

Modelagem e análise da proteção anti-ilhamento de geradores distribuídos térmicos e fotovoltaicos

Rodrigo T. Toledo, Eduardo P. A. Ribeiro, Kleber M. Silva *
Luciano S. Barros **, Caio M. Moraes *

* *Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, DF, (e-mail: {rodrigotenorio,eduardopassos, caiomoraes}@lapse.unb.br, klebermelo@unb.br).*

** *Departamento de Sistemas de Computação, Universidade Federal da Paraíba, PB (e-mail: lsalesbarros@ci.ufpb.br)*

Abstract: This paper presents an analysis of the anti-islanding protection (AIP) functions behavior during the islanded operation of a distribution network section that contains simultaneously distributed generators interfaced by inverters and directly connected to the grid via synchronous generator. Through the simulations carried out, it was verified that the tripping time of traditional passive islanding detection functions is significantly affected when there are synchronous generators connected to the island. This is due to the existence of a synchronous, although weak, reference for the photovoltaic generator, extending its islanded operation. It was also verified the need for greater care in the parameterization of AIP functions as well as the complementation of more robust and sensitive detection functions in order to ensure greater network reliability and security.

Resumo: Esse estudo apresenta uma análise sobre o comportamento das funções de proteção anti-ilhamento (PAI) durante a operação ilhada de um trecho de rede de distribuição contendo simultaneamente geradores distribuídos interfaceados por inversores e conectados diretamente à rede via gerador síncrono (GS). Através das simulações realizadas foi verificado que os tempos de atuação das funções passivas tradicionais de detecção de ilhamento são significativamente afetados quando existem GSs conectados à ilha. Isso ocorre devido à existência de um referencial fraco de sincronismo para o gerador fotovoltaico, estendendo sua operação ilhada. Os resultados obtidos indicam a necessidade de maior cuidado na parametrização das funções PAI bem como a complementação de funções de detecção mais robustas e sensíveis afim de garantir maior confiabilidade e segurança para a rede.

Keywords: Anti-islanding protection; distributed generation; synchronous generator; photovoltaic generator; frequency; distribution network.

Palavras-chaves: Proteção anti-ilhamento; geração distribuída; gerador síncrono; gerador fotovoltaico; frequência; rede de distribuição.

1. INTRODUÇÃO

O montante de geradores distribuídos (GDs) conectados às redes de distribuição está cada vez mais significativo, uma vez que a sua inserção pode trazer benefícios como a redução de custos e perdas de energia nos sistemas de transmissão e distribuição, além de promover uma redução do pico de demanda de energia (Qian et al., 2008). Entretanto a alta penetração de GD gera alguns desafios para a manutenção da operação segura e confiável da rede, além de gerar impactos aos sistemas de proteção tradicionais. Diante desse cenário, inúmeras soluções relacionadas aos sistemas de proteção vêm sendo propostas, visando garantir a operação confiável e segura do sistema com elevados níveis de penetração de GD.

Um dos desafios inerentes à alta penetração de GD é a operação ilhada, que ocorre quando um trecho da rede elétrica torna-se eletricamente desconectado da concessionária, porém continua a ser energizado por GDs conec-

tados a esse subsistema isolado. Essa operação pode ser classificada como intencional ou não-intencional, sendo que para o último caso, a prática é a desconexão do GD tão logo esse evento seja identificado (IEEE, 2018).

A operação ilhada não-intencional pode originar diversos problemas para o trecho de rede isolado, para os seus consumidores e para os proprietários dos GDs. Seus principais impactos são: segurança das equipes de manutenção e da população inadvertidos da rede energizada; qualidade da energia elétrica, com nível de tensão e frequência excedendo os limites regulatórios estipulados; descoordenação da proteção da rede devido às alterações dos níveis de curto-circuito; e problemas de religamento fora de sincronismo em redes com religadores (Jenkins et al., 2010).

O comportamento da ilha elétrica formada pode variar consideravelmente a depender do tipo de GD conectado. Para o caso em que há GDs conectados via gerador síncrono (GS), a constante de tempo de resposta do circuito é

mais lenta do que a de redes ilhadas com GDs interfaceados por inversores. Adicionalmente, a relação entre potência ativa/reactiva e magnitude da tensão/frequência também são diferentes com GSs (Raipala et al., 2015). Dessa forma, tornam-se necessárias estratégias complementares para a identificação dessa operação.

Dessa forma, esse estudo tem como objetivo apresentar o impacto da conexão de GDs síncronos no tempo de atuação de funções passivas de detecção de ilhamento. Para isso, inicialmente são apresentadas as funções de proteção analisadas e posteriormente as características da rede de distribuição e dos geradores distribuídos modelados no ATP (*Alternative Transient Program*). Posteriormente são apresentados os resultados da operação dos GDs perante aberturas de trechos de rede que provocam seu ilhamento, através do comportamento da operação das funções de proteção passivas baseadas em tensão e frequência, para isso são apresentados os sinais de tensão, corrente, potências injetadas, frequência e a taxa de variação da frequência.

2. PROTEÇÃO ANTI-ILHAMENTO

As técnicas de detecção de ilhamento podem ser divididas em técnicas locais e remotas. As técnicas locais detectam o ilhamento através de medições de grandezas elétricas realizadas no ponto em que o GD está instalado. Em contrapartida, as técnicas remotas atuam por meio de medições de grandezas elétricas e estados lógicos de equipamentos em locais distantes dos GDs. As técnicas remotas são mais robustas e confiáveis, porém são mais complexas e de maior custo, sendo tradicionalmente menos utilizadas. As técnicas locais podem ser subdivididas em passivas (utilizam as medições elétricas), ativas (inserem no sistema pequenas perturbações para verificar as respostas do sistema) e híbridas (união das técnicas passiva e ativa) (Paiva et al., 2014).

As técnicas passivas locais são as mais utilizadas, devido à sua fácil implementação e baixo custo. Entretanto, elas apresentam como desvantagem a existência de zonas de não-deteção, ou seja, a depender do ponto de operação, essas funções podem não atuar corretamente (Shang and Shi, 2016). Nesse estudo foram analisadas quatro funções passivas de detecção de ilhamento, que atuam sobre disjuntores no ponto de conexão do GD com a rede, permitindo sua desconexão.

Para a implementação das funções de detecção, são necessárias as estimativas de grandezas do sistema como tensão e frequência. Logo, para a obtenção dos fasores de tensão foi utilizado o algoritmo do filtro cosseno modificado, que define o fasor através de duas saídas consecutivas do filtro cosseno de um ciclo de Fourier. Sendo necessário para isso, aplicar um fator de correção, a fim de obter a ortogonalidade entre as parte real e imaginária do fasor (Hart et al., 2000). A estimativa da frequência é realizada através da determinação do período do sinal de tensão, e esse período é definido pela diferença do tempo entre os cruzamentos pelo zero natural.

2.1 Funções de proteção 27/59

Função de sub/sobretensão: seu funcionamento baseia-se no módulo da tensão eficaz da barra em que o GD está

conectado. Esse valor é obtido através da filtragem do sinal de tensão para eliminação de componentes de alta frequência e posterior processo de estimação fasorial. O valor do módulo do fasor é comparado com valores limites de ajustes estipulados em norma, que irão definir se a atuação será temporizada ou instantânea (IEEE, 2018).

2.2 Funções de proteção 81U/O

Função de sub/sobrefrequência: seu funcionamento baseia-se no valor estimado da frequência. Essa variável é então comparada com limites estabelecidos para definir a atuação instantânea ou temporizada. Tradicionalmente, é implementado o bloqueio de tensão nos relés de frequência, para impedir atuações incorretas decorrentes de estimativas de sinais espúrios de tensão. Essa função é largamente utilizada para a detecção de ilhamento devido a sua alta sensibilidade à variação de potência na rede ilhada.

2.3 Função de proteção 81R

Função de taxa de variação da frequência (ROCOF): baseia-se no cálculo da derivada da frequência no tempo (df/dt). Tem sido largamente utilizada por ser uma técnica sensível e confiável para a detecção do ilhamento, a formulação utilizada nesse trabalho, apresentada em (1), consiste na taxa de variação da frequência para uma janela de medição de três ciclos (Bugdal et al., 2006). Posteriormente, calcula-se o valor médio da taxa de variação da frequência para uma janela móvel de 200 ms, conforme estabelecido em IEEE (2018).

$$\frac{df}{dt} = \frac{f_{(n)} - f_{(n-3 \text{ ciclos})}}{T_{(3 \text{ ciclos})}} \quad (1)$$

2.4 Função de proteção 78

Função de salto de vetor ou medição do ângulo de fase: baseia-se na detecção da variação angular da tensão no ponto de conexão do GD em relação a uma referência. Essa função pode ser configurada para operar de forma temporizada ou instantânea, tradicionalmente operando com a implementação do bloqueio de tensão. Tipicamente, seus ajustes variam de 3° a 10° para atuação instantânea.

3. DESCRIÇÃO DA REDE ANALISADA

A rede de distribuição analisada consiste em um alimentador aéreo real, com característica radial, que opera em tensão primária de 13,8 kV/60 Hz. O diagrama unifilar desse sistema é retratado na Figura 1, onde estão posicionados os GDs fotovoltaicos (UFVs) e térmico (UTE). Essa rede possui uma carga com potência nominal de aproximadamente 7 MVA, distribuídos entre suas 135 barras e um total de 9,4 km de rede (LAPSEE, 2021).

Nesse sistema foram implementadas cargas equilibradas trifásicas conectadas em estrela, modeladas pelo modelo de impedância constante considerando um fator de potência de 0,92 indutivo e a potência nominal da carga. Buscando contemplar a variabilidade do nível de tensão ao longo do alimentador, considerou-se, no cálculo das impedâncias equivalentes, a tensão em regime permanente da respectiva

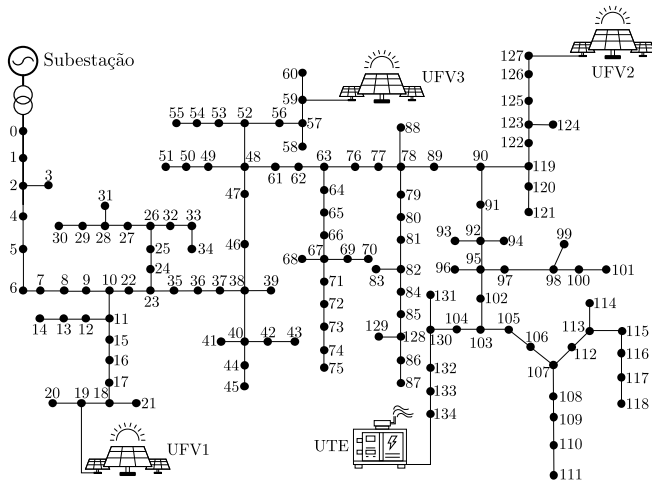


Figura 1. Rede de distribuição analisada, adaptado de (Rodriguesfaria et al., 2021).

barra da carga. Os trechos de rede, por sua vez, foram modelados através do modelo PI, com a descrição do comprimento e tipo de condutores em Pereira et al. (2018).

4. MODELAGEM DOS GERADORES DISTRIBUÍDOS

O gerador fotovoltaico foi modelado contemplando o arranjo de módulos fotovoltaicos que são conectados em um conversor CC/CC do tipo *Boost*, responsável pela elevação da tensão de saída dos painéis. A lógica de acionamento desse conversor é definida pelo algoritmo de condutância incremental para o rastreamento do ponto de máxima potência. A utilização desse conversor aumenta a eficiência do rastreador de máxima potência, permitindo uma maior variação da tensão do barramento CC.

O barramento CC, por sua vez, é conectado na entrada de um inversor trifásico, que tem suas chaves acionadas através de modulação por largura de pulso senoidal (SPWM). Essas chaves são controladas através de uma lógica que permite o sincronismo com a rede elétrica e o controle da tensão e potência fornecida na saída do gerador. Na sequência, para a conexão à rede, é utilizado um filtro passa-baixas do tipo RL, responsável pela eliminação das componentes espúrias de alta frequência, oriundas do processo de chaveamento do inversor. A descrição do equacionamento utilizado para a conexão com a rede elétrica é descrita por Barros and Barros (2017).

O gerador térmico consiste em um GS acoplado a uma turbina a vapor que fornece potência mecânica ao eixo. O modelo da máquina síncrona utilizada no ATP possui o enrolamento do estador conectado em estrela e permite a análise de transitórios eletromecânicos, devido à inclusão da representação da massa no eixo do gerador. Para o acionamento da máquina, são utilizadas duas lógicas de controle, a regulação da tensão e a regulação de velocidade. Desta forma, obtêm-se a velocidade angular do eixo da máquina como uma variável de saída e, como variável de entrada, a potência mecânica e a tensão de campo, que controlam a operação do gerador.

A malha de controle do regulador de tensão utilizada é o modelo DC1A, apresentado em IEEE (2016). Essa lógica é responsável pela redução de variações de tensão

durante transitórios e seu acionamento permite o controle da tensão na saída da máquina síncrona e do montante de potência reativa injetada na rede. Por outro lado, para a malha de controle de velocidade, é utilizado o modelo genérico do IEEE, apresentado em Committee (2013). Essa lógica é responsável pelo ajuste do suprimento de potência mecânica entregue ao eixo do grupo máquina primária-gerador e permite o controle da frequência do gerador e da injeção de potência ativa na rede.

5. RESULTADOS E ANÁLISES

A seguir são apresentados os resultados da operação das funções de proteção anti-ilhamento, obtidos através de simulações no programa ATP. Três casos foram analisados, o primeiro consiste no ilhamento do GD fotovoltaico UFV2, e servirá como referência para a operação das funções de proteção. O segundo caso consiste na formação de uma ilha elétrica do mesmo GD fotovoltaico com um GD térmico operando com controle de potência. O terceiro caso é similar ao segundo, porém o GD térmico está configurado para operar com uma lógica que permite a seleção do controle de frequência a depender do nível de tensão nos terminais do GS. Em todas as análises, os GDs estão fornecendo para a rede elétrica, em regime permanente, as potências apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1. Potências dos GDs em regime permanente.

GD	P [kW]	Q [kVAr]
UFV1	36,7	0,2
UFV2	44,5	0,4
UFV3	58,9	0,4
UTE	1000	64,2

As funções de proteção de anti-ilhamento foram parametrizadas conforme IEEE (2018), com seus parâmetros e tempos de atuação apresentados na Tabela 2. Vale destacar que os tempos de atuação compõem características das funções temporizadas, o tempo de atuação instantâneo significa que não há adição de atraso intencional na operação, ou seja, assim que o limite é atingido o comando de abertura dos disjuntores é imediatamente enviado.

Tabela 2. Parametrização das Funções.

Função	Parâmetro	Tempo [s]
27/59	1,2 pu	0,16
	1,1 pu	2,0
	0,7 pu	2,0
	0,45 pu	0,16
81U/O	62 Hz	0,16
	61,2 Hz	300
	58,5 Hz	300
	56,5 Hz	0,16
81R	2 Hz/s	Instantâneo
78	6°	Instantâneo

5.1 Ilhamento UFV

O ilhamento do gerador fotovoltaico UFV2 ocorre em 0,4 s com a abertura do trecho de rede entre as barras 90 e

119, ilustradas na Figura 1. Na ilha formada, há um total de 273,5 kVA de carga, montante esse significativamente superior à geração do UFV2. A Figura 2 apresenta a corrente fornecida pelo gerador e a operação das funções de proteção, a identificação do ilhamento ocorreu através da função 81U/O, que operou 6,95 ms após o ilhamento.

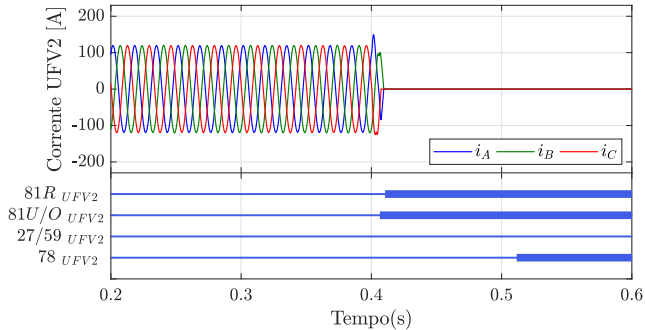


Figura 2. Correntes e Trips do UFV2.

A Figura 3 apresenta o comportamento da tensão nos terminais do GD, verifica-se que após a abertura dos disjuntores, ocorre um aumento da tensão devido ao descarregamento da energia armazenada nos capacitores do barramento CC, com um comportamento de decaimento exponencial tendendo para zero. A Figura 4 ilustra o comportamento das potências injetadas pelos quatro GDs, na parte superior dos geradores fotovoltaicos e na inferior do gerador térmico. Adicionalmente, verifica-se que, após a abertura do disjuntor do GD UFV2, sua potência injetada

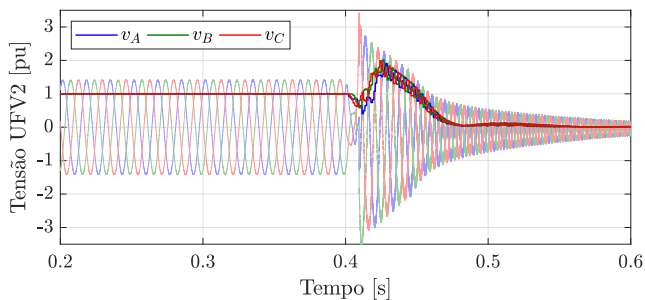


Figura 3. Tensão nos terminais do UFV2.

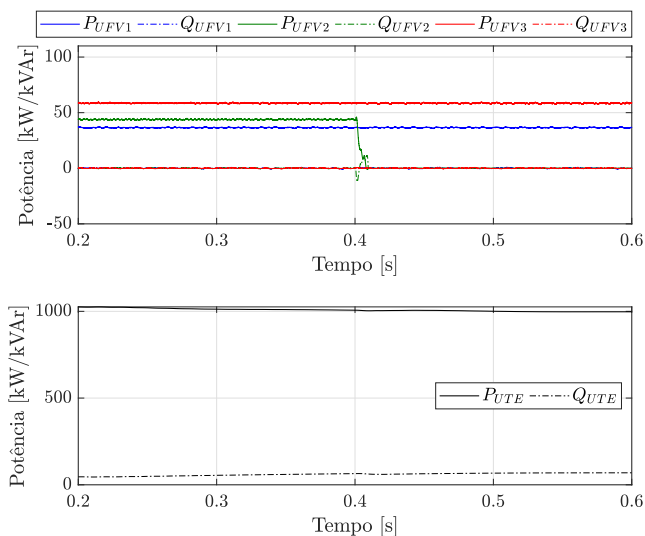


Figura 4. Potências injetadas pelos GDs.

passa a ser nula, enquanto que os demais GDs continuam operando normalmente.

Ilustra-se na Figura 5, o comportamento da frequência e sua variação após o ilhamento, verifica-se uma elevação significativa da frequência, que chega a atingir o limite de sobrefrequência, provocando a atuação da função 81U/O. Após a desconexão do GD, ocorre uma variação abrupta de frequência, devido à falta de referência de sincronismo. Posteriormente, em aproximadamente 460 ms observa-se uma redução da frequência estimada devido ao bloqueio de tensão implementado. Ressalta-se o comportamento suavizado da taxa de variação da frequência, em função da consideração da janela de média móvel de 200 ms.

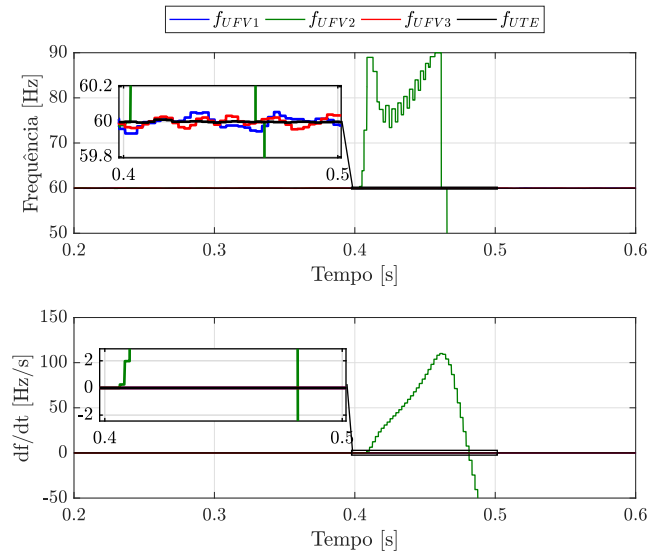


Figura 5. Frequência e sua variação nos terminais dos GDs.

5.2 Ilhamento UFV+UTE com controle de potência

O ilhamento conjunto do GD fotovoltaico UFV2 e do GD térmico UTE ocorre em 0,4 s com a abertura do trecho de rede entre as barras 78 e 89, ilustrado na Figura 1. Na ilha formada há um total de 2.058,5 kVA de carga, montante superior à soma da geração dos GDs. As correntes injetadas pelo gerador fotovoltaico estão representadas na Figura 6, possibilitando identificar a ocorrência de uma sobrecorrente durante o período de operação ilhada até a operação da função 81R, que ocorre 97,07 ms após o ilhamento. Na Figura 7 identifica-se a ocorrência de uma subtensão durante a operação ilhada e, posteriormente,

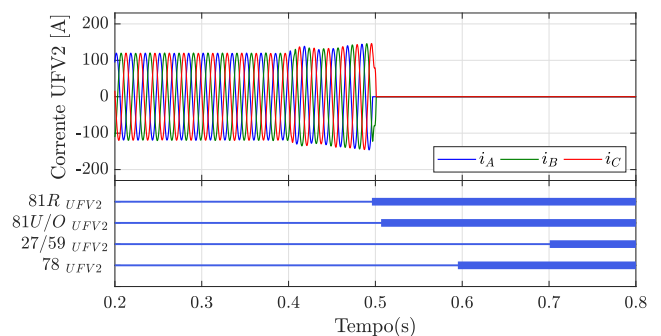


Figura 6. Correntes e Trips do UFV2.

o comportamento de decaimento exponencial devido à dinâmica de operação do conversor concomitante ao descarregamento dos capacitores do barramento CC.

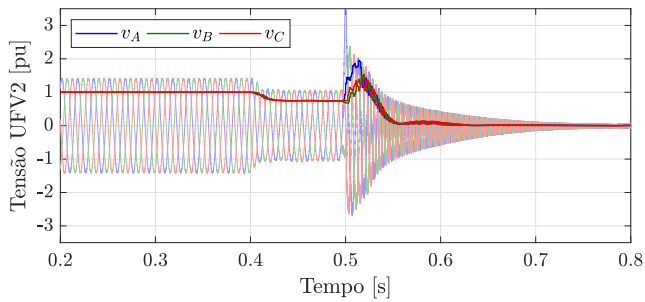


Figura 7. Tensão nos terminais do UFV2.

Para a operação do GD térmico, verifica-se que a única função sensibilizada foi a $81R$, que atuou 122,45 ms após o ilhamento. Analisando as Figuras 8 e 9, identifica-se a ocorrência de sobrecorrente e subtensão durante o ilhamento. Verifica-se, após a abertura dos disjuntores, a interrupção do fornecimento de corrente para a rede e o aumento da tensão nos terminais da máquina, para valores mais próximos do regime permanente. De forma similar, verifica-se uma constante de decaimento exponencial da tensão do GD térmico, porém com duração superior à observada no GD fotovoltaico. Esse comportamento se deve ao tempo de resposta do conjunto máquina primária-gerador, aliado às malhas de controle do GS.

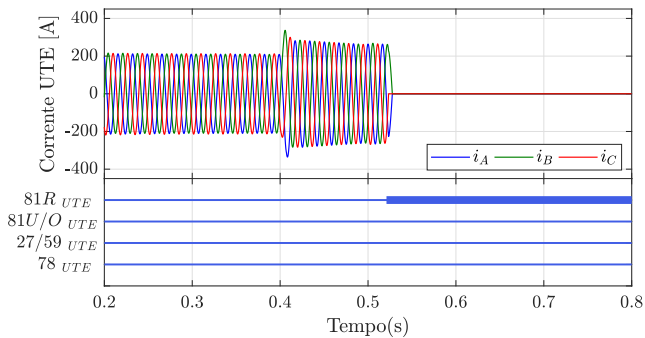


Figura 8. Correntes e Trips do UTE.

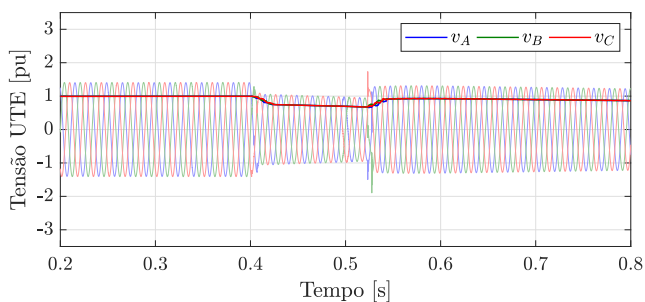


Figura 9. Tensão nos terminais da UTE.

Na Figura 10, ilustram-se as potências injetadas pelos quatro GDs, nota-se uma redução da potência ativa injetada pelo UFV2 durante o ilhamento (0,4 - 0,5s) até o momento em que ocorre a abertura do disjuntor. O GD térmico por sua vez, apresenta uma redução da potência ativa injetada e um aumento significativo da injeção de potência reativa

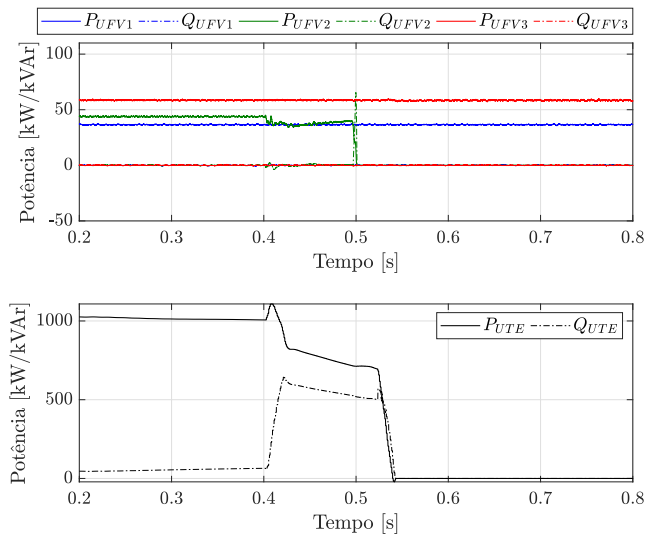


Figura 10. Potências injetadas pelos GDs.

na rede, sendo que ambas tornam-se nulas após a abertura do disjuntor de conexão com a rede.

Conforme ilustrado na Figura 11, percebe-se uma elevada variação da frequência durante a formação da ilha elétrica. Esse fenômeno ocorre devido ao GD térmico se tornar a referência de sincronismo para o GD fotovoltaico, nesse período verifica-se o acompanhamento das duas frequências de forma crescente até a abertura do disjuntor da UFV2. Após essa abertura, a frequência estimada eleva-se significativamente, até o bloqueio da estimação pelo nível de tensão reduzido. Adicionalmente, pode-se verificar o comportamento crescente da taxa de variação da frequência até o atingimento do *pick-up* de 2 Hz/s.

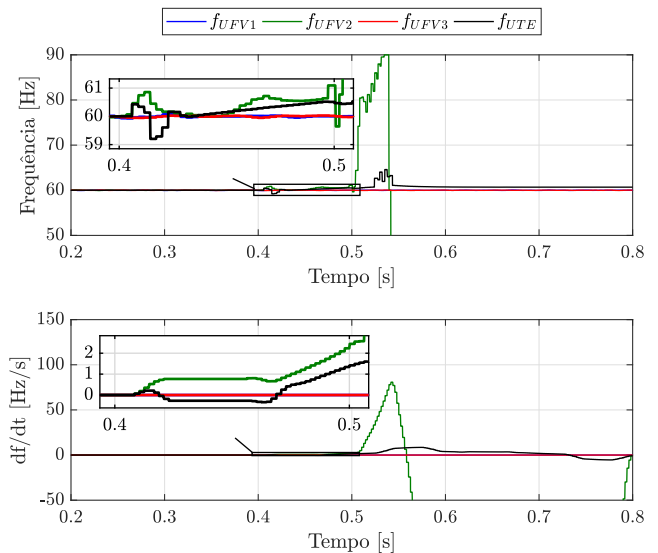


Figura 11. Frequência e sua variação nos terminais dos GDs.

5.3 Ilhamento UFV+UTE com controle de frequência

Quando o GD térmico também está configurado para operar com o controle de frequência, verifica-se que os tempos de atuação das funções de detecção de ilhamento são mais elevados do que para a operação com controle de

potência. Neste caso, simulou-se, em 400 ms, a abertura do trecho de rede entre as barras 78 e 89. Na Figura 12, ilustra-se que, para o GD fotovoltaico UFV2, a detecção ocorre apenas 442 ms após o início do ilhamento, pela função 81R. Durante esse intervalo de tempo, ocorre uma sobrecorrente da ordem de 1,32 pu. Analisando a Figura 13, percebe-se a redução gradual dos níveis de tensão durante o ilhamento e após a abertura do disjuntor, a tensão nos terminais do GD se elevam até que a energia dos capacitores do conversor seja dissipada.

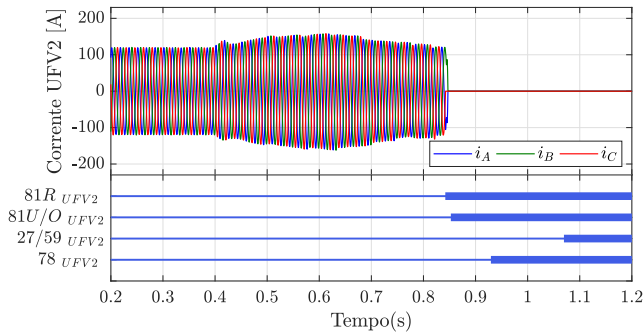


Figura 12. Correntes e Trips do UFV2.

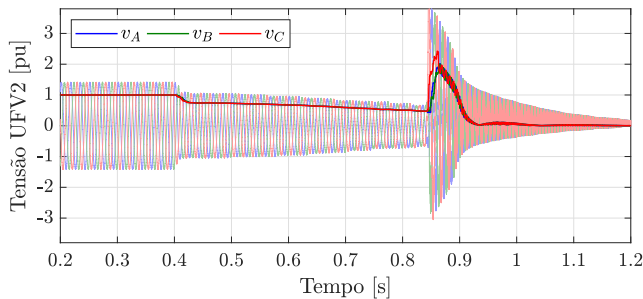


Figura 13. Tensão nos terminais do UFV2.

Na Figura 14, ilustra-se a ocorrência de sobrecorrente durante a operação ilhada do GD térmico, cuja detecção do ilhamento ocorre através da função 27/59 após 548 ms de operação ilhada. A Figura 15 ilustra, por meio do comportamento da tensão nos terminais do GD térmico, a ocorrência de subtensão durante o ilhamento e, após a abertura do disjuntor, verifica-se a redução da tensão com um decaimento exponencial de constante de tempo mais elevada do que a do GD fotovoltaico.

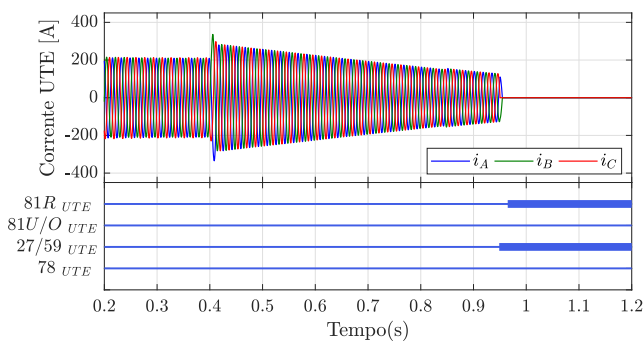


Figura 14. Correntes e Trips do UTE.

Analisando a Figura 16, verifica-se, durante o ilhamento, a redução significativa da potência ativa entregue tanto pelo GD fotovoltaico quanto pelo térmico, até o ponto em

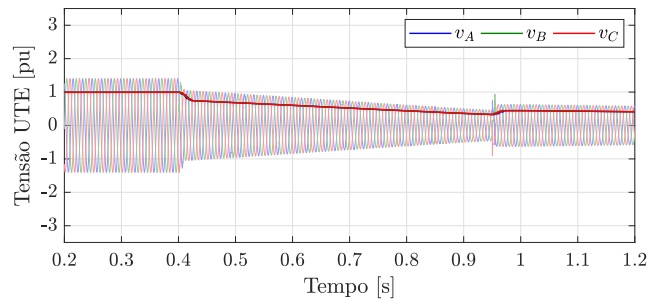


Figura 15. Tensão nos terminais da UTE.

que a proteção de cada GD atua desconectando-os da rede. Adicionalmente, verifica-se para o GD térmico a elevação da potência reativa fornecida durante a operação ilhada.

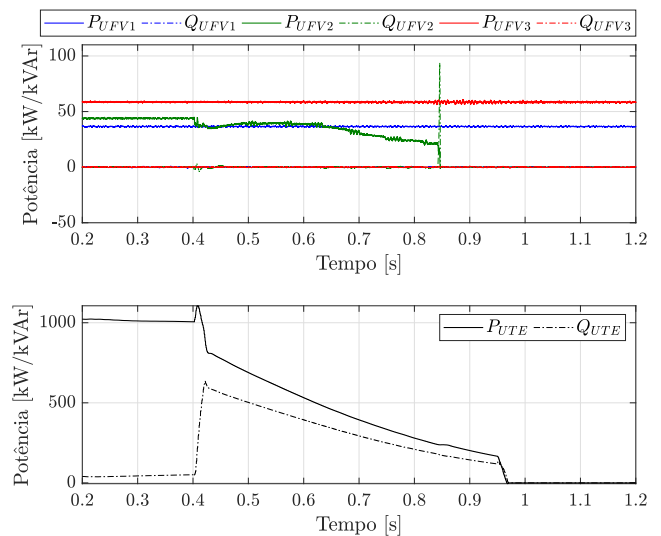


Figura 16. Potências injetadas pelos GDs.

Por fim, o comportamento da frequência e a sua taxa de variação são apresentados na Figura 17, a partir da qual é possível verificar, durante a operação ilhada, a oscilação da frequência do GD fotovoltaico UFV2 em

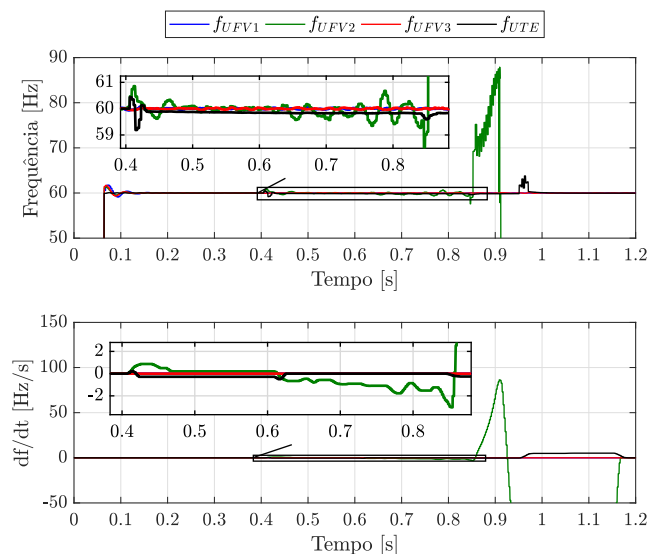


Figura 17. Frequência e sua variação nos terminais dos GDs.

torno da frequência do GD térmico, a qual possui redução da frequência com tendência linear decrescente. Observa-se que o GD fotovoltaico, devido a suas características construtivas, possui uma maior sensibilidade ao ilhamento, provocando taxas de variação de frequência mais elevadas. Adicionalmente, verifica-se a operação eficiente da malha de controle de frequência do GD térmico, que garante um pequeno excursionamento da taxa de variação da frequência, mesmo durante a operação ilhada.

6. CONCLUSÃO

Nesse estudo foi apresentada uma análise sobre o comportamento da operação das funções passivas de proteção anti-ilhamento perante diferentes tipos de GD. Para isso foram analisados ilhamentos em uma rede de distribuição aérea real contendo simultaneamente GDs interfaceados por inversores (fotovoltaico) e conectados diretamente à rede via GS (térmico).

Os resultados apresentados indicam que, no caso do ilhamento do GD fotovoltaico, as funções de proteção analisadas tiveram um desempenho satisfatório, sendo capazes de identificar o ilhamento de forma rápida. Entretanto, o tempo de atuação das funções passivas tradicionais de anti-ilhamento foram significativamente mais elevados quando da existência de GDs síncronos conectados à ilha. Esse aumento ocorre devido ao fato do GD térmico atuar como referência para as lógicas de sincronismo do GD fotovoltaico, retardando os desvios de tensão e frequência.

Vale destacar que a depender do porte do GD térmico e do balanço energético entre carga e geração da ilha formada, é possível que o ilhamento de GDs térmicos e fotovoltaicos seja mantido por tempos mais elevados. A elevação desse tempo em operação ilhada não-intencional pode danificar os equipamentos que acabam operando fora de sua faixa operativa nominal, como por exemplo a elevação da tensão do barramento CC do conversor fotovoltaico. Outro ponto de atenção, para os casos de maior tempo de atuação, conforme os observados, é a utilização do religamento automático nas redes de distribuição, que fica como proposta de trabalho futuro. Nesse caso, a depender do tempo de religamento, a reconexão pode provocar transitórios severos devido à conexão da ilha fora de sincronismo com a rede da concessionária.

Nos resultados obtidos, destaca-se a atuação da função 81R, que, apesar do tempo de operação, foi capaz de identificar o ilhamento do GD fotovoltaico nos casos em operação com o GD síncrono. Adicionalmente, os resultados sugerem a necessidade de maior precisão na parametrização das funções de detecção, afim de garantir uma maior sensibilidade. Entretanto, vale destacar que estabelece-se uma relação de compromisso, uma vez que uma redução muito acentuada dos ajustes, pode provocar operações indevidas para os casos em que ocorram eventos como chaveamentos de carga ou curto-circuitos na rede.

Por fim, uma alternativa para redução dos tempos de atuação para sistemas com múltiplos tipos de GDs é a utilização de funções complementares de proteção anti-ilhamento, como por exemplo pela identificação de componentes harmônicos e implementações de funções anti-ilhamento ativas, que apesar de inserirem pequenas distor-

ções na rede elétrica, possuem uma zona de não-detecção inferior.

REFERÊNCIAS

- Barros, L. and Barros, C. (2017). An internal model control for enhanced grid-connection of direct-driven pmsg-based wind generators. *Electric Power Systems Research*, 151, 440–450.
- Bugdál, R., Dysko, A., Burt, G., and McDonald, J. (2006). Performance analysis of the rocof and vector shift methods using a dynamic protection modelling approach. In *15th International Conference on Power System Protection*, 139–144.
- Committee, P.S.D.P. (2013). Dynamic models for turbine-governors in power system studies. *TECHNICAL REPORT PES-TR1*.
- Hart, D.G., Novosel, D., and Smith, R.A. (2000). Modified cosine filters. US Patent 6,154,687.
- IEEE (2016). Recommended practice for excitation system models for power system stability studies. *IEEE Std 421.5-2016 (Revision of IEEE Std 421.5-2005)*, 1–207. doi:10.1109/IEEESTD.2016.7553421.
- IEEE (2018). Standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces. *IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003)*, 1–138. doi:10.1109/IEEESTD.2018.8332112.
- Jenkins, N., Ekanayake, J., and Strbac, G. (2010). Distributed generation. the institution of engineering and technology. *London, United Kingdom*, 293.
- LAPSEE, d.d.E.E.U. (2021). Sistema prático 135 barras. URL <https://www.feis.unesp.br/#!/departamentos/engenharia-eletrica/pesquisas-e-projetos/lapsee/downloads/materiais-de-cursos1193/>.
- Paiva, S., Sanca, H., Costa, F., and Souza, B. (2014). Reviewing of anti-islanding protection. In *2014 11th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications*, 1–8. IEEE.
- Pereira, K., Pereira, B.R., Contreras, J., and Mantovani, J.R. (2018). A multiobjective optimization technique to develop protection systems of distribution networks with distributed generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(6), 7064–7075.
- Qian, K., Zhou, C., Yuan, Y., Shi, X., and Allan, M. (2008). Analysis of the environmental benefits of distributed generation. In *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 1–5. IEEE.
- Raipala, O., Repo, S., and Järventausta, P. (2015). Performance analysis of qf droop anti-islanding protection in the presence of mixed types of dg. In *2015 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT ASIA)*, 1–6. IEEE.
- Rodriguesfaria, W., Nametala, C.A.L., and Pereira, B.R. (2021). Cost-effectiveness enhancement in distribution networks protection system planning. *IEEE Transactions on Power Delivery*.
- Shang, Y. and Shi, S. (2016). Islanding detection method adopting single-phase-operating circuit breaker. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 10(4), 1039–1047.