

# SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE UTILIZANDO REGULADOR AUTOMÁTICO DE TENSÃO COM CONTROLE MODIFICADO PROJETADO PARA MITIGAR O AFUNDAMENTO MOMENTÂNEO DE TENSÃO

Anderson R. Piccini<sup>1,2</sup>, Geraldo C. Guimarães<sup>1</sup>, Arthur C. de Souza<sup>3</sup>, Leonardo R. C. Silva<sup>4</sup>, Jaqueline O. Rezende<sup>1</sup> e Ana M. Denardi<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Universidade Federal de Uberlândia (UFU), Uberlândia - MG, Brasil

<sup>2</sup>Instituto Federal de Ciências e Tecnologia do Paraná (IFPR), Paranavaí - PR, Brasil

<sup>3</sup>Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), Itabira - MG, Brasil

<sup>4</sup>Instituto Federal de Ciências e Tecnologia do Goiás (IFG), Itumbiara - GO, Brasil

e-mail: anderson.piccini@ifpr.edu.br, gcaixeta@ufu.br, arthur\_costasouza@hotmail.com, leonardo.silva@ifg.edu.br, . jaqueline.oliveirarezende@ufu.br, ana.denardi@ifpr.edu.br

**Resumo** – O principal objetivo desta pesquisa é propor um controle para injeção de potências ativa e reativa durante o afundamento de tensão a fim de mitigar tal evento. A estratégia empregada no controle proposto funciona em conjunto com o Regulador Automático de Tensão (AVR) em uma versão modificada, no qual atuará sobre as potências ativa e reativa injetada pelo inversor para reduzir os efeitos do afundamento de tensão. Desta forma, o controle evitará possíveis desligamentos e danos aos equipamentos conectados na rede cuja melhoria é percebida nas tensões para os consumidores conectados a ela. Os parâmetros e modificações do AVR serão alterados para uma dinâmica mais rápida, identificando assim as Variações de Tensão de Curta Duração (VTCD) e conseqüentemente, o controle atuará modificando as potências, ou seja, diminuindo a injeção de potência ativa e aumentando a potência reativa com base na capacidade total do inversor durante o afundamento momentâneo de tensão. Ao final, quando a falha cessar, o inversor injetará somente potência ativa. Para atingir os objetivos, foi implantado um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede elétrica trifásica de 75 kW, no Matlab/Simulink®, onde é avaliado em uma rede de distribuição real na cidade de Palmas, estado de Tocantins/Brasil.

**Palavras-Chave** – Afundamento Momentâneo de Tensão, Geração Distribuída, Potência Reativa, Regulador Automático de Tensão, Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede, Variação de Tensão de Curta Duração.

## GRID-CONNECTED PHOTOVOLTAIC SYSTEM USING AUTOMATIC VOLTAGE REGULATOR WITH MODIFIED CONTROL DESIGNED TO MITIGATE MOMENTARY VOLTAGE DIPS

**Abstract** – The main objective of this research is to propose an active and reactive power injection control

during voltage sag, in order to mitigate such an event. The strategy employed in the proposed control works in conjunction with the Automatic Voltage Regulator (AVR) in a modified version, where it will act on the active and reactive power injected by the inverter to reduce the effects of voltage sags. In this way, the control will avoid possible shutdowns and damage to equipment connected on grid, whose improvement is perceived in the voltages for consumers connected to it. The AVR parameters and modifications will be changed to a faster dynamic, thus identifying the Short-Duration Voltage Variations (SDVV) and consequently, the control will act modifying the powers, that is, decreasing the active power injection and increasing the reactive power based on the full inverter capacity during the Momentary Voltage Dip (MVD). At the end, when the fault clears, the inverter will only inject active power. To achieve the objectives, a 75 kW three-phase Grid-Connected Photovoltaic System (GCPVS) was deployed in Matlab/Simulink®, where it is evaluated in a real distribution grid in the city of Palmas, state of Tocantins/Brazil.

**Keywords** – Automatic Voltage Regulator, Distributed Generation, Grid-Connected Photovoltaic System, Momentary Voltage Dip, Reactive Power, Short-Duration Voltage Variation.

## I. INTRODUÇÃO

No mundo, ao longo das últimas duas décadas, a Geração Distribuída (GD) utilizando fontes de energia renováveis, mais especificamente a geração de energia fotovoltaica conectada à rede elétrica, tornou-se uma das mais promissoras. No Brasil, isso vem ocorrendo desde 2012 [1]–[3]. Em função da crescente adoção desse recurso, os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (*Grid-Connected Photovoltaic Systems - GCPVS*) de distribuição estão se desenvolvendo em um ritmo

Manuscript received 09/09/2021; first revision 11/08/2021; accepted for publication 12/27/2021, by recommendation of Editor Marcelo Lobo Heldwein. <http://dx.doi.org/10.18618/REP.2022.1.0034>.

muito rápido e, em breve, serão uma grande parte da geração de energia em algumas regiões [1], [4]. Diante deste fato, muitos países estabeleceram novos requisitos de códigos de rede (*Grid Code - GC*) para que os *GCPVS* permaneçam conectados durante algumas falhas da rede elétrica. É importante destacar que esta desconexão durante as falhas podem causar problemas de estabilidade, confiabilidade e operação do sistema de energia que estão sendo atendidos pelos *GCPVS* [5]. Diante desse fato, há uma mudança no comportamento dinâmico e impactos nessa rede de distribuição, a qual está sendo inserida a GD [4], [6]–[9].

Dessa forma, os novos requisitos de conexão impõem que os *GCPVS* evitem uma alta perda de energia e permaneçam conectados à rede em caso de subtensão. Registra-se que geralmente falhas na rede elétrica causam afundamento de tensão. Essa capacidade do *GCPVS* permanecer conectado e passar por essa falha é conhecida como (*Low Voltage Ride Through - LVRT*). Estudos recentes compararam os requisitos de *LVRT* para usinas fotovoltaicas conectadas à rede em diferentes *GC* em [1], [4], [10], [11]. Alguns países propuseram e implementaram esses requisitos de conexão para a *LVRT*, como Alemanha, Espanha, Japão [1], [12], [13]. Além disso, os governos de cada país com o intuito de aumentar a penetração do *GCPVS* com os requisitos de *LVRT* na matriz energética, introduziram algumas regras e regulamentos de incentivo [12], [13]. Como consequência dessa maior utilização, várias pesquisas têm mostrado grande interesse na operação da rede elétrica de distribuição com a maior participação da GD na matriz energética.

No que tange da participação do controle de tensão em regime permanente, observam-se os benefícios que podem ser incluídos com essa implementação, tais como: o aumento da capacidade de hospedagem, a redução na flutuação de tensão e a redução de carregamento da rede [12].

De acordo com a versão do IEEE 1547-2003, no ponto de interconexão, a GD (incluindo os geradores de energia solar fotovoltaica) não podem participar ativamente da regulação de tensão, controlando a potência reativa na rede [13]. A partir da atualização e aprovação do IEEE 1547-2018, os geradores distribuídos passaram a poder participar ativamente no suporte de tensão da rede, fornecendo assim compensação de potência reativa [14].

No momento, a regulamentação Brasileira ainda não permite que *GCPVS* de micro e mini geração de pequeno porte possam contribuir com a compensação de reativo na rede elétrica, ao qual estão conectados. Acredita-se que a norma brasileira logo irá se adequar a norma internacional, por meio de consultas públicas estabelecidas pela ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica.

Na literatura técnica, é possível encontrar várias pesquisas integrando o sistema fotovoltaico à rede elétrica de distribuição. Ao mesmo tempo, pesquisadores discutem vários métodos para o gerenciamento e controle das potências ativa e reativa. Vale ressaltar que o controle da potência reativa é um dos requisitos importantes para a estabilidade de tensão da rede de distribuição.

Portanto, o principal objetivo deste trabalho é propor um controle de injeção de potências ativa e reativa durante o afundamento de tensão, implementado em um *GCPVS*

trifásico de 75 kW, a fim de mitigar tal evento e contribuir com serviços auxiliares na rede.

Espera-se com essa pesquisa uma melhoria no controle da injeção de potência ativa enquanto a potência reativa é injetada para auxiliar na sustentação da tensão no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) durante a Variação de Tensão de Curta Duração (VTCD), mais especificamente, o Afundamento Momentâneo de Tensão (AMT). Assim, o controle da injeção de potência ativa funciona em conjunto com o Regulador Automático de Tensão (*AVR*) em versão modificada. As modificações no modelo e parâmetros do *AVR* são implementadas para uma dinâmica mais rápida, identificando assim o AMT e, consequentemente, o controle atua alterando as potências de forma a diminuir a injeção de potência ativa e aumentar a potência reativa com base na capacidade total do inversor, ou seja, mantendo o inversor sempre em 1 p.u. de potência. Consequentemente, o controle evitará possíveis desligamentos e danos aos equipamentos conectados à rede. Também será observada melhoria nos níveis de tensão para os consumidores.

Para atingir os objetivos, este *GCPVS* de 75 kW com o controle proposto foi implementado no Matlab/Simulink®, de uma parte de rede de distribuição real da cidade de Palmas, que está localizada no estado de Tocantins, na região norte do Brasil.

Entre as análises desta pesquisa, foi possível notar que as referências [4], [15]–[18], que relacionam a compensação reativa fornecida pela *GCPVS*, estão associadas à regulação de tensão em regime permanente e não em regime transitório, pois resolvem problemas de queda de tensão, mas não de afundamento de tensão. Além disso, os trabalhos priorizam o sistema fotovoltaico de dois estágios (conversor CC-CC e conversor CC-CA) e não um único estágio (somente conversor CC-CA) cuja vantagem é oferecer menores perdas operacionais.

Em relação aos trabalhos [1], [4], [19], [20], eles recomendam um controle que funcione apenas com injeção de potência reativa durante a condição de operação do *LVRT*, ou seja, durante afundamentos de tensão para falhas simétricas e assimétricas, portanto, o sistema fotovoltaico está sujeito a sobretensão no barramento CC. Por outro lado, este trabalho aqui apresentado propõe um controle capaz de injetar potência ativa e reativa durante o *LVRT*, de forma que o problema de sobretensão no barramento CC seja mitigado pela injeção de potência ativa. É importante notar que a potência ativa diminuirá com a intensidade dos afundamentos de tensão.

Para a referência [20], o *MPPT* do inversor é desabilitado durante os afundamentos de tensão (operação *LVRT*). Já, o controle proposto neste trabalho mantém o *MPPT* sempre em atividade, pois a potência ativa continua em operação.

O artigo [13] necessita derivar as curvas de potência ativa e reativa para realizar a compensação reativa, porém, esta estratégia exige uma alta capacidade de processamento, aumentando assim o tempo de simulação. Por sua vez, o controle aqui proposto gera a referência de potência reativa de forma mais simplificada, ou seja, pela diferença entre a potência total (aparente) e a potência ativa. Além disso, os dados de simulação empregados são de uma rede de distribuição real, aproximando ainda mais o estudo simulado da realidade.

Também em [11], os autores trabalharam apenas com falhas assimétricas com um algoritmo de evolução diferencial adaptativa (*ADE*). Já aqui neste trabalho, se propõe um novo método de controle das potências ativa e reativa que não foi utilizado em nenhuma das técnicas pesquisadas, uma vez que o *AVR* é utilizado para gerenciar a capacidade total do inversor no AMT, reduzindo a potência ativa liberando espaço para injeção de potência reativa quando necessário. A técnica aqui proposta não foi mencionada no artigo de revisão apresentado por [21].

Embora os métodos anteriores possam fornecer potência reativa, esses métodos apresentam desvantagens de vários componentes adicionais que incorrem em custos extras e não resolvem o problema de identificar o melhor ponto de equilíbrio entre as potências durante o afundamento de tensão. Por isso, ao pesquisar por aplicações de *GCPVS* trifásicos em GD, poucos artigos exploraram suficientemente com essa estratégia de *LVRT* para percorrer a falha e nenhum utilizou a técnica proposta nesta pesquisa. Ainda, quando se trata desse *GCPVS* para contribuir com a rede elétrica durante um afundamento de tensão ao fornecer suporte de tensão injetando potências ativa e reativa, vale destacar que esta questão ainda não foi totalmente explorada na literatura.

Em relação aos outros métodos anteriormente citados, esta proposta busca otimizar a melhor quantidade de injeção de potências ativa e reativa no momento do afundamento de tensão. Para isso, é necessário diminuir a injeção de potência ativa e aumentar a injeção de potência reativa durante o AMT. Portanto, melhora-se os níveis das tensões da rede elétrica de distribuição local e, conseqüentemente, a qualidade de energia entregue para os consumidores interligados a essa rede. Por fim, quando cessar a falha, todos os valores retornam para a condição pré-falha, voltando assim a injetar apenas a potência ativa na rede elétrica, como apresenta a Figura 1.

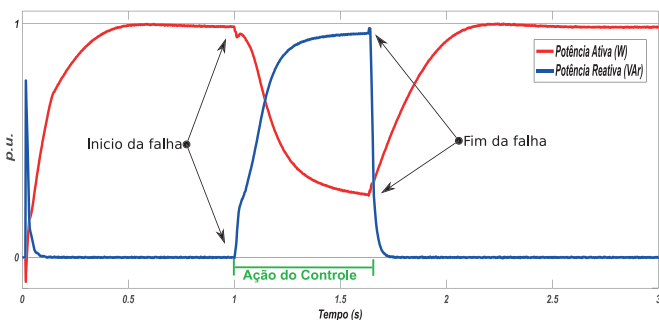


Fig. 1. Controle proposto para a injeção de potência ativa e reativa durante o afundamento de tensão.

Este artigo é composto por seis seções. Primeiro, na introdução, são apresentados os principais métodos da literatura técnica relacionada com o assunto. A segunda seção é utilizada para modelar o *GCPVS* incluindo o controle do inversor até sua conexão com a rede elétrica. A terceira seção trata-se do controle proposto para a injeção de potências ativa e reativa. Na quarta seção, apresenta-se a rede elétrica de distribuição utilizada para as simulações. Avaliou-se o desempenho do controle VTCD/AMT proposto na quinta seção. E por fim, a última seção utilizou-se para as considerações finais sobre os resultados deste trabalho.

## II. DESCRIÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Em termos de configuração para este estudo, ao contrário do que normalmente é feito, foi modelado um *GCPVS* sem o uso do conversor *boost*. Este conversor tem a função de elevar/ajustar a tensão do arranjo fotovoltaica para o inversor. Uma das vantagens de dispensar o uso do *boost* está associado ao custo e na otimização do inversor, pois terá um controle a menos de comutação para o barramento CC.

O diagrama esquemático na Figura 2 mostra o *GCPVS* em estudo, diferente do proposto por [4], [22]. Este modelo também é conhecido como um conversor de estágio único. O *GCPVS* tem as seguintes características: um arranjo FV de 75 kWp (com 21 módulos em série e 9 strings em paralelo), com módulos da Jinko Solar modelo JKM400M [23], combinada com a técnica *MPPT* aplicada diretamente ao inversor, um inversor trifásico (*full-bridge*) com seus controles e, através de filtros *LCL* (indutivo-capacitivo-indutivo) que fazem a conexão à rede de distribuição trifásica de baixa tensão.

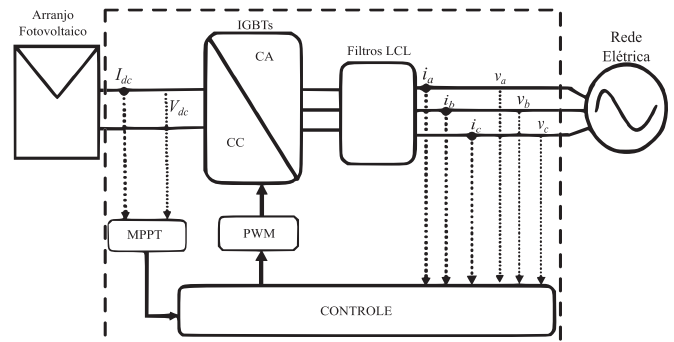


Fig. 2. *GCPVS* em estudo.

As características do arranjo fotovoltaico respeita o que foi apresentado pelos autores [24].

### A. Controle do Inversor

Neste estudo, o inversor com topologia *VSI* (*Voltage Source Inverter*) é utilizado para realizar a conversão de energia e para fins de otimização do controle. A estrutura de controle do inversor atende a todas as especificações das normas técnicas nacionais e internacionais. É especialmente compatível com as normas técnicas exigidas pela ANEEL, especificamente pelas diretrizes do PRODIST (Procedimentos de Distribuição) para o SIN (Sistema Interligado Nacional). Essas são normas regulatórias no Brasil [25].

Para o controle do *MPPT*, o método utilizado nesta proposta foi a técnica de perturba e observa – (P&O). Este método foi usado devido à sua confiabilidade, praticidade e capacidade de entregar a máxima potência ativa para à rede elétrica [1], [26]. Além disso, empregou-se o algoritmo P&O com regulação integrada ao inversor. O *MPPT* possui frequência de chaveamento de 1 kHz atreladas aos interruptores do inversor. Ressalva-se que a tensão no barramento CC corresponde a 875,7 V, enquanto do lado da rede elétrica CA, corresponde uma tensão de fase de 220 V em 60 Hz.

A técnica utilizada no chaveamento do inversor foi a modulação por largura de pulso (*Pulse Width Modulation - PWM*) em 8 kHz.

Na saída do inversor, foi usado um filtro *LCL* para cada fase, nos quais esses filtros de acoplamento de terceira ordem são responsáveis pela filtragem e conexão do inversor com a rede de energia elétrica [27], [28]. Esses filtros possuem amortecimento passivo, pois há uma resistência em série ao capacitor do filtro.

No diagrama de blocos da Figura 3 apresenta-se o inversor com o controle proposto a injeção das potências ativa e reativa no momento do afundamento de tensão. Além disso, ele possui uma malha de controle de corrente, uma malha de controle de tensão e potência ativa, outra malha para potência reativa e um *PLL* (*Phase Locked Loop*) de referência síncrona.

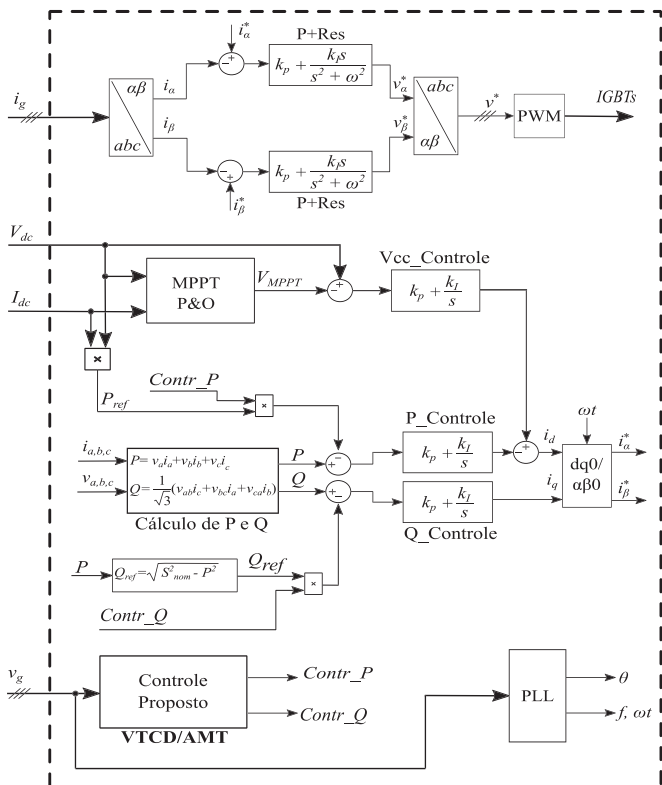


Fig. 3. Diagrama de blocos do inversor com controle proposto.

Ainda nesse trabalho, para a malha de controle de corrente empregou-se os compensadores proporcional ressonante (P+Res) amortecidos, conforme (1), que opera no referencial estacionário ( $\alpha\beta$ ), que foi apresentado em [27], [29], [30]. A saída desse controle vai para unidade de distribuição de pulso *PWM* e para os interruptores *IGBT*.

$$C_{(P+Res)amort.} = \frac{2}{P} + \left[ \frac{200 * 754s}{s^2 + 754s + 377^2} \right] \quad (1)$$

Res

A malha de controle de tensão do barramento CC utiliza técnica de controle com controlador PI, conforme expressa a função de transferência em (2) [27]. Junto a ela, o controle de potências do inversor usa a teoria da potência instantânea, assim como reforça o bloco “Cálculo de P e Q” [31].

$$C_v = 0.09041 \left( \frac{s + 93.2}{s} \right) \quad (2)$$

Como é apresentado na Figura 3, os valores instantâneos para *P* e *Q*, que são as potências de saída do inversor e fornecidas para a rede elétrica, são importantes para o controle. Na sequência a potência ativa instantânea *P*, que é subtraída do produto entre a potência de referência (potência ativa real produzida pelo arranjo fotovoltaico) e o controle para a potência ativa (gerado pelo Controle Proposto), no qual  $P - (P_{ref} \times Cont\_P)$ , assim sendo, enviando para *P\_Controle*. O outro sinal refere-se a potência reativa instantânea *Q*, que é subtraída do produto entre a potência reativa de referência (é a capacidade ociosa do inversor) e o controle para potência reativa (gerado pelo Controle Proposto), no qual  $Q - (Q_{ref} \times Cont\_Q)$ , deste modo, obtém-se o sinal enviado para *Q\_Controle*. Observe que em (3) foi obtido  $Q_{ref}$  (a potência reativa de referência), e  $S_{nom}$  (potência aparente nominal do inversor).

$$Q_{ref} = \sqrt{S_{nom}^2 - P^2} \quad (3)$$

Em seguida, as potências *P* e *Q* resultantes serão tratadas por controladores PI (no qual  $K_p = 0,003$  e  $K_i = 0,3$ ). Esses valores para cada uma das potências foram apresentados por [31]. Na sequência, a porção ativa somou-se a variável resultante do controle da tensão CC, para gerar a corrente de referência  $i_d$ . Ela tem a finalidade de controlar e executar a regulação da tensão no barramento CC e gerenciar a injeção da potência ativa na rede elétrica.

Já a potência reativa, após o controle de PI, corresponderá à corrente de referência  $i_q$  que é controlada para gerenciar a injeção da potência reativa, de forma a manter a gestão de potência no inversor sempre em 1 p.u. (por unidade). É importante observar que, para obter um fator de potência unitário, o produto entre  $(Q_{ref} \times Cont\_Q)$  deve ser igual a zero durante a operação normal do inversor. Após determinar as variáveis  $i_d$  e  $i_q$ , ambas são convertidas para  $i_a$  e  $i_b$ , respectivamente, e adicionadas aos controles P+Res (proporcional ressonante) [31]. Por fim, essas correntes são convertidas para o domínio *abc* para gerar os pulsos por *PWM* e enviados para os interruptores do inversor, filtro *LCL* e a rede elétrica.

### III. CONTROLE DE POTÊNCIAS ATIVA E REATIVA PARA O AFUNDAMENTO MOMENTÂNEO DE TENSÃO

Nesta seção, será apresentado de modo mais específico o controle proposto para a injeção de potências ativa e reativa durante a VTCD/AMT na rede elétrica de distribuição.

#### A. Visão Geral do Controle Proposto para VTCD/AMT

Quando ocorre uma falta ou falha (curto-circuito na rede elétrica), isso faz com que a tensão no PAC diminua bruscamente. Essa redução de tensão se espalha pela rede próxima ao ponto de perturbação. Nesse sentido, existe a possibilidade de o nível de tensão violar os limites apropriados definidos pela ANEEL no PRODIST em seu módulo 8, para VTCD/AMT. Vale notar que o AMT indica que a duração da variação deve ser maior ou igual a um ciclo e menor ou igual a três segundos. A amplitude de tensão RMS em relação à tensão de referência deve ser maior ou igual a 0,1 e menor que 0,9 p.u. [32, p. 20].

Se durante o afundamento, a tensão estiver dentro do estabelecido, isso obriga o inversor a mudar imediatamente de operação normal para o modo de operação VTCD.

Isso reforça que a contribuição da pesquisa está no processo de recuperação da tensão durante o tempo da falha. Ele consiste em injetar quantidades de potências ativa e reativa dependendo da amplitude do afundamento, conforme sugerido pela Figura 1. Esse processo continua até que a proteção de rede isole a falha ou mesmo antes que a proteção anti-ilhamento desconecte o inversor da rede.

Os limites usados como referência para a análise de queda de tensão, especificamente os afundamentos momentâneos de tensão neste trabalho, são estabelecidos pela ANEEL no módulo 8 do PRODIST [32], como mostrado na Tabela I.

**TABELA I**  
**Faixas de Tensão Aplicadas ao Controle VTCD**

Denominação	Duração da Variação	Faixa de amplitude de tensão (valor RMS) em relação à tensão nominal
Afundamento Momentâneo de Tensão – AMT	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	$0,1V_{nom} \leq V < 0,9V_{nom}$

A Figura 4 representa a estratégia de controle para minimizar os efeitos do VTCD/AMT. Esta estratégia se aplica durante o afundamento de tensão. Para isso, foi adicionado à topologia de controle uma unidade lógica para detecção do afundamento (Detecção de falha). Esta unidade tem como característica perceber as variações de tensão da rede e verificar se as magnitudes estão dentro dos limites estabelecidos pela Tabela I. Se as tensões estiverem abaixo de 0,9 do valor nominal ( $V_{nom} < 0,9$ ), o sistema chaveia de operação normal (OP) para modo de operação em VTCD. Nesta situação uma parte da metodologia do controle também usa a estratégia do AVR estabelecido pelo IEEE 421.5-2016 DC1A [33], na qual  $V_i$  é a tensão de rede medida em p.u. e  $V_{ref}$  é a tensão de referência igual a 1 p.u.

A influência do AVR está associada ao sinal de saída ( $E_{out}$ ) que acelera a queda de potência ativa durante o afundamento de tensão. A saída do AVR atua entre 1 e 0, desta forma, quando a tensão da rede estiver mais distante da nominal, o valor estará mais próximo de zero, caso contrário, estará mais próximo de 1.

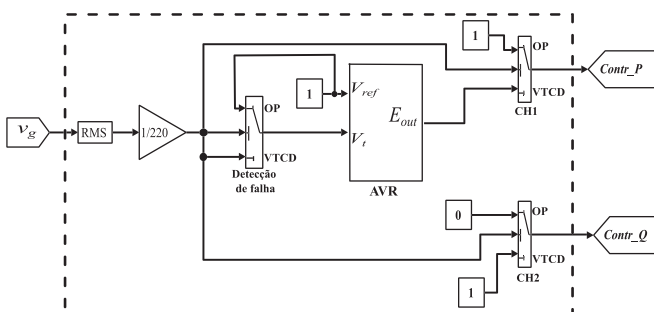


Fig. 4. Diagrama esquemático do controle proposto para VTCD/AMT.

Neste contexto, ao detectar o afundamento de tensão, se esta perturbação ultrapassar o limite pré-ajustado no controle conforme Tabela I ( $V_{nom} < 0,9$  p.u.), a chave CH1 recebe o sinal

de controle de saída ( $E_{out}$ ). Esta chave apresenta a mesma condição da função de “Detecção de falha”. Se a tensão no PAC estiver abaixo de 0,9 p.u. a operação estará na condição de VTCD. Portanto, a saída  $Contr\_P$  receberá o sinal de controle ( $E_{out}$ ). Desta forma, a estratégia proposta chaveia para o modo de operação VTCD, que conseqüentemente diminuirá a injeção de potência ativa e aumentará a injeção de potência reativa na rede elétrica, conforme aponta a Figura 1.

Quando o sinal de saída  $Contr\_Q$  estiver em 1, a condição da chave CH2 foi estabelecida ( $V_{nom} < 0,9$  p.u.). Assim, o controle permite injetar o máximo de potência reativa respeitando a capacidade de 1 p.u. de potência do inversor, ao diminuir a quantidade de injeção de potência ativa para rede elétrica.

Para a situação de falha na rede (afundamento de tensão), as variáveis  $Contr\_P$  e  $Contr\_Q$  que estão integradas ao restante do controle, conforme apresenta a Figura 3, farão com que o controle passe a contribuir para a redução do afundamento de tensão. Deste modo, é possível que cargas sensíveis à VTCD permaneçam conectadas à rede elétrica de distribuição.

Destaca-se que, enquanto a tensão no PAC estiver entre 0,1 a 0,9 p.u. de  $V_{nom}$ , o valor de saída (sinal do controle -  $Contr\_P$ ), será multiplicado pelo valor de referência ( $P_{ref}$ ) da potência ativa fornecida pelo arranjo fotovoltaico. Portanto, quanto mais severo for o afundamento de tensão, menor será a potência ativa injetada pelo inversor na rede elétrica. Com isso, haverá espaço ocioso na capacidade de gerir potência no inversor para fornecer potência reativa na rede. Desta forma,  $Q_{ref}$  identifica a quantidade de potência reativa que o inversor pode fornecer, contribuindo assim, para aliviar o afundamento de tensão.

Vale ressaltar que, o controle proposto define a potência reativa de referência  $Q_{ref}$  respeitando (3) e a Figura 3. Caso contrário, se não houver afundamento de tensão na rede elétrica, o valor de  $Q_{ref}$  é multiplicado por  $Contr\_Q$  ( $Contr\_Q = 0$ ), para manter um fator de potência unitário durante o modo de operação normal.

O fluxograma da Figura 5 apresenta a estratégia operacional do controle VTCD/AMT proposto.

Pode ser visto no fluxograma, que quando o afundamento de tensão é detectado, o controle atua para diminuir imediatamente a potência ativa de referência, mesmo se estiver realmente operando em sua potência ativa máxima, (dependendo das condições climáticas). Assim, o inversor terá espaço ocioso para injetar o máximo de potência reativa possível. Esta ação ajuda na recuperação da tensão e na dinâmica da rede elétrica durante o AMT, respeitando o limite de capacidade do inversor.

#### IV. REDE ELÉTRICA DE DISTRIBUIÇÃO

Mais detalhes sobre a rede elétrica de distribuição utilizada para as simulações podem ser encontrados em [34]–[37]. Para a pesquisa foi utilizada uma rede elétrica real, localizada na quadra 1106 Sul de Palmas, capital do estado do Tocantins, região norte do Brasil. Esta rede elétrica possui as seguintes características: 1427 unidades consumidoras (residências, empresas, órgãos públicos ou indústrias). Essas unidades consumidoras são atendidas através de transformadores de

distribuição trifásica delta-estrela com potências nominais de 75 kVA, 112,5 kVA e 150 kVA, e relação de tensão de 13,8 kV: 380/220 V. É importante mencionar que, as somas das cargas ligadas a cada um dos secundários dos transformadores, foram distribuídas da melhor maneira pela concessionária local, e são representadas por cargas trifásica (RLC\_xx) ligadas a cada transformador.

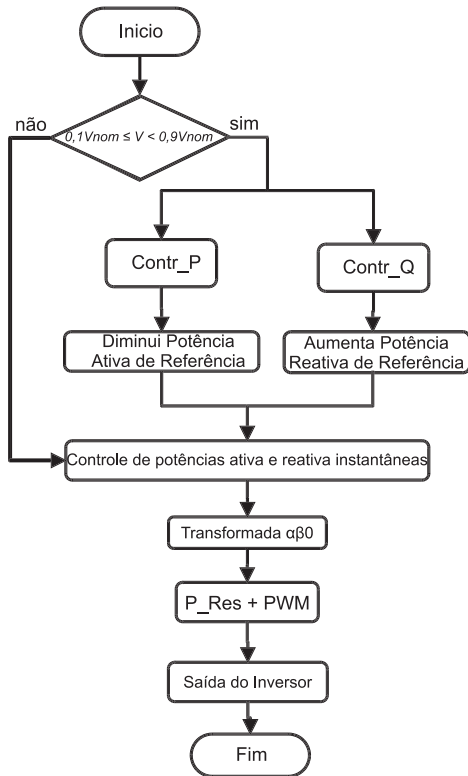


Fig. 5. Fluxograma da estratégia de controle VTCD/AMT.

O diagrama unifilar para o local em questão é mostrado na Figura 6. Observe-se que a rede de distribuição primária de 13,8 kV alimenta os transformadores através do alimentador 2 da subestação Palmas III. Além disso, todas as unidades consumidoras conectadas a cada secundário do transformador são somadas e representadas como uma única carga (RLC) conectada aos secundários de cada transformador. Os dados relativos à rede de distribuição aérea, interligações, transformadores e cargas são detalhados em [35], [37].

## V. RESULTADOS E DISCUSSÕES DO CONTROLE VTCD/AMT

O modelo *GCPVS* completo utilizado para testar o controle VTCD/AMT proposto foi implementado na plataforma de computação Matlab/Simulink®.

Para o estudo de caso, foi escolhido um momento de maior consumo de energia elétrica na rede de distribuição de Palmas e sem a presença da GD fotovoltaica. Assim, conforme referido acima, os dados coletados, tais como tensões, correntes, potências e fatores de potência são medidas reais fornecidas pela concessionária de energia elétrica local. Para esta condição, as leituras foram: a magnitude da tensão de 13,63 kV, e potências de 2,6815 MW, 1,5907 MVar e

3,1178 MVA (FP = 0,8601) no alimentador 2 de Palmas III. Todos esses dados foram incluídos na simulação.

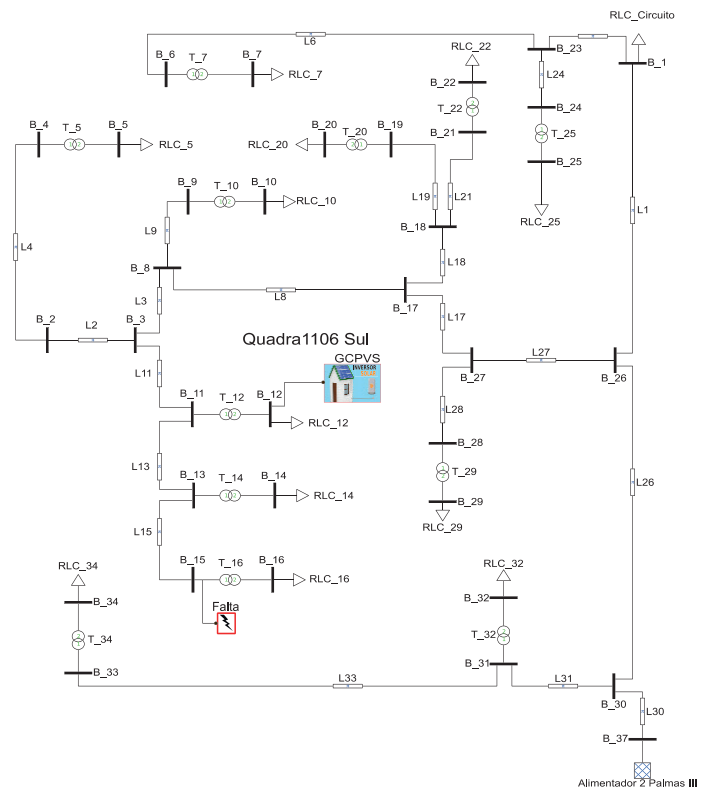


Fig. 6. Diagrama unifilar da rede elétrica de distribuição real modelada em Matlab/Simulink®.

Em seguida, o *GCPVS* foi conectado ao secundário do transformador trifásico T<sub>12</sub> e os valores de tensão, corrente e potência instantânea foram medidos no PAC B<sub>12</sub>.

A fim de atender aos requisitos de VTCD estabelecidos nas normas brasileiras, o controle proposto manteve o *GCPVS* conectado, injetando a quantidade disponível de potências ativa e reativa para amenizar o afundamento de tensão, conforme descrito seção III.

Ressalta-se que a ANEEL ainda não permite que pequenos sistemas fotovoltaicos permaneçam conectados quando houver falta de sincronismo com a rede, nem que contribuam com serviços anciliares à rede de distribuição. Mas como já mencionado, acredita-se que através das consultas públicas logo isso será possível.

O comportamento das tensões trifásicas no PAC, barra B<sub>12</sub> que está ligada ao secundário do transformador T<sub>12</sub> e a carga RLC<sub>12</sub>, representa a soma de todas as unidades consumidoras ligadas a esse transformador, que juntas somam uma potência de 48,156 kW e 28,574 kVar. Vale a pena mencionar que todas as cargas modeladas para a rede em questão são trifásicas. Verificou-se que os níveis das tensões no secundário do transformador são 366,5 V fase-fase e 211,6 V fase-neutro, que estão abaixo das tensões nominais, visto que as tensões da subestação também estão abaixo de 13,8 kV, em torno de 13,6 kV, e tal condição reflete em toda a rede elétrica de distribuição.

Depois de verificar e validar as condições da rede elétrica implementada, foram inseridos os *GCPVS* (GD) com potência de 75 kW cada um e na condição de irradiância de 1 kW/m<sup>2</sup>,

sendo conectado a barra B\_12 (PAC), onde essa se conecta o secundário de T\_12 e a carga RLC\_12. Destaca-se que o local escolhido apresenta possibilidade de expansão do sistema fotovoltaico, pois ali existem uma escola municipal e uma área pública destinada a feira livre, com intenção de instalação de tal sistema.

Todos os curtos-circuitos (falta ou falha) simulados na sequência serão inseridos entre B\_15 e T\_16. Este local foi escolhido por ser um ponto considerado final de rede e não estar longe do ponto de conexão do GCPVS.

#### A. Falta Fase-terra.

Um curto-circuito entre a fase e terra (Fase B-Terra) foi inserido na rede de distribuição no barramento B\_15 (no instante de 1 s da simulação), conseqüentemente, haverá um afundamento de tensão nas proximidades do barramento B\_15. Esta falta teve uma duração de 0,625 s, ou seja, mais de 20 ciclos, conforme determinado pela ANEEL no módulo 8 do PRODIST [32, p. 20] e conforme apresentado por [1].

Os valores das tensões RMS entre fase-neutro correspondentes são mostrados na Figura 7 para quatro situações: na primeira, sem GD, na segunda com 1 GD, na terceira com 2 GDs conectados em paralelo e, finalmente, na quarta situação com 3 GDs conectados em paralelo.

Para melhor visualização, as tensões no barramento B\_12, Va, Vb e Vc, foram plotadas nas 4 situações separadas, mostradas nas Figuras 7.a, 7.b e 7.c, respectivamente. Vale notar que a fase A sofreu o maior afundamento de tensão no momento da falha, para todas as situações apresentadas. Isto é devido às conexões do transformador, na qual o primário está em Delta (D1) e o secundário em Estrela Aterrada (Yg). Há uma inversão nas fases, conforme apresentado na IEC 60076-1, para esta conexão do transformador denominada Dy7 [38].

Na primeira situação (sem GD) o comportamento das tensões RMS no momento da falta são semelhantes para as fases A e B mostrando um afundamento das tensões, enquanto para a fase C a tensão não se altera, como mostrado nas Figuras 7.a, 7.b e 7.c. Foi possível verificar que antes da falta as tensões estavam em 211,6 V, quando surge a falta no tempo de 1 a 1,625 s haverá uma diferença entre as amplitudes. Após cessar a falha, as amplitudes retornam à condição de pré-falta, como mostra a Tabela II.

A partir da segunda situação, onde há conexões de GDs na barra B\_12, antes da falta, as tensões estão na faixa desejada, ou seja, maiores que 0,9 p.u. da tensão nominal ( $V_{nom} = 220$  V fase-neutro), assim, o inversor permanecerá conectado sem a injeção de nenhuma potência reativa, enquanto a potência ativa permanecerá em plena geração de acordo com as condições climáticas.

No momento da falta, o controle proposto atua elevando os níveis das tensões durante o afundamento de tensão, contribuindo para sustentar os níveis das tensões na barra B\_12, onde as GDs estão conectadas. Portanto, para a segunda situação (com 1 GD de 75 kW), antes da falta, as tensões apresentam uma amplitude em torno de 214,6 V, durante a falha a fase A aferiu uma tensão em 155,3 V, enquanto a fase B em 186 V e a fase C em 219,7 V, conforme Tabela II.

Na sequência na terceira situação (com 2 GDs = 150 kW), antes da falta, as tensões apresentam uma amplitude em torno de 217,4 V, enquanto no tempo do afundamento, as tensões

aumentam para 163 V, 193,3 V e 227,2 V para a fase A, B e C, respectivamente.

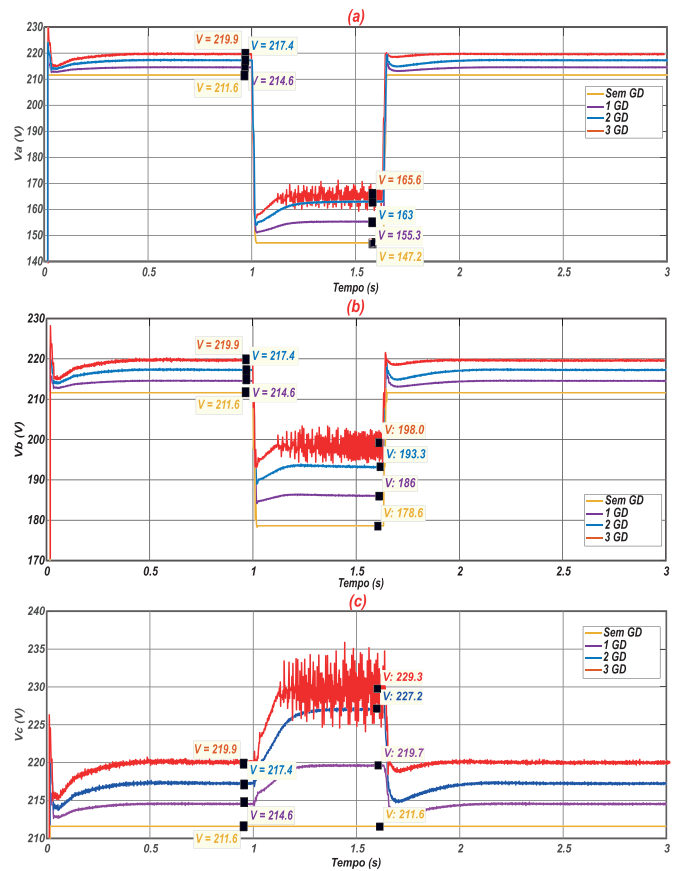


Fig. 7. Tensões para cada uma das quatro simulações: (a) Va, (b) Vb, (c) Vc.

TABELA II  
Tensões para Va, Vb e Vc, sem e com a Inserção da GD, com Curto-circuito Fase B-Terra

Tensões	Sem GD	1 GD	2 GD	3 GD
Va (V)	147,2	155,3	163,0	165,6
Vb (V)	178,6	186,0	193,3	198,0
Vc (V)	211,6	219,7	227,2	229,3
Tensões em p.u.	0,814	0,851	0,886	0,898

Finalmente, na quarta situação (com 3 GDs totalizando 225 kW), verifica-se que antes da falta, as tensões da rede elétrica são praticamente iguais a  $V_{nom} = 219,9$  V. Na ocorrência do afundamento, há uma alta potência para o local instalado; as tensões nas fases A, B e C sofrem oscilações devido à atuação do controle. Uma vez que a tensão média atinge o ponto de ajuste de 0,9 p.u., o controle interrompe sua ação. Mas como a falta ainda existe, o controle tentará recuperar as tensões para os melhores níveis possíveis. Assim, as tensões médias para Va, Vb e Vc são 165,6 V, 198 V e 229,3 V, respectivamente. Foi possível notar que na fase C houve picos de sobretensão com duração de 1 semiciclo, já que o controle proposto compensa igualmente as três fases.

A Figura 8 e na Tabela II mostram a média das três tensões em p.u. antes, durante e após o afundamento da tensão. Verificou-se que apenas na quarta situação, com 3 GDs, com uma grande quantidade de energia sendo injetada na rede elétrica, a tensão média durante o afundamento oscilou no

valor de 0,9 p.u., o que representa o ponto de ajuste da ação de controle. Com isso, foi possível verificar o pleno funcionamento do controle proposto.

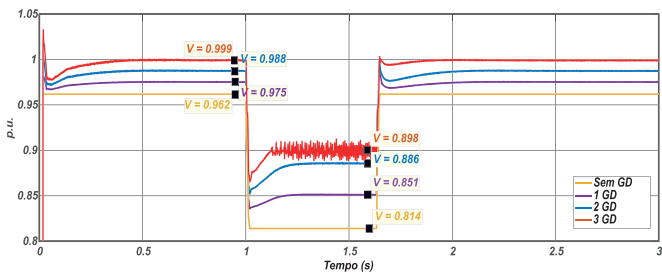


Fig. 8. Média entre as três tensões em p.u. para cada uma das situações com curto-circuito Fase B-Terra.

Na Figura 9, é possível verificar o comportamento do controle proposto e o equilíbrio das potências ativa e reativa durante a falha. A potência ativa é reduzida com o a ação do controle e conjunto com o AVR Figura 9.a. Assim, a capacidade do inversor de injetar potência reativa será maior Figura 9.b, a fim de contribuir para o suporte de tensão no PAC, já que esta operação auxilia a recuperação da tensão durante o afundamento, como foi demonstrado nas Figuras 7 e 8. Quanto maior a inserção de GDs na rede com esse controle, melhor será o suporte das tensões.

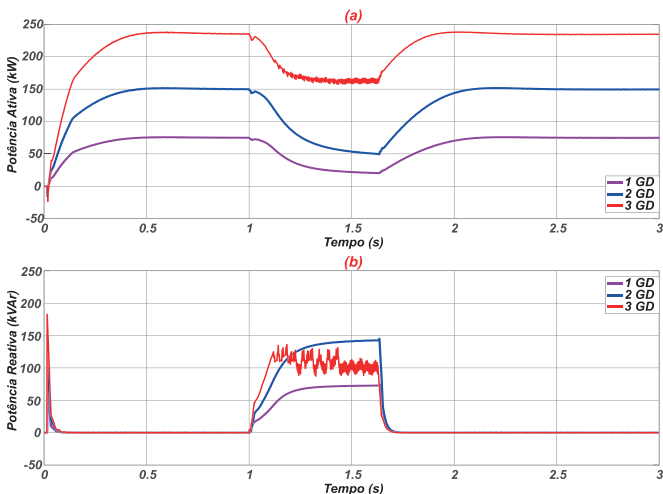


Fig. 9. Potências (a) Ativa e (b) Reativa, em cada uma das situações.

### B. Falta Fase-fase-terra

Em seguida, um novo estudo de curto-circuito foi simulado. Para esta situação, ele estará entre duas fases e o terra, (Fase B-C-Terra). Respeitando as condições anteriores de tempo e localização do curto-circuito. O comportamento das tensões para as 4 novas situações é mostrado na Figura 10 e descrito pela Tabela III.

Foi verificado que antes e depois da falta as tensões são as mesmas que as apresentadas nos testes anteriores. No momento da falha, elas exibem comportamentos diferentes. Todas as 3 fases sofrem afundamento em seus níveis de tensão, sendo a fase B a mais prejudicada, depois a fase C e finalmente, a fase A que sofre menos com o afundamento da tensão. Também é possível visualizar o desempenho do controle para cada situação. Além disso, com a inserção de 3 GDs tem a melhor condição para suportar os níveis de tensão.

Não há sobretensão para nenhuma das fases, como apresentado no estudo anterior. No entanto, a tensão média em p.u. não se aproxima do ponto de ajuste, portanto o controle opera durante todo o tempo do curto-circuito.

A Figura 11 mostra o comportamento das potências ativa e reativa. Foi constatado que mesmo com a inserção de 3 GDs, o controle encontra o melhor ponto entre a injeção de potências ativa e reativa. Ele diminui rapidamente a potência ativa e, conseqüentemente, aumenta a potência reativa para tentar trazer a tensão para os níveis apropriados.

TABELA III  
Tensões para Va, Vb e Vc, sem e com a Inserção da GD, com Curto-circuito Fase B-C-Terra

Tensões	Sem GD	1 GD	2 GD	3 GD
Va (V)	171,60	182,80	192,80	201,70
Vb (V)	57,77	69,52	80,79	91,16
Vc (V)	161,10	169,20	176,40	182,40
Tensão em p.u.	0,59	0,63	0,68	0,72

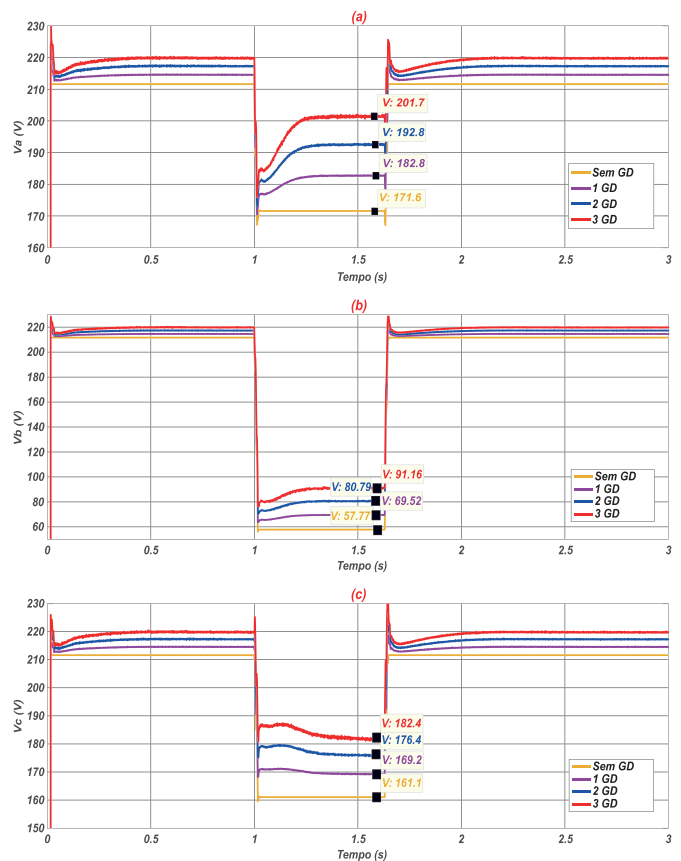


Fig. 10. Tensões para cada uma das quatro simulações para a falta entre fase-fases e terra: (a) Va, (b) Vb, (c) Vc.

### C. Falta Simétrica Trifásica-terra

Para esse estudo foi inserido um curto-circuito simétrico trifásico entre as três fases e o terra (Fases A-B-C-Terra), respeitando as condições dos ensaios anteriores. O comportamento das tensões para as 4 situações é mostrado na Figura 12, desta vez, como é uma falta simétrica o comportamento das tensões Va, Vb e Vc são idênticos. Devido a essas condições será apresentado um gráfico de tensão para cada um dos eventos. A Tabela IV apresenta um resumo das tensões das três fases e da tensão média em p.u. É possível



verificar que para a situação mais severa os afundamentos das tensões são maiores, mas o controle proposto consegue melhorar esses níveis. Sem a GD os valores das tensões são de 57,78 V, com 1 GD melhora em 31,82 %, com 2 GDs sobe mais 53,11 % e com 3 GDs a melhor condição os níveis de tensão chegam a 109,9 V e aumentam mais 90,20 % em relação a primeira condição.

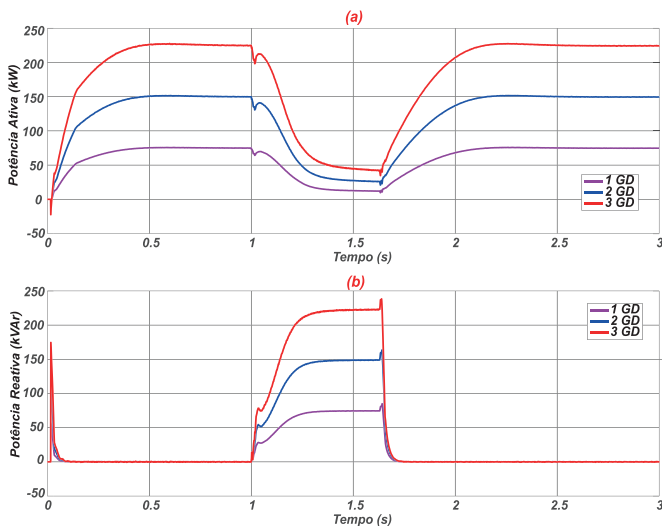


Fig. 11. Potências em cada uma das situações para falta entre fase-fase e terra: (a) Ativa, (b) Reativa.

TABELA IV

Tensões para  $V_a$ ,  $V_b$  e  $V_c$ , sem e com a Inserção da GD, com Curto-circuito Simétrico entre Fase A-B-C-Terra

Tensões	Sem GD	1 GD	2 GD	3 GD
$V_a$ (V)	57,78	76,17	88,47	109,90
$V_b$ (V)	57,78	76,17	88,47	109,90
$V_c$ (V)	57,78	76,17	88,47	109,90
Tensão em p.u.	0,26	0,35	0,40	0,49

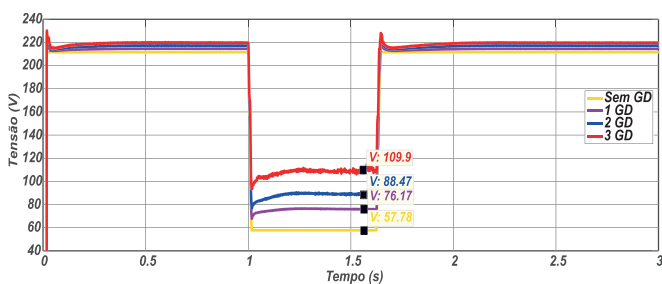


Fig. 12. Tensões das fases  $V_a$ ,  $V_b$  e  $V_c$  para cada uma das quatro situações com falta simétrica trifásica-terra.

Também foi verificado que as tensões antes e depois da falta apresentam os mesmos níveis da primeira e da segunda condição de falta (Fase-Terra e Fase-Fase-Terra).

E por fim os comportamentos das potências ativa e reativa são parecidos com os da Figura 11, conforme ilustra a Figura 13, mas com valores menores de potência ativa no AMT, e quantidades maiores de potência reativa, mas dentro dos limites de capacidade do inversor.

A Figura 15 apresenta o comportamento das correntes na saída de apenas um dos *GCPVS*, nos instantes, antes, durante e após os afundamentos de tensão, para as faltas fase-terra, fase-fase-terra e trifásico-terra.

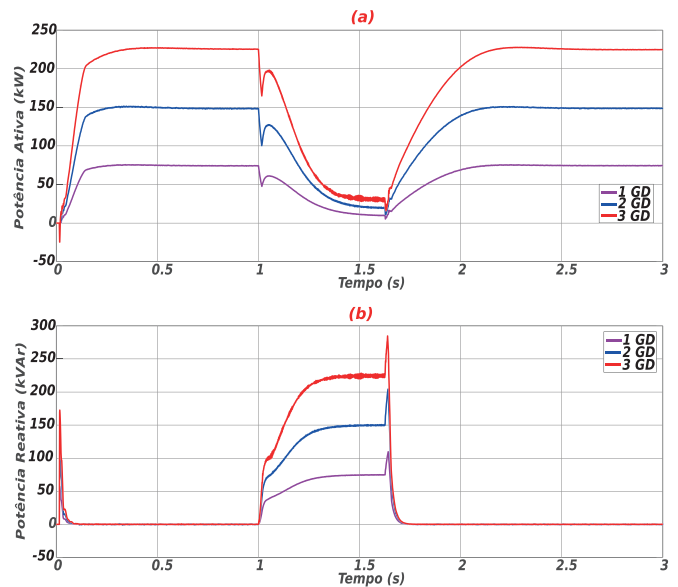


Fig. 13. Potências em cada uma das situações para falta simétrica trifásica-terra: (a) Ativa, (b) Reativa.

A Figura 14 apresenta o comportamento do barramento CC para apenas um *GCPVS*, nos instantes antes, durante e após os afundamentos de tensão analisados, ou seja, para as faltas fase-terra, fase-fase-terra e para o curto circuito simétrico trifásico-terra.

Identificou-se que para todas as situações com uma, duas ou três GD o comportamento é o mesmo ou muito semelhante. Devido a isso, foi plotado apenas um gráfico para cada uma das faltas. Em relação ao barramento CC, verificou-se que durante a falta a tensão eleva seu nível para próximo a tensão de circuito aberto do arranjo fotovoltaico. O controle continua buscando o ponto de máxima potência, mas como existe um comando forçando a potência ativa a diminuir, para que seja possível a injeção de potência reativa, a tensão do barramento sobe sem exceder a tensão de circuito aberto.

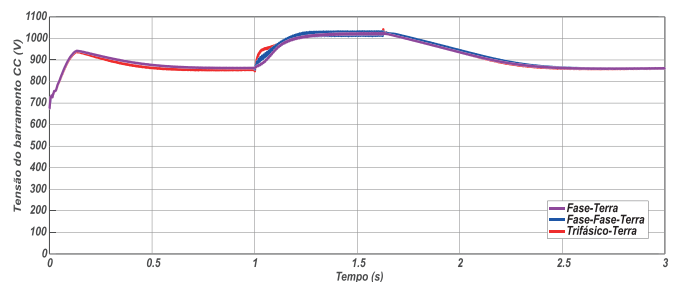


Fig. 14. Tensão no barramento CC para as faltas fase-terra, fase-fase-terra e simétrica trifásica-terra.

Vale lembrar, que o comportamento das correntes é semelhante para uma, duas ou três GDs, mas com magnitudes maiores na medida que se insere mais GDs. Verificou-se, que para a Figura 15.a, durante a falta fase-terra, as correntes aumentaram 1,5 vezes as correntes nominais. Para a Figura 15.b, falta fase-fase-terra, as correntes aumentaram em torno de 2 vezes as correntes nominais. E para a Figura 15.c, falta simétrica trifásica-terra, houve um acréscimo em torno de 3 vezes o valor das correntes nominais durante a falta.

Observasse também que após cessar as faltas, menos de 0,4s as correntes retornam as condições normais.

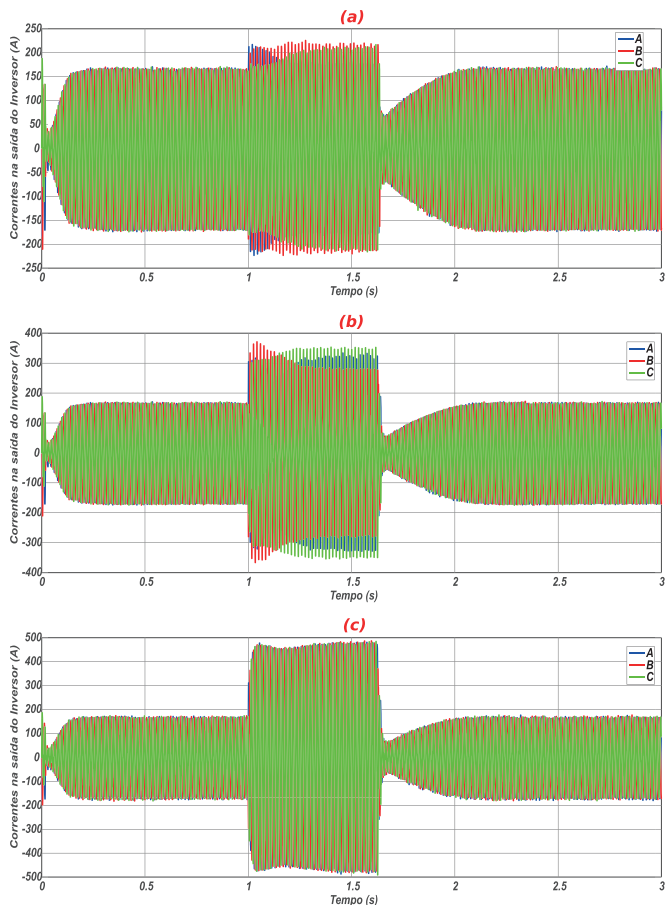


Fig. 15. Correntes de saída do inversor nas fases A, B e C para as faltas: (a) fase-terra; (b) fase-fase-terra e (c) simétrica trifásica-terra.

## VI. CONCLUSÕES

Este trabalho propõe um sistema fotovoltaico conectado à rede com uma estratégia de controle para variação de tensão de curta duração, do tipo afundamento momentâneo de tensão (VTCD/AMT) para rede de distribuição. O método é baseado na estratégia de reguladores automáticos de tensão, normalmente utilizados por geradores de energia síncronos. O controle identifica a melhor quantidade de injeção para potências ativa e reativa com o intuito de ajudar a suportar os níveis de tensão da rede no momento da falta. Embora a regulamentação da agência brasileira ANEEL ainda não permita que sistemas fotovoltaicos considerados de pequeno porte façam tais contribuições, algumas pesquisas já foram realizadas pela comunidade científica associada a este objetivo.

Ficou provado que com o controle proposto e com a maior penetração de GD resultou em um sistema mais eficiente no âmbito de suporte de tensão durante as faltas apresentadas.

Foi possível verificar que mesmo na situação de curto-circuito entre fase-terra, com 3 GDs totalizando 225 kW, com uma grande quantidade de potência fotovoltaica inserida em um local, na qual a demanda de cargas de potência é de 48,156 kW e 28,574 kVAr, o controle proposto é capaz de melhorar o nível de tensão para todas as fases, mesmo fluando em seu valor de *set point*. Também foi identificado que era necessária menos potência reativa para ajudar a suportar os níveis de tensão. Portanto, para resolver esses

problemas de sobretensão em uma das fases, deve-se realizar a compensação de reativo por fase.

Para o segundo estudo, o curto-circuito entre fase-fase-terra, houve uma melhoria nos níveis de tensão de todas as fases. Observou-se que para a fase A houve uma melhoria de mais de 30 V ou 17 %, para a fase B que apresentou a queda mais severa, a tensão aumentou mais de 33 V ou 57 % e finalmente, para a fase C, mais de 21 V ou 13 %.

Foi possível verificar que mesmo para condições mais severas como o curto-circuito simétrico trifásico para terra, os níveis de tensão são melhorados e a quantidade de potências ativa e reativa são adequados para contribuir ainda mais com o aumento nos níveis de tensão.

Pode-se concluir que seria possível para sistemas fotovoltaicos oferecer alguns serviços ancilares para a rede elétrica, sob condições anormais. Foi possível verificar que, em condições normais, o controle não interfere no funcionamento do GCPVS.

Durante as faltas estudadas, a tensão do barramento CC aproxima-se do valor da tensão de circuito aberto do arranjo fotovoltaico ( $V_{oc} = 1046$  V). A tensão CC não excede o valor de circuito aberto, uma vez que o GCPVS proposto é de estágio único sem o uso de um conversor *boost* e permanece injetando potência ativa durante o afundamento. Mas devido a aproximação da tensão de circuito aberto poderá comprometer o desempenho e a vida útil do capacitor do barramento CC, portanto, sugere-se que o capacitor instalado suporte a tensão total de circuito aberto do arranjo.

Além disso, para melhorias no método proposto, continuidade do trabalho e trabalho futuro, sugere-se inserir mais GDs espalhadas pela rede elétrica modelada. Ainda como última sugestão, a compensação de potências deve ser aplicada em cada uma das três fases, para melhor lidar com situações de afundamento de tensão causadas por faltas assimétricas. Por fim, observa-se que o trabalho foi realizado unicamente pela plataforma computacional MATLAB/Simulink®, devido ao tamanho do GCPVS e por se tratar de uma rede real instalada em operação. Pretende-se, com incentivo de agências de fomento, reproduzir em escala reduzida em ambiente laboratorial a pesquisa aqui proposta.

## AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi apoiado por duas instituições públicas de ensino superior brasileiras: Instituto Federal do Paraná - Campus Paranavaí (IFPR) e Universidade Federal de Uberlândia (UFU).

## REFERÊNCIAS

- [1] A. Q. Al-Shetwi, M. Z. Sujod, e F. Blaabjerg, “Low voltage ride-through capability control for single-stage inverter-based grid-connected photovoltaic power plant”, *Solar Energy*, vol. 159, p. 665–681, jan. 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.11.027>.
- [2] ANEEL, “Geração Distribuída—ANEEL”, *Agencia Nacional de Energia Elétrica*, 2018. <https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida> (acessado 3 de agosto de 2020).
- [3] INEE, “O que é Geração Distribuída”, *Instituto Nacional de Eficiência Energética - INEE*, 2020. [http://www.inee.org.br/forum\\_ger\\_distrib.asp](http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp) (acessado 3 de agosto de 2020).

- [4] H. Liu, K. Xu, Z. Zhang, W. Liu, e J. Ao, "Research on Theoretical Calculation Methods of Photovoltaic Power Short-Circuit Current and Influencing Factors of Its Fault Characteristics", *Energies*, vol. 12, nº 2, Art. nº 2, jan. 2019, doi: <https://doi.org/10.3390/en12020316>.
- [5] H. M. Hasanien, "An Adaptive Control Strategy for Low Voltage Ride Through Capability Enhancement of Grid-Connected Photovoltaic Power Plants", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, nº 4, p. 3230–3237, jul. 2016, doi: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2466618>.
- [6] Z. Goqo e I. E. Davidson, "A Review of Grid Tied PV Generation on LV Distribution Networks", in *2018 IEEE PES/LAS PowerAfrica*, jun. 2018, p. 907–912. doi: <https://doi.org/10.1109/PowerAfrica.2018.8521039>.
- [7] E. Afshari, G. R. Moradi, Y. Yang, B. Farhangi, e S. Farhangi, "A review on current reference calculation of three-phase grid-connected PV converters under grid faults", in *2017 IEEE Power and Energy Conference at Illinois (PECI)*, fev. 2017, p. 1–7. doi: <https://doi.org/10.1109/PECI.2017.7935761>.
- [8] M. Sufyan, N. A. Rahim, B. Eid, e S. R. S. Raihan, "A comprehensive review of reactive power control strategies for three phase grid connected photovoltaic systems with low voltage ride through capability", *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, vol. 11, nº 4, p. 042701, jul. 2019, doi: <https://doi.org/10.1063/1.5095185>.
- [9] J. O. Rezende, G. C. Guimarães, P. H. O. Rezende, T. L. Oliveira, L. R. C. Silva, e A. R. Piccini, "ANÁLISE DE UMA PROPOSTA DE CONDICIONADOR DE POTÊNCIA NA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA PARA MELHORAR A QUALIDADE DE ENERGIA", *SOBRAEP*, set. 2021, doi: <https://doi.org/10.18618/REP.2021.3.0004>.
- [10] A. Cabrera-Tobar, E. Bullich-Massagué, M. Aragüés-Peñalba, e O. Gomis-Bellmunt, "Review of advanced grid requirements for the integration of large scale photovoltaic power plants in the transmission system", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 62, p. 971–987, set. 2016, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.044>.
- [11] L. Wang, T. Qiao, B. Zhao, X. Zeng, e Q. Yuan, "Modeling and Parameter Optimization of Grid-Connected Photovoltaic Systems Considering the Low Voltage Ride-through Control", *Energies*, vol. 13, nº 15, Art. nº 15, jan. 2020, doi: <https://doi.org/10.3390/en13153972>.
- [12] M. Ammar e A. M. Sharaf, "Optimized Use of PV Distributed Generation in Voltage Regulation: A Probabilistic Formulation", *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 15, nº 1, p. 247–256, jan. 2019, doi: <https://doi.org/10.1109/TII.2018.2829188>.
- [13] M. K. Mishra e V. N. Lal, "An improved methodology for reactive power management in grid integrated solar PV system with maximum power point condition", *Solar Energy*, vol. 199, p. 230–245, mar. 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.02.001>.
- [14] IEEE Standard Association, Org., "IEEE 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)*, vol. IEEE: Piscataway, NJ, USA, p. 1–138, abr. 2018, doi: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2018.8332112>.
- [15] F. L. Albuquerque, A. J. Moraes, G. C. Guimarães, S. M. R. Sanhueza, e A. R. Vaz, "Photovoltaic solar system connected to the electric power grid operating as active power generator and reactive power compensator", *Solar Energy*, vol. 84, nº 7, p. 1310–1317, jul. 2010, doi: [10.1016/j.solener.2010.04.011](https://doi.org/10.1016/j.solener.2010.04.011).
- [16] A. Safayet, P. Fajri, e I. Husain, "Reactive Power Management for Overvoltage Prevention at High PV Penetration in a Low-Voltage Distribution System", *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 53, nº 6, p. 5786–5794, nov. 2017, doi: <https://doi.org/10.1109/TIA.2017.2741925>.
- [17] M. Krafczy, H. Wang, S. Schmidt, F. Wirtz, e M. Braun, "Reactive Power Management at the Transmission-Distribution Interface with the Support of Distributed Generators—A Grid Planning Approach", *Transmission Distribution IET Generation*, vol. 12, nº 22, p. 5949–5955, 2018, doi: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2018.5673>.
- [18] A. Ouai, L. Mokrani, M. Machmoum, e A. Houari, "Control and energy management of a large scale grid-connected PV system for power quality improvement", *Solar Energy*, vol. 171, p. 893–906, set. 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.06.106>.
- [19] A. Q. Al-Shetwi e M. Z. Sujod, "Grid-connected photovoltaic power plants: A review of the recent integration requirements in modern grid codes", *International Journal of Energy Research*, vol. 42, nº 5, p. 1849–1865, 2018, doi: <https://doi.org/10.1002/er.3983>.
- [20] H. Wen e M. Fazeli, "A low-voltage ride-through strategy using mixed potential function for three-phase grid-connected PV systems", *Electric Power Systems Research*, vol. 173, p. 271–280, ago. 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.04.039>.
- [21] D. Stanelyte e V. Radziukynas, "Review of Voltage and Reactive Power Control Algorithms in Electrical Distribution Networks", *Energies*, vol. 13, nº 1, Art. nº 1, jan. 2020, doi: <https://doi.org/10.3390/en13010058>.
- [22] J. Cesar Moura Fae, V. Gati, R. Gules, E. Ribeiro Felix Romaneli, A. André Badin, e A. Amorin Assef, "Grid-Tie Single Phase Inverter Based on the Boost-Full-Bridge Converter With Active Reduction of the Low Frequency Input Current Ripple", *REP*, vol. 25, nº 4, p. 440–451, dez. 2020, doi: [10.18618/REP.2020.4.0037](https://doi.org/10.18618/REP.2020.4.0037).
- [23] Jinko Solar, "Jinko Solar", *Cheetah JKM390-410M-72H-(V)-A4-EN-F30*, 2020. [https://www.jinkosolar.com/uploads/Cheetah%20JKM390-410M-72H-\(V\)-A4-EN-F30.pdf](https://www.jinkosolar.com/uploads/Cheetah%20JKM390-410M-72H-(V)-A4-EN-F30.pdf) (acessado 11 de agosto de 2020).
- [24] M. Mendes Casaro e D. Cruz Martins, "Photovoltaic Array Model Aimed To Analyses In Power Electronics Through Simulation", *REP*, vol. 13, nº 3, p. 141–146, ago. 2008, doi: [10.18618/REP.2008.3.141146](https://doi.org/10.18618/REP.2008.3.141146).
- [25] ANEEL, "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional—PRODIST", *PRODIST*, 1º de janeiro de 2021. <https://www.aneel.gov.br/prodist> (acessado 11 de maio de 2021).
- [26] L. Caetano, G. Caaixeta, T. Lima, J. Oliveira, R. Ramos, e A. R. Piccini, "Modelling of a Multipurpose Photovoltaic Generator Block Using ATP-EMTP", *IEEE Latin America Transactions*, vol. 17, nº 02, p. 203–209, fev. 2019, doi: <https://doi.org/10.1109/TIA.2019.8863165>.
- [27] A. C. Souza, "Sistemas Fotovoltaicos Trifásicos com Compensação de Reativo, Armazenamento Interno de Energia e Inércia Virtual (Three-Phase Photovoltaic Systems with Reactive Compensation, Internal Energy Storage and Virtual Inertia)", vol. Universidade Federal de Uberlândia: Uberlândia, Brazil, fev. 2020, doi: <https://doi.org/10.14393/ufu.te.2020.192>.
- [28] A. Reznik, M. G. Simões, A. Al-Durra, e S. M. Mueeen, "LCL Filter Design and Performance Analysis for Grid-Interconnected Systems", *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 50, nº 2, p. 1225–1232, mar. 2014, doi: <https://doi.org/10.1109/TIA.2013.2274612>.
- [29] F. Blaabjerg, R. Teodorescu, M. Liserre, e A. V. Timbus, "Overview of Control and Grid Synchronization for Distributed Power Generation Systems", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 53, nº 5, p. 1398–1409, out. 2006, doi: <https://doi.org/10.1109/TIE.2006.881997>.

- [30] R. Teodorescu, F. Blaabjerg, M. Liserre, e P. C. Loh, “Proportional-resonant controllers and filters for grid-connected voltage-source converters”, *IEEE Proceedings - Electric Power Applications*, vol. 153, nº 5, p. 750–762, set. 2006, doi: <https://doi.org/10.1049/ip-epa:20060008>.
- [31] R. Teodorescu, M. Liserre, e P. Rodriguez, *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*, Edição: 1. Piscataway, N.J.: Chichester, West Sussex; Hoboken, N.J.: Wiley, 2011. [Online]. Disponível em: [www.wiley.com/go/grid\\_converters](http://www.wiley.com/go/grid_converters)
- [32] ANEEL, “PRODIST—Módulo 8—Qualidade da Energia Elétrica—ANEEL”, *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST*, 1º de janeiro de 2018. <https://www.aneel.gov.br/modulo-8> (acessado 10 de agosto de 2020).
- [33] IEEE Standard Association, “IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies. IEEE 421.5-2016”, *IEEE 421.5-2016*, nº IEEE Standard Association: Piscataway, NJ, USA, p. 1–207, maio 2016, doi: 10.1109/IEEESTD.2016.7553421.
- [34] A. R. Piccini, M. A. Tamashiro, G. C. Guimarães, A. R. Rodrigues, e C. S. Barbosa, “Steady State Analysis of a Medium/Low Voltage Distribution Grid Behavior with PV System Penetration”, *REPQJ*, p. 532–537, abr. 2014, doi: 10.24084/repqj12.391.
- [35] A. R. Piccini, “Análise da Viabilidade da Conexão de Geração Solar Fotovoltaica na Rede de Distribuição de Palmas-TO via MATLAB/PSAT”, fev. 2014, Acessado: 11 de agosto de 2020. [Online]. Disponível em: <https://repositorio.ufu.br/handle/123456789/14581>
- [36] S. M. Rivera Sanhueza e S. C. Leal Freitas, “Overvoltage Forecast in a Urban Distribution Power Grid Considering PV Systems Connection”, *IEEE Latin America Transactions*, vol. 16, nº 8, p. 2221–2227, ago. 2018, doi: 10.1109/TLA.2018.8528238.
- [37] A. R. Piccini, G. C. Guimarães, A. C. de Souza, e A. M. Denardi, “Implementation of a Photovoltaic Inverter with Modified Automatic Voltage Regulator Control Designed to Mitigate Momentary Voltage Dip”, *Energies*, vol. 14, nº 19, Art. nº 19, jan. 2021, doi: <https://doi.org/10.3390/en14196244>.
- [38] IEC, “International Standard IEC 60076-1, Power Transformers—Part 1: General Edition 2.1 2000-04. ‘Annex D: Three-Phase Transformer Connections’”, 2000. <https://www.mathworks.com/help/phymod/sps/ug/three-phase-three-limb-core-type-two-winding-transformer.html> (acessado 16 de março de 2021).
- (IFPR) - Campus Paranavai. Atualmente é aluno de doutorado do programa de pós-graduação em Engenharia Elétrica da (FEELT/UFU). Suas pesquisas se concentram na área de geração distribuída, energia solar fotovoltaica, automação, robótica e dinâmica de sistemas elétricos.
- Geraldo Caixeta Guimarães**, graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Uberlândia em (1977). Obteve o título de mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina em (1984) e o grau de PhD em Engenharia Elétrica pela Universidade de Aberdeen, Aberdeen, Reino Unido, em (1990). Atualmente é professor na Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia. Suas pesquisas se concentram na área de energia eólica, geração distribuída, dinâmica e controle de sistemas elétricos, fluxo de potência, estabilidade de tensão e transitória, aplicações em eletromagnetismo.
- Arthur Costa de Souza**, concluiu sua graduação no ano de (2014) pela Universidade Federal de Uberlândia (UFU), mestrado (2016) e doutorado (2020) pela mesma instituição. Atualmente é professor efetivo em Engenharia Elétrica da UNIFEI campus Itabira e membro do laboratório de Qualidade da Energia Elétrica (QEE-UFU) e da GPRAS (Grupo de Práticas Aplicadas aos sistemas elétricos). Suas pesquisas se concentram na área de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica com armazenadores de energia.
- Leonardo Rosenthal Caetano Silva**, concluiu a graduação em Engenharia Elétrica no ano de 2012, na Universidade de Uberaba, obteve a titulação de mestre em 2015 e de doutor em 2019 pela Universidade Federal de Uberlândia. Atualmente é professor do Instituto Federal de Goiás – Campus Itumbiara. Suas pesquisas se concentra nas áreas de geração solar fotovoltaica e geração distribuída de energia.
- Jaqueline Oliveira Rezende**, concluiu sua graduação no ano de (2012) e obteve a titulação de mestre em (2015) em Engenharia Elétrica, pela Universidade Federal de Uberlândia. Atualmente é aluna de doutorado do programa de pós-graduação em Engenharia Elétrica da FEELT/UFU. Suas pesquisas se concentram na área de dinâmica de sistema elétricos, energia solar fotovoltaica e sistemas de energia elétrica.
- Ana Maria Denardi**, graduação em Arquitetura e Urbanismo pela Universidade Estadual de Londrina (2003), pós-graduação em Engenharia do Produto e Design pela Pontifícia Universidade Católica do Paraná (2004) e Mestrado em Ciências do Ambiente pela Universidade Federal do Tocantins (2013). É professora do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Paraná (IFPR) - Campus Paranavai. Suas pesquisas se concentram na área de Arquitetura e Urbanismo, ambientes sustentáveis e planejamento e projetos de edificação, energia solar fotovoltaica integrada a edifícios.

## DADOS BIOGRÁFICOS

**Anderson Rodrigo Piccini**, graduado em Tecnologia em Mecatrônica pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná em (2004). Obteve o título de mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Uberlândia, em (2014). É professor do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Paraná