensão em 1,0 pu, dada a limitação na potência reativa. Com relação à frequência, os resultados

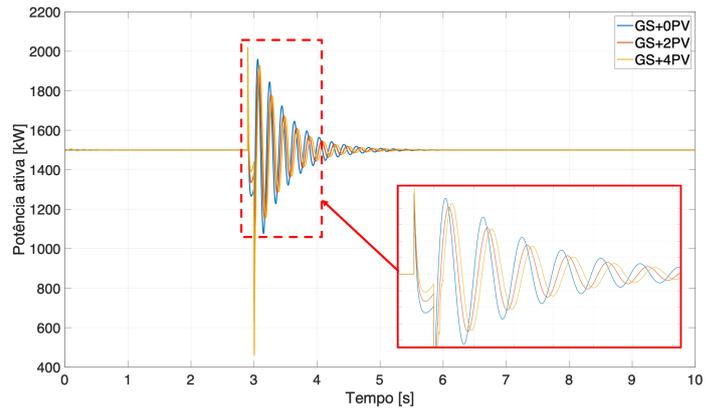


Figura 5. Caso I - Potência ativa no GS para 100% de carga.

também se mantiveram semelhantes, apresentando uma leve diminuição na magnitude de oscilação do sinal durante o período transitório.

#### 4.2 Caso II: Falta e ilhamento

Neste caso, uma falta 3F é aplicada no nó 800 no instante 2,9 s e a mesma é extinta após 100 ms, considerando a carga em 100%. Além disso, em 3 s o disjuntor entre a subestação e a rede (B1) é aberto, levando o sistema à condição de ilhamento. Na Fig. 6, é apresentado o comportamento da tensão diante do cenário proposto. Pode-se observar que o sistema sem a presença de PVs ou com a conexão de duas PVs apresenta um comportamento estável, regulando a tensão em 1,0 p.u. após o evento. Por outro lado, a presença de quatro PVs faz com que o sistema se torne instável após o evento.

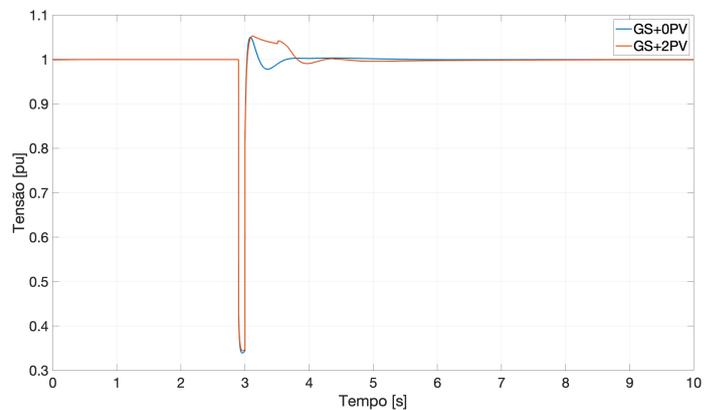


Figura 6. Caso II - Tensão do GS para a condição de falta e ilhamento.

O comportamento da frequência para este evento é apresentado na Fig. 7. Na configuração sem PVs conectadas ao sistema, verifica-se uma queda na frequência após o evento de ilhamento. Isto era esperado, uma vez que antes do evento parte da carga era atendida pela subestação. Assim, é necessária a aceleração da máquina primária para reestabelecer o balanço geração carga no sistema ilhado.

Por outro lado, ao se analisar o sistema com duas PVs conectadas, nota-se que há uma sobrefrequência durante o evento. Assim, antes da perturbação a geração do sistema era maior que a carga total, o que fazia com que a

potência ativa excedida fosse exportada para a subestação. Quando ocorre o ilhamento, o aumento na frequência leva o regulador de velocidade da máquina a desacelerar o rotor para reestabelecer a frequência.

Em ambas configurações, percebe-se que a frequência em regime estabiliza em 60,0 Hz. Contudo, durante o transitório, principalmente diante da ocorrência do curto-circuito trifásico, ocorrem picos na frequência que, conforme a magnitude, poderiam sensibilizar a proteção de sub e sobrefrequência do gerador. Diretrizes referentes aos ajustes de proteção podem ser consultadas em (IEEE, 2018).

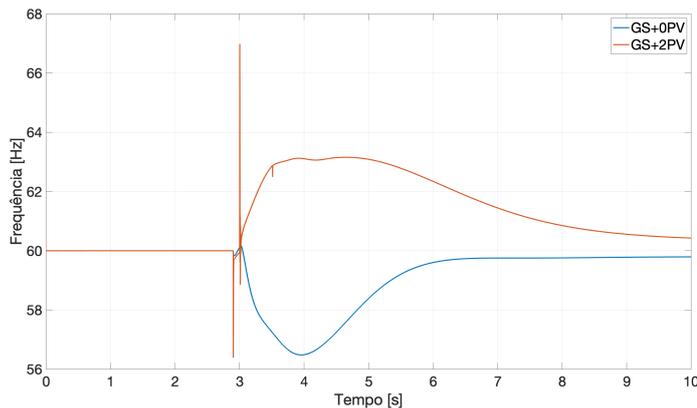


Figura 7. Caso II - Frequência do GS para a condição de falta e ilhamento.

#### 4.3 Caso III: Falta e novo despacho de geração

A fim de simular cenários diferentes de geração, neste caso é reduzido o despacho de potência ativa do GS para 1000 kW e a geração das PVs é alterada para 100 kW cada. Na Fig. 8, o comportamento da tensão no ponto de conexão do GS após a ocorrência de uma falta 3F no nó 800 é apresentada. Analisando a resposta de tensão, percebe-se que há um aumento na magnitude e no tempo de oscilação da tensão quando comparada com a resposta obtida no Caso I. Tal condição pode ser explicada pela diminuição da potência ativa gerada pelas PVs, o que contribui para uma diminuição no perfil de tensão nas barras e, conseqüentemente, no aumento da geração de potência reativa do GS para regular a tensão.

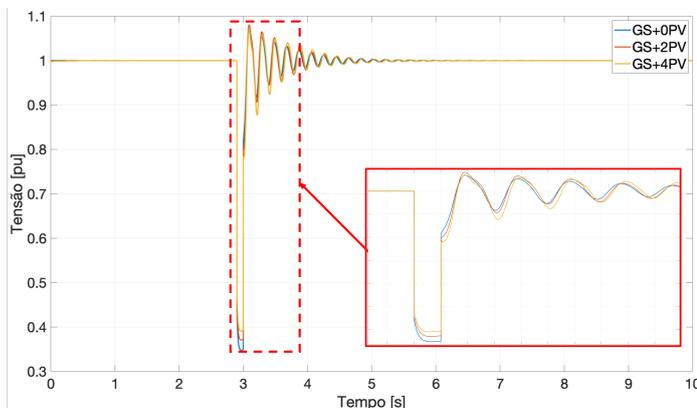


Figura 8. Caso III - Tensão do GS após a falta, para um novo despacho de potência.

Na Fig. 9, é possível confirmar que a potência reativa gerada por GS aumenta em relação ao primeiro caso, conforme mostrado na Fig. 4.

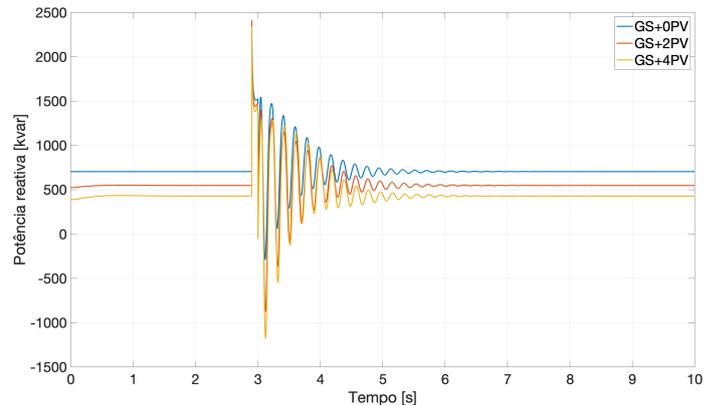


Figura 9. Caso III - Potência reativa de GS durante o evento.

O comportamento da frequência para este caso teste é apresentado na Fig. 10, onde também é possível verificar uma relevante variação na frequência, no qual o limite inferior é quase atingido com um valor de 56,62 Hz, mas que estabiliza em 60 Hz em regime permanente.

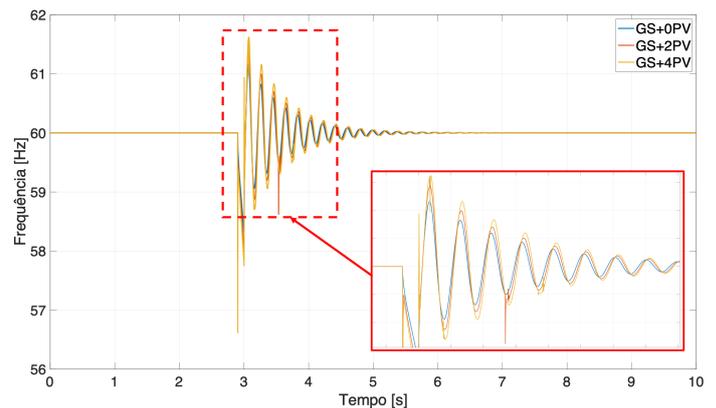


Figura 10. Caso III - Frequência do GS após a falta, para um novo despacho de potência.

#### 4.4 Caso IV: Falta e operação do religador

Neste caso teste, foi simulada uma falta FT na fase *a* do nó 838 no instante de 2,7 s e a mesma foi extinta após 300 ms. Além disso, em 3 s o religador automático R (ver Fig. 1) é aberto, isolando o sistema a jusante do mesmo, e após 1 s (instante de 4 s) o religador entra em operação, simulando uma condição de religamento após uma falta temporária. A resposta da tensão do GS é apresentada na Fig. 11.

Diante de uma falta FT, nota-se novamente que as respostas são muito próximas ao se variar a quantidade de PVs conectadas na rede. Inicialmente, tem-se um afundamento de tensão em decorrência da falta aplicada no sistema, no entanto de menor magnitude comparado com o obtido na falta 3F. No instante de 3 s, momento no qual a falta é eliminada e o religador automático é aberto, a magnitude da tensão no nó do GS cresce, o que pode ser atribuído à

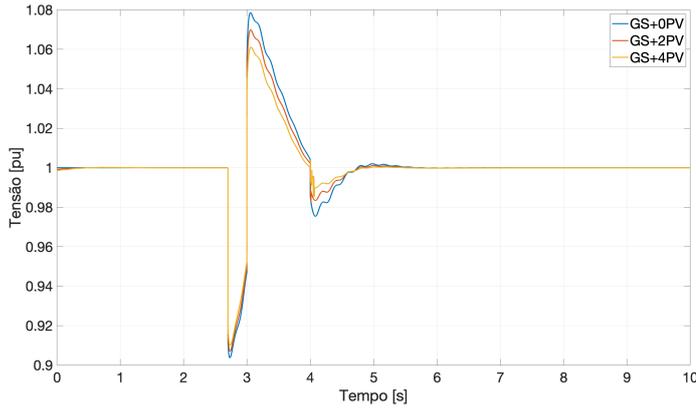


Figura 11. Caso IV - Tensão do GS após a falta e a operação do religador automático.

redução de carga no alimentador provocada pela abertura do religador. Ao reconectar a carga ao sistema (tempo de 4 s), ocorre uma subtensão transitória, estabilizando em 1,0 pu em regime permanente. Não são observadas violações dos critérios descritos na Tabela 1.

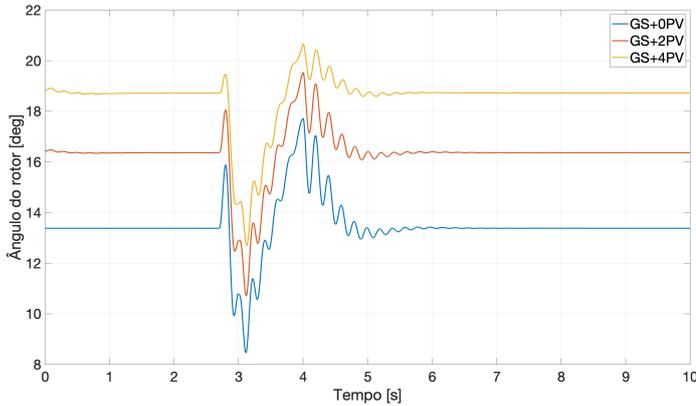


Figura 12. Caso IV - Ângulo do rotor do GS durante o evento.

Ao se analisar o comportamento angular do rotor do GS, nota-se que a conexão das PVs poucam influenciam na resposta dinâmica do gerador, uma vez que o rotor em regime retorna para o mesmo ponto pré-evento, conforme ilustrado na Fig. 12. Além disso, a variação é inferior ao  $\delta_c$ , destacado na Tabela 1.

O gráfico da potência ativa fornecida pelo GS mostra uma oscilação durante o período de tempo de 2,7 e 5 s, em decorrência dos eventos aplicados no sistema. Analisando a Fig. 13, percebe-se que a magnitude de variação do sistema sem as PVs é maior, uma vez que não há a contribuição de potência ativa dos conversores. No entanto, o tempo de estabilização para ambos os casos é bastante próximo. Além disso, essa variação da potência é inferior a 50% da potência nominal de 3.125 kVA, indicando que não há esforços torcionais nocivos para a máquina (IEEE, 1980).

#### 4.5 Análise comparativa

A Tabela 4 apresenta um resumo dos resultados obtidos quanto à estabilidade do sistema para os eventos simulados. Como se pode observar, apenas para os casos II e IV o sistema apresentou instabilidade, para a configuração

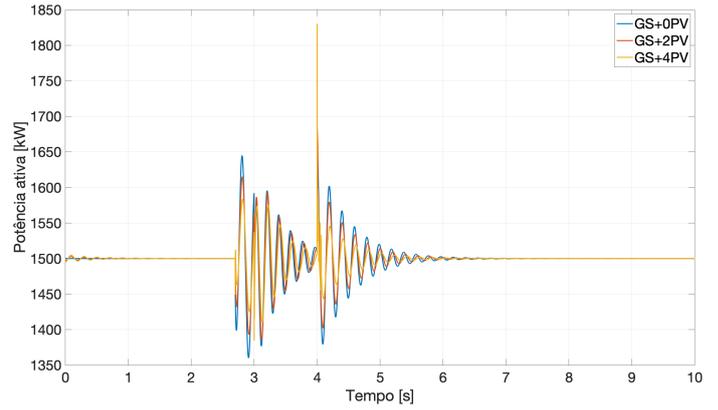


Figura 13. Caso IV - Respostas de potência ativa.

nas quais as quatro PVs estavam conectadas. Nos demais casos, a partir da análise dos comportamentos em regime transitório, pode-se concluir que o número de PVs pouco influenciou no comportamento dinâmico do GS.

Tabela 4. Resumo dos resultados

Config.	Caso 1				Caso 2	Caso 3	Caso 4
	100%	120%	140%	160%			
GS+0PV	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável
GS+2PV	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável
GS+4PV	Estável	Estável	Estável	Estável	Instável	Estável	Instável

## 5. CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou uma análise de estabilidade transitória do sistema IEEE 34-nós na presença de DERs. Os estudos incluíram faltas aplicadas na rede e a operação na condição de ilhamento. Ao todo, quatro casos foram estudados e importantes parâmetros como tensão, frequência, potência ativa e reativa e posição angular do rotor foram analisados nas simulações dinâmicas. Os resultados de cada evento foram comparados com limites aceitáveis preestabelecidos.

Para os eventos de falta, o gerador síncrono apresentou comportamentos similares, tanto na presença das PVs quanto na desconexão das mesmas. De maneira geral, o sistema se comportou de forma estável para os casos analisados, tendo somente duas situações de instabilidade na configuração com as quatro PVs conectadas (casos II e IV). Embora novos pontos de operação estáveis fossem atingidos, em alguns deles foram observadas violações nos critérios de tensão e frequência.

As análises apresentadas neste trabalho estão sendo estendidas para considerar outros possíveis cenários e aspectos, como a substituição da máquina hidráulica por uma térmica e a verificação do impacto das PVs na inércia do sistema.

## REFERÊNCIAS

Almutiari, M.A. and Rawa, M.J. (2020). Transient stability analysis of large-scale PV penetration on power systems. *International Journal of Engineering Research and Technology*, 13(5), 1030–1038.

- ANEEL (2012). RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012. <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf/>. [Online; accessed 23-March-2020].
- ANEEL (2020). UNIDADES CONSUMIDORAS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA. <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/>. [Online; accessed 23-March-2020].
- Appunn, K., Haas, Y., and Wettengel, J. (2020). Installed net power generation capacity in Germany 2002 - 2019. <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/germanys-energy-consumption-and-power-mix-charts>. [Online; accessed 03-April-2020].
- Basak, P., Chowdhury, S., Halder Nee Dey, S., and Chowdhury, S.P. (2012). A literature review on integration of distributed energy resources in the perspective of control, protection and stability of microgrid. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 5545–5556.
- Chatterjee, S. and Roy, B.K.S. (2017). Transient stability and other important aspects of power system in Multi-DG environment. *2016 IEEE 7th Power India International Conference, PIICON 2016*, 31–34.
- de Geração Distribuída, A.B. (2020). Dados Mercado. <http://www.abgd.com.br/portal/dados-mercado/>. [Online; accessed 30-September-2020].
- Dias, I.C., Resener, M., Canha, L.N., and Pereira, P.R. (2014). Transient stability study of an unbalanced distribution system with distributed generation. *2014 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, PES T and D-LA 2014 - Conference Proceedings*, 2014-October, 1–5.
- DigSILENT (2020). DigSILENT User Manual. <https://www.digsilent.de/en/>. [Online; accessed 10-March-2020].
- EIA, U.E.I.A. (2020). Electric Power Monthly. <https://www.eia.gov/electricity/monthly/>. [Online; accessed 03-April-2020].
- Hatziaargyriou, N., Milanović, J.V., Rahmann, C., Ajjarapu, V., Cañizares, C., Erlich, I., Hill, D., Hiskens, I., Kamwa, I., Pal, B., Pourbeik, P., Sanchez-Gasca, J.J., Stanković, A., Cutsem, T.V., Vittal, V., and Vournas, C. (2020). Stability definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies.
- Hu, X., Zhang, X., Lou, X., Meng, X., Zhang, J., Li, T., and Pan, S. (2015). Analysis on the voltage stability and the allowed penetration capacity of distributed generations in Yuhang power grid. *9th International Conference on Power Electronics - ECCE Asia: "Green World with Power Electronics", ICPE 2015-ECCE Asia*, 2501–2506.
- IEA (2020). Total primary energy supply (TPES) by source, People's Republic of China 1990-2017. <https://www.iea.org/countries/china/>.
- IEEE (1980). Ieee screening guide for planned steady-state switching operations to minimize harmful effects on steam turbine-generators. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-99(4), 1519–1521.
- IEEE (2018). IEEE standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces.
- Kersting, W.H. (1991). Radial distribution test feeders. *IEEE Transactions on Power Systems*, 6(3), 975–985.
- Kundur, P. Balu, N.J.L.M.G. (1994). *Power System Stability And Control*. Mcgraw-Hill, 3412 Hillview Avenue, Palo Alto, California.
- Li, G., Qi, Y., Bai, L., Jin, T., Zheng, Z., and Pei, C. (2018). Influences of Large Scale Wind/Solar Integration on Distribution System Transient Stability. *2nd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration, EI2 2018 - Proceedings*, 1–6.
- Londero, R.R., Affonso, C.M., and Nunes, M.V. (2009). Impact of distributed generation in steady state, voltage and transient stability-real case. *2009 IEEE Bucharest PowerTech: Innovative Ideas Toward the Electrical Grid of the Future*, 7–12.
- Madruça, E.P., Bernardon, D.P., Vieira, R.P., and Pfister, L.L. (2018). Analysis of transient stability in distribution systems with distributed generation. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 99(July 2017), 555–565.
- Resener, M., Salim, R.H., and Bretas, A.S. (2012). Impacts of excitation control modes of distributed generators on distribution systems transient stability: A case study. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 1–7.
- Simeon, A.M., Wanjekeche, T., Hamatwi, E., and Kamati Mbangula, N.I. (2019). Impacts of Distributed Energy Resources on the Grid Transient Stability: A Case Study of Namibia. *2019 Open Innovations Conference, OI 2019*, 184–189.
- Ulbig, A., Borsche, T.S., and Andersson, G. (2014). Impact of low rotational inertia on power system stability and operation. In *IFAC Proceedings Volumes (IFAC-PapersOnline)*.
- Zheng, W., Crossley, P., Xu, B., and Qi, H. (2018). Transient stability of a distribution subsystem during fault-initiated switching to islanded operation. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 97(October 2017), 418–427.