

# Control Proposal for Photovoltaic Inverters with Reactive Power Supply for Voltage Stability During Momentary Sags and in Steady State

Luccas Tadeu Farnezes Soares, A. C. Souza, A. R. Piccini, I. N. Santos IEEE member

**Abstract** — This work aims to present a control proposal for dual-stage photovoltaic inverters to supply reactive power aiming at voltage stability in steady state and during short-term momentary sags. For this, a study was carried out on the control and modeling techniques of the DC/DC and DC/AC converters of the photovoltaic generating unit, in addition, a modified *MPPT* algorithm was implemented that, together with an AVR system, will manage the power in transient regime, decreasing the active power and increasing the reactive power in order to restore the voltage level in the grid. In addition, the dynamic saturation of the current in the switches and the power of the inverter was carried out so that they operate within their nominal limits. The entire system was executed in a computational environment on the Matlab/Simulink platform. Satisfactory results were obtained regarding the supply of reactive power and assistance in voltage restoration carried out by distributed generation during momentary sag.

**Index Terms** — current saturation, distributed generation, electrical energy quality, momentary sag.

## I. INTRODUÇÃO

A inserção de geração fotovoltaica no Brasil vem crescendo ano após ano, nos períodos entre 2021 e 2022 foram conectadas ao sistema cerca de 1.110.552 unidades geradoras distribuídas, totalizando uma variação de potência instalada de cerca de 1,7 GW [1]. Nesse sentido, em 2022, cerca de 69% da geração fotovoltaica no Brasil se tratava de unidades geradoras distribuídas, enquanto 31% correspondia à geração centralizada [2]. Dessa forma, a penetração e integração desses sistemas traz à tona a influência que esse tipo de geração pode exercer na rede, em especial aos sistemas de distribuição, no que diz respeito à mitigação ou minimização de problemas relacionados à qualidade da energia elétrica.

Dentre os principais problemas relacionados à qualidade da energia elétrica, pode-se citar os afundamentos momentâneos de tensão [3]. Este fenômeno ocorre quando a tensão medida tem seu valor de amplitude *RMS* (*Root Mean Square* – Raiz Média Quadrática) contido em uma faixa entre 0,1 e 0,9 pu (por unidade) por um período entre 1 ciclo a 3 segundos [4].

Os afundamentos momentâneos podem ser provocados por diversos fatores, tais como: partida de grandes motores, energização de transformadores e faltas no sistema elétrico [5]. Por consequência, durante a ocorrência deste fenômeno, diversas cargas e até mesmo fontes de geração podem ser desconectadas do sistema [6,7], dependendo exclusivamente da intensidade do afundamento e de sua sensibilidade a variações de tensão.

Nesse sentido, diversos órgãos internacionais estabelecem regulamentações para conexão de geração distribuída nos sistemas elétricos, tendo como objetivo, evidenciar as principais obrigações dessas unidades geradoras em função dos fenômenos de qualidade da energia elétrica. Dentre elas pode-se citar a normativa IEEE 1547-2018 [8], a qual permite que os geradores distribuídos possam participar ativamente do controle de estabilidade de tensão da rede. No Brasil, esses sistemas ainda não podem executar tais funções, entretanto, os geradores fotovoltaicos podem fornecer potência reativa seguindo curvas pré-determinadas [9], dessa forma, permite-se certa influência sobre a tensão do PAC (Ponto de Acoplamento Comum). Além disso, vale ressaltar que os sistemas fotovoltaicos dificilmente operam em sua potência nominal durante o dia, portanto, tendo uma margem de potência ociosa, os inversores podem ser destinados à execução de serviços auxiliares para rede, inclusive auxílio para estabilidade de tensão, assim, futuramente essas funções poderão ser contempladas por normativas nacionais [10].

Por conseguinte, o principal objetivo deste trabalho é propor o controle de um sistema fotovoltaico de 230 kWp conectado à rede para fornecimento de potência reativa com finalidade de auxiliar na estabilidade de tensão em regime permanente e durante afundamentos momentâneos de tensão. Assim, busca-se analisar a influência deste tipo de função no comportamento do inversor, bem como na qualidade da energia elétrica local.

Para a proposta deste trabalho foram realizadas simulações do sistema de distribuição IEEE 34 barras modificado contendo a unidade geradora fotovoltaica no ambiente *Matlab/Simulink*. O controle implementado tem como objetivo gerenciar o fornecimento de potência reativa para o PAC, dessa forma é realizada a medição da tensão no respectivo ponto, assim gera-se a referência de potência reativa a ser injetada de forma a operar o inversor sempre em 1 pu de potência aparente. Além disso, para injeção de reativo no instante do afundamento momentâneo de tensão, utiliza-se um *AVR* (*Automatic Voltage Regulator*) modificado que funcionará em conjunto com as demais malhas de controle do sistema para que ocorra a diminuição da injeção de potência ativa e aumente a reativa, auxiliando no reestabelecimento de tensão.

L. T. F. Soares, Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), Itabira (MG), Brasil, luccastadeu@unifei.edu.br.

A. C. Souza, Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), Itabira (MG), Brasil, arthurcosta@unifei.edu.br.

A. R. Piccini, Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Paraná (IFPR), Paranavai (PR), Brasil, anderson.piccini@ifpr.edu.br.

I. N. Santos, Universidade Federal de Uberlândia (UFU), Uberlândia (MG), Brasil, ivan@ieee.org.

No meio acadêmico e na literatura técnica é possível constatar diversos estudos relacionados a funções ancilares executadas por inversores fotovoltaicos, principalmente no que se diz respeito ao fornecimento de potência reativa. Nos trabalhos [11,12] a potência reativa é gerenciada em função da potência ativa injetada e da tensão do PAC. Em [11], o inversor monitora constantemente a tensão no PAC e assim gera-se a referência de reativo, respeitando a potência de geração do sistema. Já em [12], foi desenvolvido um algoritmo *MPPT* (*Maximum Power Point Tracking* – Rastreamento do Ponto de Máxima Potência) modificado, o qual reduzirá a potência ativa injetada para que o inversor possa compensar mais reativos.

Em relação ao fornecimento de potência reativa em regimes transitórios, o trabalho [13] apresenta um sistema fotovoltaico de estágio único que através de um *AVR* diminuirá a potência ativa injetada e aumentará a potência reativa fornecida à rede durante o afundamento momentâneo de tensão. Nesta mesma perspectiva, os trabalhos [14,15] apresentam sistemas fotovoltaicos com inversores de suporte à rede durante afundamentos momentâneos de tensão, nestes trabalhos, o controle é projetado de forma a limitar as elevadas correntes que podem circular pelo conversor, bem como, limitar as elevadas tensões do barramento c.c.

Nos trabalhos [11,12] citados anteriormente, o fornecimento de potência reativa se restringe somente em regimes permanentes, assim não são abordadas funções de suporte à rede em momentos transitórios. Já nos trabalhos [13-15] o sistema fotovoltaico foi abordado somente fornecendo potência reativa em regimes transitórios, sendo assim, em regime permanente a unidade geradora possui comportamento semelhante a um sistema convencional. Além disso, no trabalho [13], no instante do afundamento foi possível verificar altas tensões no barramento c.c do conversor, no trabalho [14] este efeito foi amenizado com a inserção de um circuito *chopper*, porém sua utilização diminui a eficiência do sistema. Por fim, no trabalho [15], durante o afundamento, foram obtidas variações relativamente altas na potência reativa injetada pelo conversor, o que pode ser prejudicial para o equipamento.

Dessa forma, embora os trabalhos apresentados anteriormente apresentem resultados satisfatórios para fornecimento de reativo em regime permanente ou transitório, nenhum trabalho abordou as duas técnicas simultaneamente. Portanto, este trabalho apresenta contribuições em relação à operação simultânea das funcionalidades, aumentando ainda mais o fator de utilização do inversor fotovoltaico. Além disso, o problema relacionado à sobretensão do barramento c.c e limitação da corrente das chaves para a compensação reativa transitória é mitigado, demonstrando assim que a funcionalidade adicionada pode ser executada sem comprometimento do inversor ou sobredimensionamento de seus componentes.

## II. SISTEMA FOTOVOLTAICO EM ANÁLISE

O esquemático do inversor fotovoltaico utilizado neste trabalho pode ser visto na Fig. 1. Este conversor é composto por dois estágios, sendo o primeiro três conversores c.c/c.c *Boost* que farão a interconexão dos painéis fotovoltaicos com o barramento c.c, e o segundo um conversor c.c/c.a que fará a injeção de corrente na rede elétrica. Além disso, o controle do

conversor c.c/c.a é realizado em referencial síncrono que em conjunto com o sistema *AVR* e os *MPPTs* modificados, serão capazes de deslocar os pontos de operação de ambos os estágios do sistema de forma realizar a função de suporte à rede.

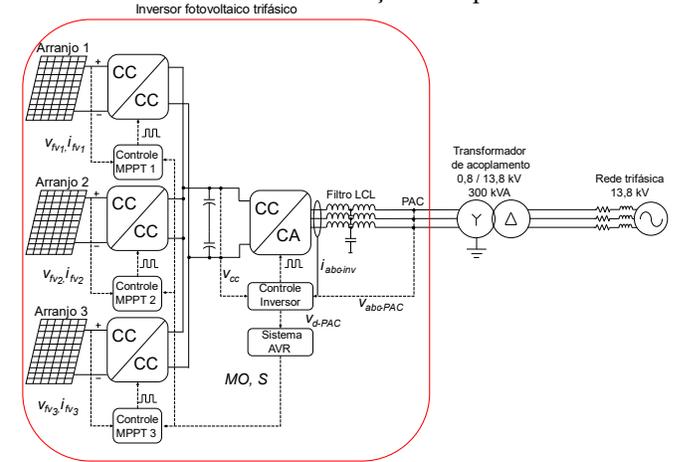


Fig. 1. Esquemático do inversor fotovoltaico em estudo.

### A. Arranjo Fotovoltaico e Controle dos Conversores c.c/c.c

Os arranjos fotovoltaicos conectados à cada conversor *Boost*, totalizam aproximadamente 230 kW<sub>p</sub>, esta potência está dividida igualmente entre três *MPPTs*. Os dados elétricos referentes aos arranjos, bem como os dados construtivos dos conversores *Boost* pode ser visualizado nas Tabelas I e II.

TABELA I  
PARÂMETROS DOS ARRANJOS FOTOVOLTAICOS

Parâmetro	Valor
Potência máxima ( $P_{mp}$ )	76,630 kW
Tensão de máxima potência ( $V_{mp}$ )	1316 V
Corrente de máxima potência ( $I_{mp}$ )	58,54 A
Tensão de circuito aberto ( $V_{op}$ )	1664 V
Corrente de curto-circuito ( $I_{sh}$ )	62,16 A

TABELA II  
PARÂMETROS CONSTRUTIVOS DO CONVERSOR BOOST

Parâmetro	Valor
Capacitância de entrada ( $C_v$ )	188 uF
Indutância do conversor ( $L_b$ )	5,54 mH
Resistência do indutor ( $R_b$ )	0,1 $\Omega$
Frequência de chaveamento ( $f_{swb}$ )	5 kHz
Tensão de saída ( $V_{cc}$ )	1500 V

Para o controle do conversor *Boost* serão utilizadas duas malhas, sendo uma interna de corrente e outra mais externa de tensão, dessa forma, será analisado separadamente a sintonia de cada malha. O controle da corrente no indutor do *Boost*, fornece o diagrama de blocos da Fig. 2.

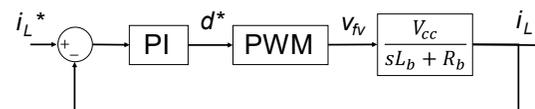


Fig. 2. Diagrama de blocos malha de corrente do *Boost*.

A partir do diagrama de blocos da Fig. 2, é possível calcular os ganhos do controlador PI por alocação de pólos [16], tendo como premissa que a frequência de corte da malha de corrente

tem de ser no mínimo dez vezes menor que a frequência de chaveamento para que o bloco *PWM* (*Pulse Width Modulation* – Modulação por Largura de Pulso) seja considerado como um ganho unitário. Assim, os ganhos proporcional e integral serão respectivamente:  $K_{pib} = 0,0055$  e  $K_{iib} = 0,0983$ .

Para a malha de controle de tensão do arranjo, os ganhos do controlador também são obtidos por alocação de pólos a partir do diagrama de blocos da Fig. 3, além disso, considera-se a frequência de corte dessa malha de no mínimo dez vezes menor que a frequência de corte da malha interna de corrente. Dessa forma, a malha interna de corrente pode ser considerada como ganho unitário.

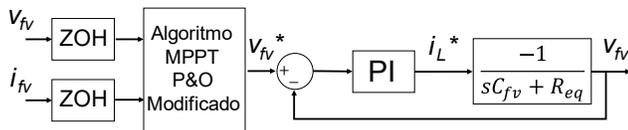


Fig. 3. Diagrama de blocos malha de tensão do *Boost*.

Na Fig. 3, o termo  $R_{eq}$  corresponde à resistência equivalente vista dos terminais do arranjo fotovoltaico quando ele opera no ponto de máxima potência. Portanto, a partir das considerações realizadas, determina-se os ganhos proporcional e integral do controlador como sendo:  $K_{pvb} = -0,0356$  e  $K_{ivb} = -14,5799$ .

A partir dos ganhos calculados, foi realizada a discretização do sistema através do método trapezoidal o qual a frequência de amostragem foi considerada igual a de chaveamento [17]. A fim de comprovar a dinâmica do sistema, foi traçado o diagrama de Bode de cada malha, conforme visualizado na Figura 4. Na resposta em frequência do sistema em análise é possível verificar que a frequência de corte das malhas de corrente e tensão estão em 500 Hz e 50 Hz respectivamente, atendendo assim, os requisitos de projeto. Além disso, para frequências até aproximadamente 100 Hz, o sistema não apresenta ganho ou defasagem, ou seja, para sinais de baixa frequência, o controle terá um comportamento adequado.

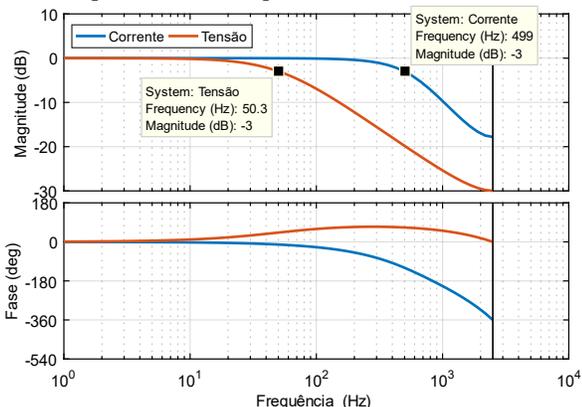


Fig. 4. Resposta em frequência malhas de controle do *Boost*.

### B. Controle do Conversor c.c/c.a

Em relação ao conversor c.c/c.a, seus parâmetros construtivos podem ser visualizados na Tabela III. Neste conversor foi utilizada a topologia três níveis, *NPC* (*Neutral Point Clamper*), à *IGBTs*. Para o sincronismo com a rede elétrica foi utilizada a *DDSRF-PLL* (*Decoupled Double Synchronous Reference Frame – Phase Locked Loop*),

conforme apresentado em [18], por se tratar de um algoritmo *PLL* (*Phase Locked Loop* – Malha de acoplamento de fase) robusto. Para a conexão do inversor com a rede, foi utilizado um filtro LCL, o qual foi projetado conforme apresentado em [19], com o objetivo de garantir que harmônicos múltiplos da frequência de chaveamento não sejam propagados para a rede elétrica, atendendo assim os limites normativos de *THD* (*Total Harmonic Distortion* – Distorção Harmônica Total) para corrente.

TABELA III  
PARÂMETROS CONSTRUTIVOS DO CONVERSOR INVERSOR

Parâmetro	Valor
Capacitância do link c.c ( $C_{cc}$ )	3060 $\mu$ F
Tensão do link c.c ( $V_{cc}$ )	1500 V
Indutância lado conversor ( $L_1$ )	1,2 mH
Indutância lado rede ( $L_2$ )	0,2895 mH
Resistência indutor $L_1$ ( $R_{L1}$ )	15 m $\Omega$
Resistência indutor $L_2$ ( $R_{L2}$ )	15 m $\Omega$
Capacitância filtro LCL ( $C_f$ )	39,3740 $\mu$ F
Resistência de amortecimento ( $R_d$ )	0,8094 $\Omega$
Frequência de chaveamento ( $f_{swi}$ )	5 kHz

O sistema de controle do conversor inversor foi implementado em referencial síncrono dq0, já que neste referencial as variáveis alternadas se tornam contínuas, assim, há a possibilidade de utilização de controladores lineares simples. Dessa forma, tendo em vista que na modelagem foi considerado um sistema equilibrado e sem distorções e que o filtro LCL possui um comportamento indutivo resistivo (pois a reatância do capacitor assume valores relativamente altos para frequências próximas da rede), são válidas as seguintes equações, já no domínio da frequência.

$$V_{id} = (sL_f + R_f)I_d(s) + \{V_{rd}(s) + \omega_r L_f I_q(s)\} \quad (1)$$

$$V_{iq} = (sL_f + R_f)I_q(s) + \{V_{rq}(s) + \omega_r L_f I_d(s)\} \quad (2)$$

Logo, a partir de (1) e (2), tem-se o diagrama de blocos visto na Fig. 5, já com o controlador PI de corrente. Além disso, é válido destacar que os termos entre chaves são compensados por uma ação *feedforward*. Destaca-se ainda que  $L_f$  é a indutância total do filtro LCL,  $V_{rd}$  é a tensão de eixo direto da rede,  $V_{rq}$  é a tensão de eixo em quadratura da rede,  $V_{id}$  é a tensão de eixo direto sintetizada pelo inversor,  $V_{iq}$  é a tensão de eixo em quadratura sintetizada pelo inversor,  $\omega_r$  é a frequência angular da rede e  $I_d$  e  $I_q$  são as correntes de eixo direto e quadratura injetadas pelo inversor.

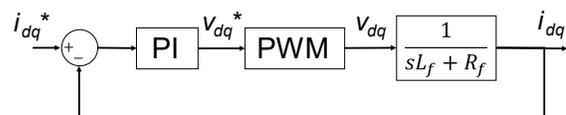


Fig. 5. Diagrama de blocos malha de corrente do inversor.

De forma similar ao conversor *Boost*, para o controle de corrente do inversor foi utilizado um controlador PI, sendo que seus ganhos foram encontrados por alocação de pólos, resultando no diagrama de blocos da Figura 6. Além disso, como requisito de projeto, foi estabelecido que a frequência de

corte desta malha tende ser no mínimo 10 vezes menor que a frequência de chaveamento, se isso for satisfeito, o bloco *PWM* pode ser considerado um ganho unitário. Portanto os ganhos encontrados foram:  $K_{p_{ii}} = 2,1969$  e  $K_{i_{ii}} = 0,0983$ . Além da malha de controle de corrente foram implementadas outras duas malhas externas, sendo uma de tensão do barramento c.c e outra de potência reativa, estas foram implementadas respectivamente, nos eixos direto e em quadratura das malhas de corrente. Também foram utilizados controladores PI, sintonizados por alocação de pólos.

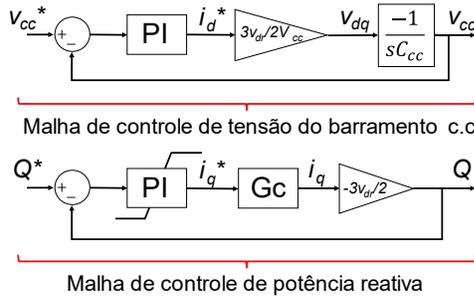


Fig. 6. Diagrama de blocos malhas de tensão do barramento c.c e de potência reativa.

Através da Teoria de Potência Instantâneas apresentadas em [20], é possível escrever a potência reativa de acordo com (3), considerando a rede equilibrada e sem distorções de tensão.

$$Q = -\frac{3}{2} v_{dr} i_q \quad (3)$$

Além disso, para o controlador PI da malha de potência reativa, foi utilizado um controlador com saturação dinâmica e *anti-windup* com a topologia *back-calculation* e uma constante de tempo de 0,001 s de forma a saturar a corrente das chaves no instante do afundamento de tensão [21]. Os limites de saturação de corrente podem ser obtidos através de (4).

$$i_{lim} = \sqrt{i_{nominal}^2 - i_d^2} \quad (4)$$

Assim os ganhos calculados para a malha de tensão e de potência reativa são, respectivamente:  $K_{p_{vi}} = -1,4470$  e  $K_{i_{vi}} = -6,9838$ ,  $K_{p_{qi}} = -2,1374 \times 10^{-4}$  e  $K_{i_{qi}} = -0,3153$ . A resposta em frequência das malhas de controle do inversor pode ser visualizada na Fig. 7.

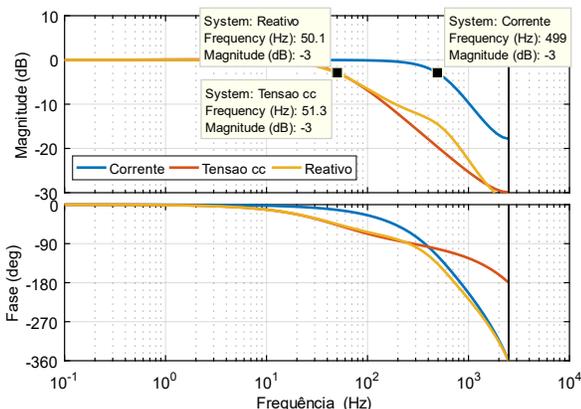


Fig. 7. Resposta em frequência malhas de controle do inversor. Observando-se a resposta em frequência do sistema de controle do inversor é possível concluir que os requisitos de projeto em relação à frequência de corte foram atingidos, já que a

frequência de corte da malha de corrente se encontra em 500 Hz e a da malha de controle de tensão do barramento c.c e potência reativa se situam próximo de 50 Hz. Além disso, para baixas frequências, até aproximadamente 10 Hz, observa-se que o sistema possui ganho unitário bem como ângulo de defasagem nulo, adequado para o funcionamento em referencial síncrono. Por fim, na Fig. 8 é apresentado o algoritmo *MPPT* modificado que fará a mudança no ponto de operação do conversor *Boost*, basicamente este algoritmo é composto por duas partes essenciais, destacadas na própria figura. A primeira delas diz respeito ao restabelecimento de tensão do arranjo, este procedimento tem como objetivo retornar a operação da geração fotovoltaica para próximo do ponto de máxima potência o mais rápido possível. Já a segunda etapa diz respeito à diminuição da tensão e consequentemente da potência do arranjo fotovoltaico durante um afundamento momentâneo de tensão com o objetivo que o inversor tenha margem para gerenciar potência reativa.

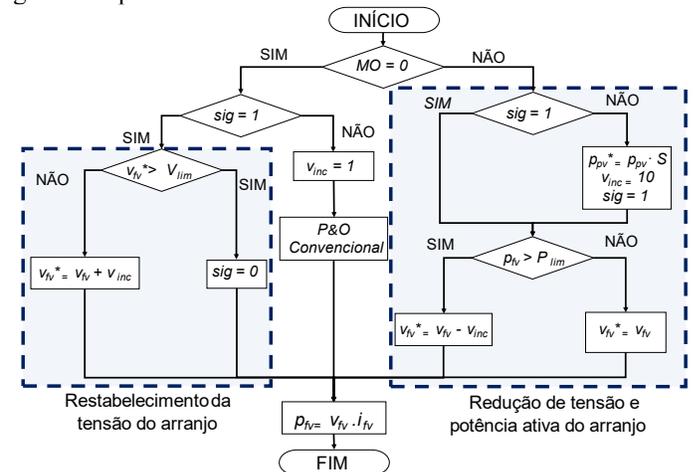


Fig. 8. Algoritmo *MPPT* modificado.

Na Fig. 9 é evidenciado a estratégia de potência reativa adotada, nela utiliza-se um controle por histerese que monitorará a tensão no PAC de forma a fornecer ou absorver reativo em função de seu valor de pico, mantendo o inversor sempre em 1 pu de potência, onde a variável  $P_{max}$  representa a potência nominal do inversor, para este estudo é 230 kVA.

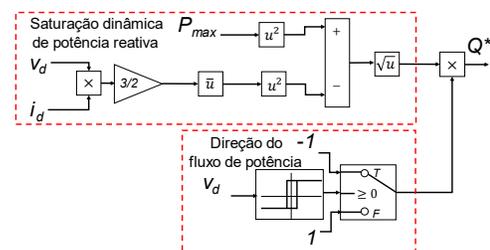


Fig. 9. Estratégia de potência reativa.

E na Figura 10 é demonstrado o *AVR* em conjunto com o controle do conversor *Boost*. O sistema *AVR* foi implementado conforme o sistema DC1C do IEEE [22] e o trabalho [13], onde seus ganhos foram alterados de forma a favorecer a dinâmica em que ele se encontra. Para este estudo, ele fornecerá em sua saída duas variáveis, “S” que variará de 0 a 1, sendo 0 quando ocorre um afundamento de 90% e 1 quando não há afundamento e uma variável “MO” que indicará se a tensão se encontra entre

os limites definidos em [4], (Módulo 8 - PRODIST) para um afundamento momentâneo de tensão.

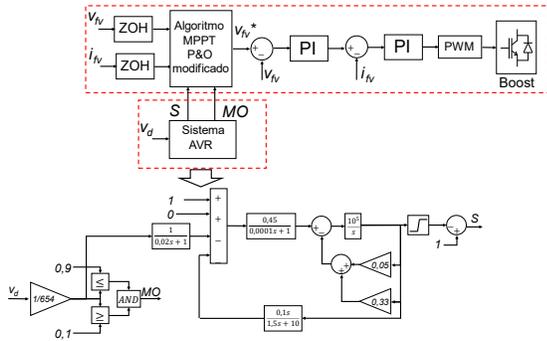


Fig. 10. Diagrama de blocos de controle dos conversores Boost em conjunto com o AVR.

### III. ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Para a implementação computacional e obtenção dos resultados, o sistema descrito na seção II foi simulado em uma condição de irradiância de 500 W/m<sup>2</sup>, já que nestas condições o inversor terá uma margem de potência ociosa para gerenciar. Além disso, esta geração distribuída (GD), está inserida em um sistema de distribuição IEEE 34 barras modificado, conforme implementado em [23] e demonstrado na Fig. 11. Para que haja o afundamento de tensão na barra em que a GD está conectada, foi utilizada uma fonte trifásica variável, a qual está conectada na barra B1. Foram simulados quatro casos distintos, o primeiro trata-se da operação da rede sem a GD, o segundo com a GD inserida e um afundamento de 30%, o terceiro e quarto também com a GD inserida, porém com afundamentos de 50% e 70%, respectivamente.

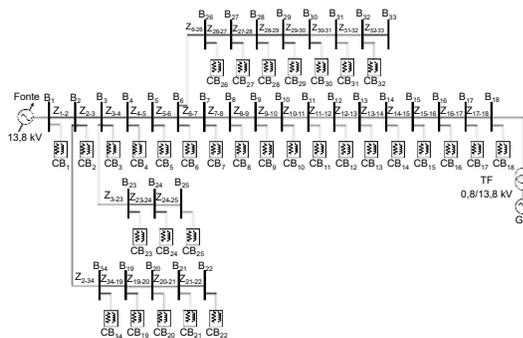


Fig. 11. Esquemático da rede em estudo.

Em primeira análise, verifica-se o perfil de tensão em regime permanente do alimentador entre as barras B1 e B18 e durante o afundamento no lado de baixa tensão do transformador de conexão da GD. Nas Figs. 12 e 13 são demonstrados os resultados.

Analisando-se os resultados obtidos verifica-se que o sistema em regime permanente apresenta uma queda de tensão à medida em que a barra se afasta da fonte, aproximadamente 4% no final do alimentador, comportamento esperado, pois se trata de um alimentador longo. Nesse sentido, com a GD operando em regime permanente, é notável um acréscimo de aproximadamente 5% da tensão no lado de baixa do transformador de acoplamento, bem como há uma melhora nos níveis de tensão nas barras mais próximas da GD.

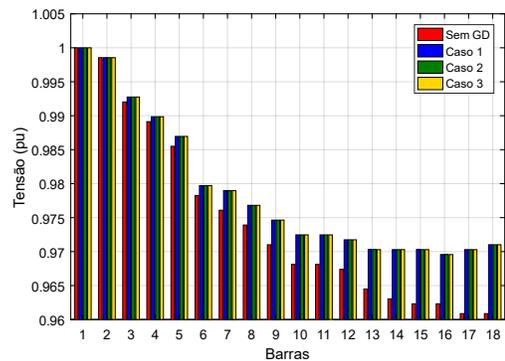


Fig. 12. Perfil de tensão no alimentador em regime permanente.

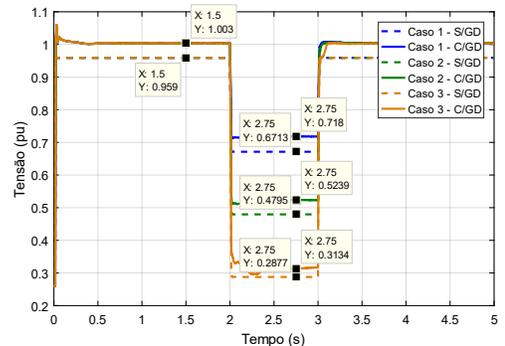


Fig. 13. Tensão no lado de baixa do transformador.

Para a operação em regime transitório, observa-se que a tensão no final do alimentador atingiu valores próximos de 0,28 pu para o pior caso de afundamento, entretanto ao se utilizar a GD com a função de fornecimento reativo este valor subiu para 0,31 pu. Assim houve uma melhora de quase 25 V para a tensão de linha quando comparado ao sistema com a mesma intensidade de afundamento, porém sem nenhuma GD. Tal melhora se torna significativa, já que em processos industriais, por exemplo, haveria a diminuição da probabilidade de desligamento de PLCs (*Programmable Logic Controller - Controlador Lógico Programável*) ou contadores [24, 25]. Para os outros casos, a variação de tensão é maior quando comparado ao caso 3, isto se deve à limitação de potência ativa e de correntes impostas ao inversor e às chaves.

Em segunda análise, na Fig. 14 é demonstrada a tensão do barramento c.c da GD. É possível observar que a tensão do barramento não atingiu valores altos, exceto pelo transitório inicial observado, a qual atingiu aproximadamente 1,3 pu, tal efeito é consequência da inicialização do MPPT. Nos instantes dos afundamentos, também foram observadas variações nas tensões do barramento, entretanto ficaram contidas entre 1,05 pu e 0,95 pu, sendo a maior variação no caso 3, já que o afundamento foi o mais severo. Ou seja, apesar das variações observadas, o comportamento ainda é adequado ao sistema.

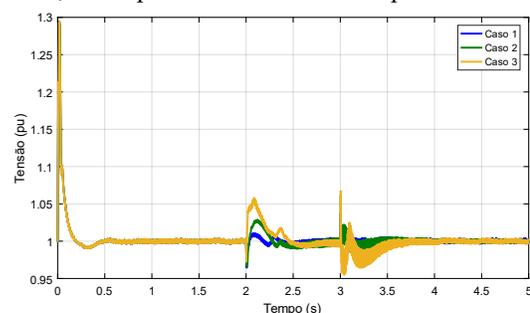


Fig. 14. Tensão do barramento c.c.

Por conseguinte, foram verificados os sinais advindos do *AVR* e as potências injetadas na rede para todos os casos simulados. Estes resultados podem ser visualizados nas Figs. 15, 16, 17 e 18. Em análise à Fig. 15, verifica-se que em regime permanente a variável “S” do *AVR* permanece em 100%, indicando que deverá ser fornecida toda a potência ativa disponível. Ao ocorrer um afundamento, esta variável alterará seu valor em função da amplitude do fenômeno, assim é possível observar três curvas distintas para cada caso de afundamento. Além disso, neste mesmo instante a variável “MO” alterará seu valor para 1, indicando a ocorrência do afundamento.

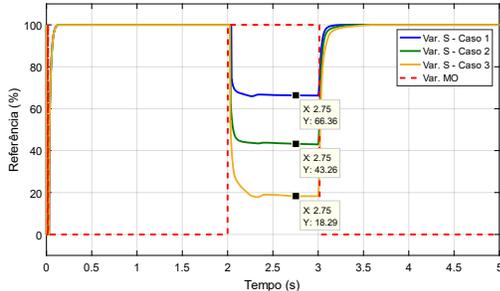
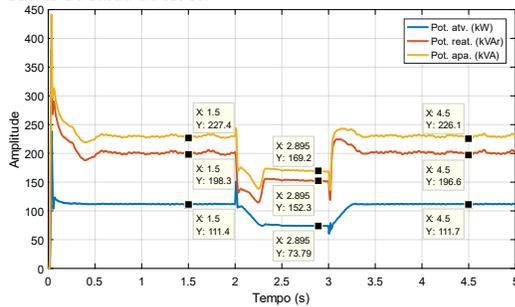
Fig. 15. Sinais de saída do *AVR*.

Fig. 16. Potências da GD para o caso 1.

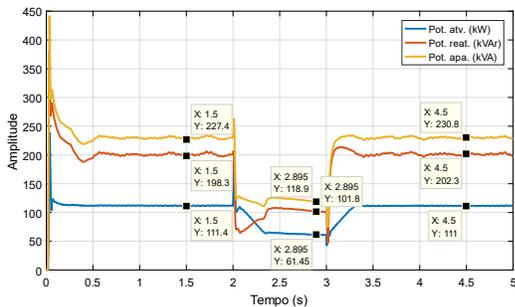


Fig. 17. Potências da GD para o caso 2.

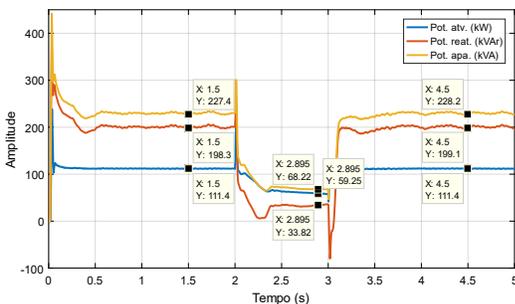


Fig. 18. Potências da GD para o caso 3.

Ao verificar as Figs. 16, 17 e 18, nota-se que as potências injetadas na rede para todos os casos em regime permanente apresentaram o comportamento esperado, tendo em vista que era injetada, aproximadamente, a potência ativa disponível com uma irradiância de  $500 \text{ W/m}^2$  e uma potência reativa tal que o inversor operasse próximo de 1 pu, ou seja 230 kVA. Nos instantes dos afundamentos, foi verificado que houve um decréscimo de potência ativa com o intuito de estabelecer a referência imposta pela variável “S” do *AVR*, ou seja, estabelecer a referência gerada pelo produto da potência ativa injetada antes do afundamento com a variável “S”, ainda nesta análise, pode ser observado, para o caso 2 e 3 houve a limitação de decréscimo de potência por parte do *MPPT* em aproximadamente 20 kW por arranjo do conversor *Boost*, conforme demonstrado no algoritmo da Fig. 8. Esta limitação foi inserida de forma a evitar que os arranjos fotovoltaicos trabalhem próximos ou na condição de curto-circuito, concedendo assim, uma margem de segurança para operação do conversor. Além disso, observa-se que durante o afundamento de tensão o inversor não operará em 1 pu de potência aparente, pois caso ele operasse neste ponto as correntes nas chaves atingiriam valores demasiadamente elevados, podendo assim comprometer sua estrutura física.

Por fim, foi avaliada as correntes instantâneas para a GD em regime permanente e durante o afundamento. Os resultados podem ser verificados na Fig. 19.

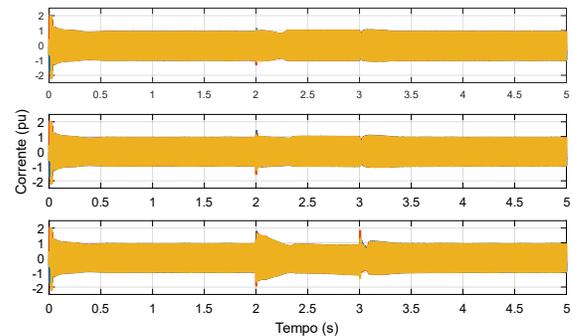


Fig. 19. Correntes trifásicas instantâneas para: (a) caso 1, (b) caso 2 e (c) caso 3

Analisando-se a Fig. 19, é possível comprovar que para o regime permanente as correntes nas chaves se mantiveram sempre em 1 pu, tal fato é consequência de a GD operar sempre em 1 pu de potência aparente. Além disso, durante os afundamentos de tensão, é possível verificar que o controle do conversor c.c/c.a manteve a corrente injetada próximo de 1 pu, observa-se um pequeno transitório cuja a duração está ligada à intensidade do afundamento. Entretanto, mesmo com os transitórios observados, o controle apresentou um comportamento satisfatório, haja vista que caso não houvesse este sistema as correntes nas chaves atingiriam valores muito elevados ou em sistemas de geração distribuída convencionais haveria a desconexão do inversor da rede, já que estes não possuem capacidade de operar sobre tais condições.

#### IV. CONCLUSÃO

Assim, a partir do estudo realizado, conclui-se que a estratégia de controle implementada auxilia na estabilidade de tensão do sistema tanto em regime permanente quanto em regime transitório. Além disso, a operação dos conversores

c.c/c.c e c.c/c.a da GD se mostraram adequadas quando ela era submetida a afundamentos momentâneos na rede, já que foi possível manter a tensão no barramento c.c estável e limitar as correntes das chaves próximo de seu valor nominal. Para estudos futuros, recomenda-se o aperfeiçoamento da saturação de corrente nas chaves bem como na dinâmica da resposta de atenuação da potência ativa injetada na rede durante o afundamento momentâneo. Além disso, recomenda-se o estudo em uma rede com mais unidades geradores como a apresentada neste trabalho, em condições de irradiância distintas como 1000 W/m<sup>2</sup>, 800 W/m<sup>2</sup> e 300 W/m<sup>2</sup>, por exemplo e por fim, recomenda-se um estudo mais aprofundado em busca de um limite otimizado para saturação de potência ativa realizada pelo algoritmo MPPT.

## REFERENCES

- [1] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Infográfico Interativo da Geração Distribuída”, ANEEL, Brasília, DF, Brasil, 22, Dec. 22, 2022. [Online]. Available: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiY2VmMmUwN2QtYWFiOS00ZDE3LWJ3NDMxZDk0NGI4MGU2NTkxIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYctNDZhMj05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiJR9>
- [2] Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica, “Infográfico Geração Fotovoltaica no Brasil”, ABSOLAR, São Paulo, SP, Brasil, 22, Dec. 22, 2022. [Online]. Available: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>
- [3] R. C. Dugan, S. Santoso, “*Electrical Power Systems Quality*”, 2. ed., McGraw - Hill, 2002.
- [4] Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST: módulo 8: qualidade do fornecimento de energia elétrica, ANEEL 956, 2021.
- [5] IEEE Recommended Practice for Voltage Sag and Short Interruption Ride-Through Testing for End-Use Electrical Equipment Rated Less than 1000 V, *IEEE Standard 1668*, 2017.
- [6] B. H. Wijaya and N. Hariyanto, “Risk Cost Analysis and Impact of Dip Voltage, Case Study of The Food and Beverage Industry in East Java,” 2019 2nd International Conference on High Voltage Engineering and Power Systems (ICHVEPS), Denpasar, Indonesia, 2019, pp. 062-066, doi: 10.1109/ICHVEPS47643.2019.9011037.
- [7] F. Trindade, J. C. Vieira and K. Nascimento, “Investigation on voltage sags caused by DG anti-islanding protection,” 2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition, National Harbor, MD, USA, 2014, pp. 1-1, doi: 10.1109/PESGM.2014.6939360.
- [8] IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces, *IEEE Standard 1547*, 2018.
- [9] Sistemas Fotovoltaicos (FV) - Características de interface com de conexão com a rede elétrica de distribuição, ABNT 16149, 2014.
- [10] Empresa de Pesquisa Energética, “Nota Técnica: serviços ancilares sob a ótica de planejamento e expansão”, EPE, Brasília, DF, Brasil, 22, Dec. 22, 2022. [Online]. Available: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-633/EPE-DEE-NT-090-2021-r0\\_Servicos%20Ancilares.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-633/EPE-DEE-NT-090-2021-r0_Servicos%20Ancilares.pdf)
- [11] Mohan Lal Kolhe, M.J.M.A. Rasul, 3-Phase grid-connected building integrated photovoltaic system with reactive power control capability, *Renewable Energy*, vol 154, 2020, Pages 1065-1075, ISSN 0960-1481, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.03.075>.
- [12] Vinit Kumar, Mukesh Singh, Reactive power compensation using derated power generation mode of modified P&O algorithm in grid-interfaced PV system, *Renewable Energy*, vol 178, 2021, Pages 108-117, ISSN 0960-1481, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.06.035>.
- [13] A. R. Piccini, “Sistema fotovoltaico conectado à rede trifásica com controle das potências ativa e reativa para mitigar o afundamento momentâneo de tensão,” Ph.D. dissertation, Faculdade de Engenharia Elétrica. Universidade Federal de Uberlândia., Uberlândia., 2022.
- [14] Ali Q. Al-Shetwi, Muhamad Zahim Sujod, Frede Blaabjerg, Low voltage ride-through capability control for single-stage inverter-based grid-connected photovoltaic power plant, *Solar Energy*, vol. 159, 2018, Pages 665-681, ISSN 0038-092X, <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.11.027>.
- [15] Nie Xiong, Xie Yunxiang, Chen Bing, Zhang Xiaoyu, Hei Chenyang and Zeng Zhiwu, “A low-voltage ride-through strategy for three-phase distributed generation inverters during voltage sags,” 2016 IEEE 8th International Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC-ECCE Asia), 2016, pp. 933-938, doi: 10.1109/IPEMC.2016.7512412.
- [16] K. Ogata, “Modern Control Engineering”, 5 ed, Upper Saddle River, NJ, USA: Prentice-Hall, 2010.
- [17] G. F. Franklin, J. D. Powell, M. Workman, “*Digital Control of Dynamics System*”, 3. ed., –Ellis Kangle Press, 1997.
- [18] P. Rodriguez, J. Pou, J. Bergas, J. I. Candela, R. P. Burgos and D. Boroyevich, “Decoupled Double Synchronous Reference Frame PLL for Power Converters Control,” in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 22, no. 2, pp. 584-592, March 2007, doi: 10.1109/TPEL.2006.890000.
- [19] M. Liserre, F. Blaabjerg and S. Hansen, “Design and control of an LCL-filter-based three-phase active rectifier,” in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 41, no. 5, pp. 1281-1291, Sept.-Oct. 2005, doi: 10.1109/TIA.2005.853373.
- [20] H. Akagi, E. H. Watanabe, M. Aredes, 2007. Instantaneous power theory and applications to power conditioning. *IEEE Press series on power engineering*. Hoboken, NJ: Wiley ; IEEE Press.
- [21] Padula, Fabrizio & Visioli, Antonio & Pagnoni, Manuel. “On the Anti-windup Schemes for Fractional-order PID controllers”. *IEEE International Conference on Emerging Technologies and Factory Automation*, 2012, ETFA. 10.1109/ETFA.2012.6489758.
- [22] IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies, *IEEE Standard 421.5*, 2016.
- [23] M. J. Ponočko, “Data Analytics Based Demand Profiling and Advanced Demand Side Management for Flexible Operation of Sustainable Power Networks”, *Electrical And Electronic Engineering, School Of Electrical And Electronic Engineering, Manchester*, 2019.
- [24] J. C. Cebrian, N. Kagan and J. V. Milanović, “Probabilistic Estimation of Distribution Network Performance With Respect to Voltage Sags and Interruptions Considering Network Protection Setting—Part I: The Methodology,” in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 33, no. 1, pp. 42-51, Feb. 2018, doi: 10.1109/TPWRD.2016.2633518.
- [25] J. V. Milanovic and C. P. Gupta, “Probabilistic assessment of financial losses due to interruptions and voltage sags-part I: the methodology,” in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 21, no. 2, pp. 918-924, April 2006, doi: 10.1109/TPWRD.2006.870988.



**Luccas Tadeu Farnezes Soares** Graduating in Electrical Engineering at the Federal University of Itajubá - Campus Itabira. Technical course in Industrial Automation by SENAI - National Industrial Learning Service (2015 - 2017) with emphasis on electrical drives and industrial control.



**Arthur Costa de Souza** completed his graduation in 2014 from the Federal University of Uberlândia (UFU), master's (2016) and doctorate (2020) from the same institution. He is currently a professor at the Federal University of Itajubá (UNIFEI - campus Itabira) in Electrical Engineering. His research focuses on photovoltaic systems connected to the electrical grid with energy storage.



**Anderson Rodrigo Piccini** PhD in Electrical Engineering from the Federal University of Uberlândia (UFU) (2022). He served as an effective professor at the Federal Institute of Tocantins. He is currently an Effective Professor at the Federal Institute of Paraná (IFPR) Campus Paranavaí in the industry area.



**Ivan Nunes Santos** born on 07/13/1979, in Prata-MG, he is an electrical engineer (2005), master (2007) and doctor (2011) in Electrical Engineering from the Federal University of Uberlândia (UFU). In 2014 he finished his postdoctoral internship at Eindhoven University of Technology (TU/e), Netherlands. He is a professor and researcher at the Faculty of Electrical Engineering at UFU.