

Uma Contribuição a Estabilidade de Frequência por Meio de Recursos Energéticos Distribuídos.

Arthur C. Souza*, Ivan N. Santos*, Fabrício A. M. Moura**, Leonardo R. C. Silva*

*Núcleo de Qualidade da Energia elétrica, Faculdade de Engenharia Elétrica (FEELT), Universidade Federal de Uberlândia (UFU)

Uberlândia, Minas Gerais, Brasil 38400-902

**Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Triângulo Mineiro (UFMT), Uberaba, Minas Gerais, Brasil 38025-180

arthur_costasouza@hotmail.com, ivan@ufu.br, fabricio.moura@uftm.edu.br, rosenthal.ufu@gmail.com.

Abstract - In view of the growing demand for electricity, the use of generation supplied by non-conventional renewable sources, in order to maintain the reliability of the electrical system, has been significantly increasing. However, these sources of energy, considered as unconventional are characterized as intermittent sources, as they depend heavily on weather conditions (wind and irradiance). In view of this situation, electrochemical battery energy storage systems have gained prominence for circumventing this limitation and providing other possibilities to the accessed network. In this context, this work will evaluate the connection of the photovoltaic arrangement to the grid in conjunction with energy storages, with a view to strengthening frequency stability.

Resumo - Em virtude do crescente aumento da demanda por energia elétrica, o uso de geração suprida por fontes renováveis não convencionais, com o intuito de manter a confiabilidade do sistema elétrico, vem notadamente aumentando. No entanto, estas fontes de energia, tidas como não convencionais, são caracterizadas como fontes intermitentes, pois dependem fortemente das condições meteorológicas (vento e irradiância). Diante desta conjuntura, os sistemas armazenadores de energia a bateria eletroquímica têm ganhado destaque por contornar esta limitação e prover outras possibilidades à rede acessada. Neste contexto, este trabalho irá avaliar a conexão do arranjo fotovoltaico à rede em conjunto com armazenadores de energia, tendo em vista o fortalecimento da estabilidade de frequência.

Keywords - Energy storage, Distributed generation, Frequency stability.

Palavras-chave – Armazenamento de energia, Geração distribuída, Estabilidade de frequência.

1 INTRODUÇÃO

Os sistemas elétricos de potência sofrem, na atualidade, uma grande mudança de paradigma, dada a forte inserção de geração de característica renovável na matriz energética, bem como o aumento da inclusão de elementos de controle, monitoramento e supervisão nas redes de transmissão e distribuição. Sabe-se, naturalmente, que a elevação da demanda devido ao crescimento, sobremaneira, dos setores industrial e comercial, torna imprescindível este aumento da geração de eletricidade. Diaz-González, F. et al. (2016).

As fontes de geração de energia, basicamente, em termos de seu impacto ambiental, podem ser classificadas como renováveis ou não renováveis. As fontes renováveis são aquelas cujos recursos utilizados para geração de eletricidade são, de uma forma geral, inesgotáveis, provocando baixos níveis de degradação ao meio ambiente. São exemplos de geração renovável: hidráulica, solar, eólica, biomassa, maremotriz, geotérmica, etc. Por outro lado, as fontes não renováveis se apresentam, de um modo geral, mais impactantes ao meio ambiente, pois além de

utilizarem de recursos limitados, estes são, via de regra, emissores de gases que contribuem com o efeito estufa, ou ainda, geram algum tipo de material tóxico durante seu processo de geração de energia. Diaz-González, F. et al. (2016). São exemplos de geração não renovável: termelétrica a partir de carvão, diesel ou gás natural, nuclear, etc.

As fontes renováveis, por sua vez, podem ser subdivididas em fontes renováveis convencionais e não convencionais, dados seus históricos de inserção no sistema de energia. No Brasil, são consideradas fontes renováveis tradicionais a hidráulica e a termelétrica a partir do bagaço da cana-de-açúcar, enquanto os parques eólicos e as fazendas solares são tidas como não convencionais.

A inserção das fontes renováveis não convencionais, em destaque eólica e fotovoltaica, na matriz energética brasileira, pode trazer inúmeros benefícios, dado o fato que atualmente a construção de novas usinas hidrelétricas tem gerado grandes discussões em torno de seus impactos sociais e ambientais, uma vez que os únicos rios relevantes e disponíveis para este crescimento, estão localizados na

região amazônica brasileira. Assim sendo, investimentos em gerações renováveis não convencionais se tornam uma boa alternativa, em detrimento à geração não renovável (combustíveis fósseis). Neste contexto, a geração distribuída por fontes renováveis não convencionais, como turbinas eólicas de pequena escala e painéis fotovoltaicos (FV), também se torna uma alternativa viável para o fortalecimento da matriz energética. Estas microgerações distribuídas sobressaem como alternativas potencialmente viáveis para a autonomia energética doméstica e, conseqüentemente, a redução no carregamento de redes elétricas de distribuição em determinados períodos.

O sistema fotovoltaico (SFV) é caracterizado por ser uma geração intermitente, ou seja, não está disponível a todo momento, dado que a geração depende das condições de incidência solar, as quais, por sua vez, são altamente dependentes de questões meteorológicas. Outro fato é que a geração ocorrerá tão somente ao longo do dia, não cobrindo, portanto, o pico de consumo residencial que se encontra em período noturno. Diaz-González, F. et al. (2016). Uma solução interessante e cada vez mais adotada em países desenvolvidos para contornar tais problemas têm sido a utilização de sistemas de armazenamento de energia elétrica (SAE), sobretudo, com o emprego de baterias de íon-lítio. A implementação de um SAE numa fonte renovável intermitente, tal como a fotovoltaica, permite, aumentar a confiabilidade no exporte de potência, possibilitando, inclusive, o armazenamento de parte da energia num determinado período e posterior entrega da mesma em um momento mais oportuno. Hasan, N. S. et al. (2013). Li, Y. et al. (2014).

O objetivo geral do presente trabalho é avaliar a geração distribuída fotovoltaica, juntamente com armazenamento de energia por meios de baterias de íon lítio, onde as baterias são dispostas no barramento CC do sistema fotovoltaico, mediante um interfaseamento via conversor bidirecional híbrido (*buck-boost*), o qual dispõe de uma nova estratégia de controle de carga e descarga, uniformizando, assim, a entrega de potência à rede e contribuindo para estabilidade da frequência, conforme ilustrado na Fig.1.

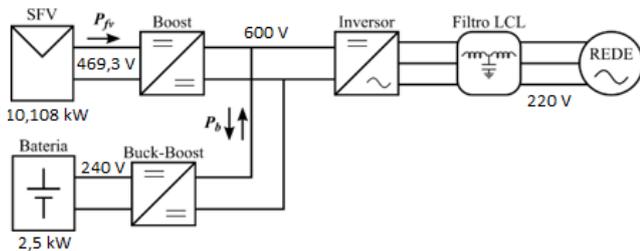


Fig. 1 Diagrama da topologia sob estudo.

Este artigo está estruturado da seguinte maneira: A Seção 2 descreve a importância da geração distribuída de possuir a inércia virtual em sua topologia. A Seção 3 aborda as normas e resoluções que norteiam a geração distribuída de forma geral. A seção 4 exhibe a parametrização do sistema apresentado na Fig. 1. A seção 5 aponta os controles de carga e descarga das baterias e da unidade inversora. A Seção 6 realiza um estudo de caso em uma rede fictícia e

analisa os resultados. A Seção 7 discute e apresenta as conclusões do artigo.

2 INÉRCIA VIRTUAL

A intensa inserção de geração distribuída na rede elétrica pode comprometer a estabilidade de frequência, devido à falta de inércia das fontes renováveis não convencionais e, além disso, por serem fontes de geração intermitente, o que põe em risco a estabilidade da rede. Yan, R. et al. (2015). Kroposki, B. et al. (2017). A geração tradicional possui geradores de elevada resposta inercial, o que leva a respostas amortecidas às perturbações transitórias mediante contingências comuns às redes elétricas. Isto posto, mitiga-se as oscilações de frequência na área circunvizinha à instalação do gerador.

As fontes de geração renováveis não convencionais, no entanto, não possuem resposta inercial. Uma das alternativas discutidas na literatura para resolver esse problema consiste na implementação de uma inércia virtual que atua em um curto espaço de tempo e de forma autônoma, aumentando a estabilidade dinâmica do sistema e permitindo maior penetração destas fontes. Frack, P. F. et al. (2015). Existem várias topologias para a implementação da inércia virtual, basicamente, elas usam a eletrônica de potência em sua configuração. Sakimoto, K. et al (2011). Zhong, Q. C. et al. (2014). Ashabani, M. et al. (2016). A Fig. 2 ilustra o comportamento da frequência da rede com e sem inércia virtual frente uma perturbação.

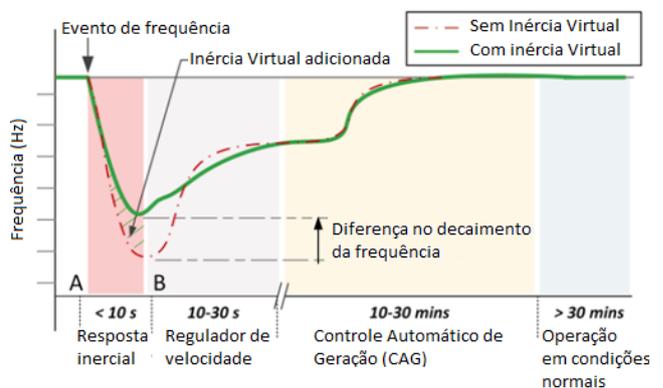


Fig. 2 Resposta do sistema elétrico após uma perturbação.

Vale lembrar que, o regulador de velocidade tem a função de manter a frequência estável, para isso, a atuação primária do controle permite uma frequência diferente da nominal, sendo corrigido posteriormente pela atuação do Controle Automático de Geração (CAG), o qual é um controle secundário do regulador de velocidade, que tem a função de voltar a frequência para o valor nominal, dessa forma, o CAG altera o *setpoint* da potência. Os efeitos da Inércia Virtual são reproduzidos a partir dos armazenadores de energia. Diante de um desequilíbrio de potências na rede, a tensão do barramento CC do SFV apresentará uma oscilação brusca levando cerca de alguns instantes para estabilizar sem a utilização da Inércia Virtual. Ao utilizar a inércia a oscilação é reduzida e com tempo de estabilização mais rápido. Rakhshani, E. et al. (2017). Na ausência de um armazenador de energia, os métodos de emular uma inércia virtual limitam-se a capacidade do barramento CC das

fontes renováveis intermitentes. Basicamente, a estratégia da utilização dos armazenadores de energia aplicada no inversor fotovoltaico, destina-se a atender os seguintes propósitos:

- Fornecer inércia virtual e, assim, contribuir para a inércia total equivalente da rede;
- Contribuir para a estabilidade de frequência diante de alguma oscilação de potência no PAC (Ponto de acoplamento comum);

3 NORMAS E RESOLUÇÕES

De acordo com a ANEEL, desde 17 de abril de 2012, quando entrou em vigor a Resolução Normativa nº 482/2012, o consumidor brasileiro de pequeno porte obteve autorização de gerar energia elétrica a partir de fontes renováveis, fornecendo o excedente para a rede de distribuição local. Souza, A. C. (2020). Tal atividade baseia-se na micro e mini geração distribuídas de energia elétrica, podendo estas inovações contribuir para a economia financeira, melhoria da consciência sócio ambiental e sustentabilidade energética.

Ademais, conforme a Resolução Normativa nº 687/2015, que de fato é uma atualização da Resolução 482, e em consonância com menções anteriormente já citadas, os micros geradores são aqueles com potência instalada menor ou igual a 75 kW, e os mini geradores, são aqueles cujas centrais geradoras possuem de 75 kW a 5 MW. Souza, A. C. (2020). Nestes termos, as normas de conexão à rede são baseadas nas seções 3.7 do módulo 3 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica) e 3.6 do módulo 3 do PROCEDIMENTOS DE REDE da ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). ONS (2019). Os principais pontos abordados são relativos ao fator de potência, frequência da rede, taxa de distorção harmônica de corrente (THDi) e tensão no ponto de conexão. Paukner, F. L. (2016). Tais aspectos são destacados a seguir.

Segundo o módulo 8 do PRODIST, em sua seção 8.1, mais especificamente na subseção 2.3.2.3, a faixa de tensão em operação normal deve estar limitada entre 95% da tensão de conexão a 105% para tensões superiores a 1 kV ANEEL (2018). No que tange aos equipamentos utilizados, as normas brasileiras de conexão à rede não estabelecem um índice referente à taxa de distorção harmônica de corrente, mas existem normas internacionais que regulamentam limites para a distorção harmônica total de corrente. A IEC 61727 e a IEEE 1547 apresentam como limite máximo de THD de corrente o valor de 5% em relação à corrente total. Paukner, F. L. (2016).

Além disso, de acordo com o Módulo 8 do PRODIST nas seções 7.1 e 7.2, as instalações conectadas ao sistema de distribuição, devem operar dentro de limites de frequência situados entre 59,9 Hz e 60,1 Hz em condições normais de operação e em regime permanente. Em caso de distúrbios no sistema de distribuição, e havendo disponibilidade de geração para restaurar o equilíbrio carga-geração, deve-se garantir que a frequência retorne para a faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz num prazo de 30 segundos. ANEEL (2018).

A Tabela 1 apresenta um resumo geral dos requisitos para a conexão de sistemas de geração distribuída à rede elétrica

baseado nas normas IEC 61727, IEEE 1547 e no PRODIST. Paukner, F. L. (2016).

Tabela 1. Requisitos para a conexão de sistemas de geração distribuída à rede.

	IEC61727	IEEE1547	PRODIST
THDi máx.	5%	5%	5%
Fator de potência mínimo	90%	90%	92%
Tempo máx. de operação ilhada (s)	2	2	--
Tempo de reconexão à rede (s)	20 - 300	300	--
Faixa de frequência (Hz)	$59 < f < 61$	$59,3 < f < 60,5$	$59,5 < f < 60,5$
Tempo máx. fora da faixa de frequência (s)	0,2	0,163	30
Faixa de tensão	$85\% \leq V < 110\%$	$88\% \leq V < 110\%$	$91\% \leq V < 105\%$

4 PARAMETRIZAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

A seguir serão detalhados, de forma sucinta, a parametrização do sistema fotovoltaico, o qual é constituído pelo conversor boost, inversor do tipo full bridge e filtro LCL, além disso, serão destacados o conversor híbrido bidirecional e o sistema de armazenamento de energia por baterias de íon lítio.

4.1. Arranjo Fotovoltaico

O arranjo fotovoltaico é composto por três fileiras (*strings*) em paralelo, com 13 módulos série em cada, ou seja, um sistema fotovoltaico (SFV) formado por 39 módulos. A Tabela 2 retrata a folha de dados do módulo American Solar ASW-260M e do seu respectivo arranjo.

Tabela 2. Parametrização do módulo American Solar ASW-260W

Parâmetros	Dados do Módulo	Dados do Arranjo
V_{mp}	36,1 V	469,3 V
V_{oc}	43,42 V	564,5 V
I_{mp}	7,18 A	21,54 A
I_{sc}	7,98 A	23,94 A
$P_{máx}$	260 W	10,108 kW

Onde: V_{mp} trata-se da tensão de máxima potência, V_{oc} refere-se a tensão de circuito aberto; I_{mp} consiste na corrente de máxima potência, I_{sc} representa a corrente de curto-circuito e $P_{máx}$ a potência máxima fornecida pelo módulo ou arranjo fotovoltaico.

4.2. Conversor boost

O conversor *boost* é projetado para a tensão de saída do arranjo fotovoltaico. A magnitude de tensão adotada na saída do conversor boost, para fins de projeto e operação, foi de 600 V (tensão de entrada do inversor). Todavia a tensão de entrada do *boost* corresponde a soma das tensões de máxima potência dos 13 módulos conectados em série, equivalente a 469,3 V. A Tabela 3 apresenta as variáveis utilizadas para a parametrização do conversor *boost*.

Tabela 3. Parametrização do conversor *boost*

Parâmetros	Valor
L_{boost}	949,203 uH
C_i	100 uF
C_o	1300 uF

Por fim, torna-se necessária a inclusão da estratégia de MPPT (*Maximum Power Point Tracking*). Para este trabalho, foi utilizado o algoritmo P&O (perturba e observa) por ser de mais simples implementação. Souza, A. C. et al. (2016). Vale lembrar que, C_i e C_o representam as capacitâncias de entrada e saída, respectivamente. Para maiores informações sobre a parametrização do conversor boost, verificar a referência. Souza, A. C. (2020).

4.3. Inversor e Filtro LCL

A topologia mais simples, e mais utilizada, para conectar barramentos contínuos à rede elétrica trifásica consiste no inversor do tipo VSI (*Voltage Source Inverter*). A Fig. 3 apresenta o inversor trifásico e o Filtro LCL implementado na plataforma Simulink/Matlab®.

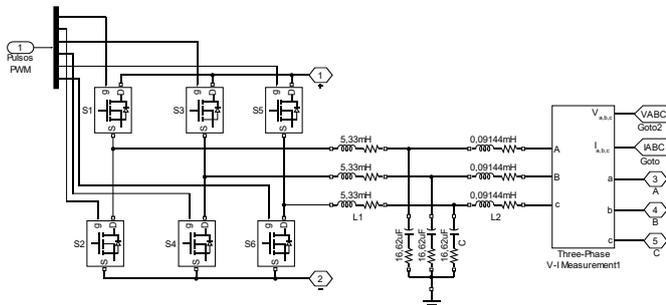


Fig. 3 Inversor trifásico com Filtro LCL implementado no Simulink.

A parametrização do filtro LCL é apresentada na Tabela 4. Maiores detalhes sobre o projeto do filtro podem ser verificados na referência. Reznick, A. et al. (2014). Ressalva-se que L_1 e L_2 são as indutâncias do lado do inversor e da rede, respectivamente, C_f a capacitância paralela e R_f a resistência série do capacitor (amortecimento passivo).

Tabela 4. Parametrização do filtro LCL

Parâmetros	Valor
L_1	5,33 mH
C_f	16,62 μ F
L_2	0,0914 mH
R_f	0,7752 Ω

O amortecimento passivo não pode ser muito baixo, caso contrário, não evitará a oscilação na corrente de saída do inversor, e ao mesmo tempo não deve ser muito alto para não reduzir a eficiência do filtro LCL. Reznick, A. et al. (2014). O valor adotado para as resistências de L_1 e L_2 foi de 0,5 ohm, com o intuito de representar as perdas ôhmicas.

4.4. Conversor bidirecional buck-boost

O conversor bidirecional possui duas etapas distintas de operação, denominadas por etapa *Buck* e etapa *Boost*. A Fig.4 ilustra o circuito equivalente do conversor bidirecional *buck-boost* implementado no Simulink/Matlab®.

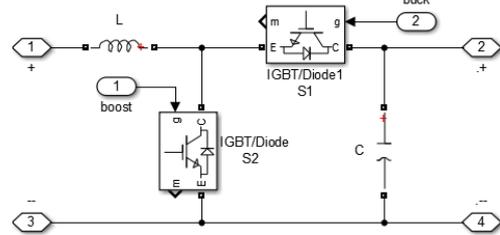


Fig. 4 Circuito equivalente do conversor buck e boost implementado no Simulink.

Em relação ao capacitor de saída do conversor *buck-boost*, o mesmo não será necessário, pois o barramento CC já apresenta o capacitor pertinente ao conversor boost. A Tabela 5 mostra a parametrização do conversor *buck-boost*.

Tabela 5. Parametrização do Conversor buck-boost

Parâmetros	Valor
L	3,456 mH
V_i	240 V
V_o	600V
$I_{buckboost}$	10,41 A
k_{ind}	0,2

Onde: V_i se refere da tensão de entrada do conversor buck-boost e V_o a tensão de saída. Para maiores informações sobre a parametrização do conversor buck-boost, verificar a referência Souza, A. C. (2020).

4.5. Armazenador de energia por baterias de íon lítio

O banco de baterias utilizado é composto por 10 baterias ligadas em série do modelo NMC 24V/100 Ah. Desta maneira, a tensão nominal do conjunto corresponde a 240 V com uma corrente de carga e descarga ajustada em torno de 10,41 A. Ressalva-se que o controlador de carga é responsável por ajustar o valor de operação da corrente, este será melhor detalhado nas próximas seções. A Tabela 6 apresenta algumas especificações referente a bateria modelo *Lithium-Ion NMC 24V/100Ah*.

Tabela 6. Parâmetros elétricos da bateria NMC 24V/100Ah

Especificação	Valor
Tensão nominal	25,2 V
Capacidade nominal	100 Ah
Energia Nominal	2,5kWh
Ciclos	2000
Tensão de descarga (cut-off)	21 V
Corrente de carga e descarga	30 A
Tensão de carga	28 V

5 CONTROLE DA UNIDADE INVERSORA E DO CONVERSOR BUCK-BOOST

Nesta seção, serão explorados os controles do inversor e do conversor bidirecional *buck-boost*, que é conhecido também por controlador de carga e descarga das baterias.

5.1. Controle da unidade inversora

Na Fig. 5 uma estrutura genérica do controle do inversor do SFV de dois estágios é apresentada.

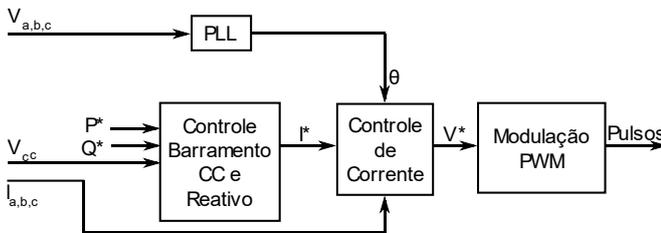


Fig. 5 Diagrama de blocos do controle para SFV trifásico conectado à rede.

A corrente I^* é orientada ao longo da componente de tensão contínua (V_{cc}), por isso esta estratégia é chamada de controle orientado por tensão. Um algoritmo PLL (*phase locked loop*) de referência síncrona (dq0) detecta o ângulo de fase da rede, a frequência e a tensão. A frequência e a tensão são necessárias para monitorar as condições da rede e para o cumprimento dos requisitos de controle. O ângulo de fase (θ) da rede é necessário para transformações do quadro de referência de uma certa coordenada para outra (dq0 para $\alpha\beta$, por exemplo).

Para o controle do barramento CC (malha de tensão), um compensador PI padrão é usado também para corrigir o erro entre a tensão de referência e a tensão lida no barramento CC, assim, emite a referência para o controle de corrente (I^*). Souza, A. C. et al. (2018). No que tange a saída do controle do barramento CC, a componente (I^*) pode corresponder a duas parcelas de corrente, sendo elas, I_d^* e I_q^* , sendo a última fornecida pelo controle de reativo, caso o algoritmo do inversor a tenha. Vale ressaltar que a potência ativa (P) e a reativa (Q) conforme exibida na Fig.5, são destinadas a estratégia de controle de gestão da potência reativa, a qual gera a referência I_q^* , porém, neste trabalho não será contemplado.

A Fig. 6 mostra através de diagrama de blocos a estratégia de controle para regular o fluxo de energia ativa.

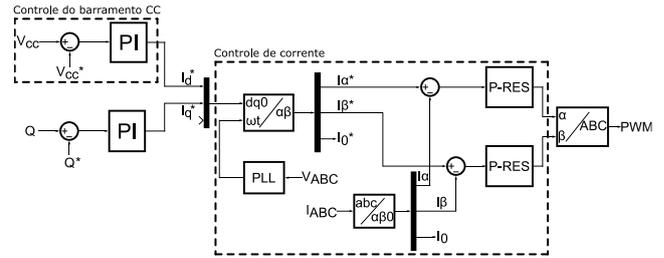


Fig.6 Diagrama do controle do inversor trifásico baseado no método de quadro de referência estacionário ($\alpha\beta$).

A injeção de potência ativa é controlada pela corrente de eixo de referência α (I_α^*) e a injeção de potência reativa (Q), pela corrente de eixo ortogonal β (I_β^*), como ilustra a Fig. 6. A corrente I_d^* é gerada pela diferença da tensão lida do barramento CC (V_{cc}) pelo valor de referência de projeto (V_{cc}^*), que no caso deste trabalho é de 600 V, em seguida, passa pelo compensador PI para atenuar o erro, e por fim, entra no bloco que transforma as variáveis dq em $\alpha\beta$. Vale salientar que, I_β^* não será explorado, uma vez que, I_q^* não faz parte deste estudo. Desta forma, durante as simulações a variável I_q^* será desconectada do controle.

As correntes de referência I_α^* e I_β^* são subtraídas pelas correntes I_α e I_β da rede, respectivamente, em seguida ambas são tratadas pelo compensador (P+Res), os quais resultarão nos parâmetros V_α^* e V_β^* , que por fim, serão transformados em variáveis de quadro de referência natural ABC. Assim, os sinais no domínio ABC serão enviados para o PWM, com o intuito de gerar os pulsos para as chaves do inversor.

5.2. Controlador de carga

As baterias em sistemas fotovoltaicos, de modo geral, necessitam de uma estratégia de controle dos seus processos de carga e descarga para evitar a degradação de sua vida útil estimada. Assim, durante o processo de carga o controlador deve adequar o fluxo de energia entregue a bateria de forma a garantir um carregamento completo observando os limites de tensão, de corrente e de temperatura da bateria. Eldahab, Y. E. A. et al (2016). Já durante o processo de descarga o controlador deve evitar que a bateria seja descarregada além da sua capacidade de fornecimento de energia.

No sistema sob análise, conforme ilustra a Fig. 1, o nível de tensão no barramento CC (600 V) é maior que o nível de tensão da entrada do banco de bateria (240 V), então durante o processo de carga, a corrente flui do barramento CC para o banco de baterias, o conversor bidirecional atua como um conversor *buck*. Todavia, quando o sistema demandar a energia armazenada no banco de bateria a corrente fluirá no sentido oposto, dessa forma o conversor atuará como *boost*. Souza, A. C. (2020).

O método de carga proposto objetiva manter tanto a corrente de carga quanto a corrente de descarga em um valor constante, onde o SOC (*state of charge*) da bateria é constantemente monitorado para impor o modo de operação do armazenador de energia, ou seja, para um baixo valor de SOC, o conversor *buck-boost* operará como *buck* para carregar a bateria, enquanto que para um alto valor de SOC, o conversor bidirecional atuará no modo *boost* para

descarregar a energia no barramento CC do sistema fotovoltaico. A Fig. 7 exhibe o diagrama de controle.

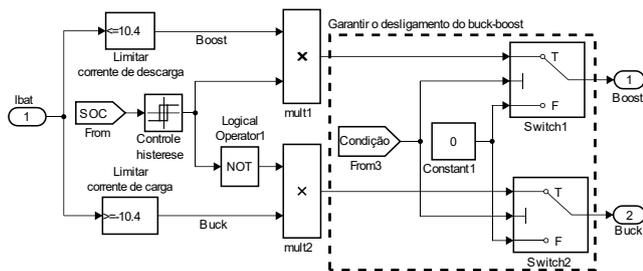


Fig. 7 Diagrama de controle de carga e descarga proposto.

O bloco “controle histerese” (ver Fig.7) é responsável em definir o estado de operação da bateria, seja ela no modo de carga ou descarga, assim, admitindo que a bateria esteja totalmente carregada ($SOC = 100\%$), ao iniciar o processo de descarga, a bateria apenas cessará o fornecimento de energia para o barramento CC do SFV, quando atingir o limite inferior de (SOC) pré-determinado pelo usuário. Os parâmetros I_{bat} e SOC são dados advindos da bateria fornecida pela própria biblioteca do *Simulink*. Ainda sobre o bloco de histerese utilizado, o mesmo foi representado pelo bloco “relay” da biblioteca do *Simulink*, onde sua saída é 1 para os instantes de descarga, ou seja, aciona a chave *boost*, e 0 para os instantes de carga, acionando a chave *buck*.

Os blocos “limitador de corrente” são responsáveis em definir/limitar o valor que a corrente será carregada ou descarregada, assim, quando a corrente não satisfazer a condição estabelecida, a saída será 0, caso contrário, sua saída será 1. Para o modo de descarga atribui-se um valor $\leq 10,41$, enquanto para o modo de carga atribuiu $\geq -10,41$. Dessa maneira o fluxo de corrente será em torno de 10,41 [A] de amplitude constante em ambos os modos de operação. A porta NOT – após o bloco “controle de histerese” – é o componente responsável em garantir que as chaves *buck* e *boost* não conduzam concomitantemente.

As respostas de saídas dos blocos multiplicadores “mult1” e “mult2” serão enviados para as chaves “Switch1” e “Switch2”, os quais estarão monitorando se a chave IGBT que está em série entre o banco de bateria e o conversor buck-boost estará fechada ou aberta. Tais chaves, mantém a operação do controlador de carga ao receber 1, caso contrário, enviará zero para as chaves do conversor buck-boost. A estratégia responsável em enviar 1 para as chaves “Switches” pode ser vislumbrada na Fig. 8.

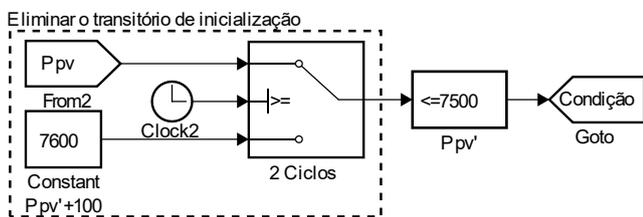


Fig. 8 Estratégia de controle para atuação do banco de baterias.

Basicamente, a estratégia é acionada por um bloco comparador que recebe a potência de saída do arranjo FV, assim, se a condição do bloco for satisfeita, sua saída será 1, caso contrário, será zero. Neste trabalho, a condição de potência foi ajustada em 7500 W, desta forma, quando a

potência de geração cair abaixo deste valor, o banco de baterias será descarregado para o barramento CC, com o intuito de fornecer uma inércia virtual para o sistema FV e, consequentemente, contribuindo para a estabilidade da frequência na rede. Ainda sobre a estratégia de operação do SFV com o armazenador de energia, foi necessário colocar uma chave que permite o envio da potência para o bloco comparador após dois ciclos da inicialização da simulação, com o intuito de evitar transitórios indesejáveis causados pela inicialização do MPPT. Isto pois, antes do MPPT estabilizar, há um crescimento elevado na tensão de saída do arranjo FV que, consequentemente, repercute na potência ativa de saída do inversor.

6 ESTUDO DE CASO E RESULTADOS

Foi implementado no Matlab/Simulink® uma geração distribuída fotovoltaica de 10,108 kW em paralelo com um banco de baterias de íon lítio ora com porte de 2,5 kW, outrora com porte de 5 kW, conectado à rede por meio de um inversor. Vale ressaltar que todas as unidades conversoras foram chaveadas em 10 kHz. A seguir, a Fig. 9 exhibe o diagrama unifilar da rede fictícia sob análise.

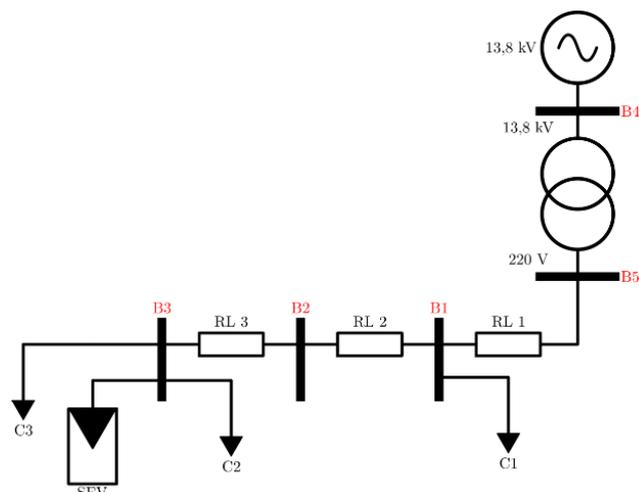


Fig. 9 Diagrama da rede elétrica fictícia.

A Tabela 7 exhibe as configurações da fonte trifásica e do transformador de distribuição.

Tabela 7. Parametrização do transformador e da fonte

Parâmetros	Transformador	Fonte Trifásica
Potência (VA)	60 k	30 M
Tensão (V)	13,8 k / 220	13,8 k
Ligação	Delta – estrela c/ neutro aterrado	Estrela c/ neutro aterrado
$R_{primário}$ (Ω)	61,893	0,8929
$R_{secundário}$ (Ω)	0,00524	--
$L_{primário}$ (H)	0,55719	$16,58 \cdot 10^{-3}$
$L_{secundário}$ (H)	$47201 \cdot 10^{-5}$	--
$R_{magnetização}$ (Ω)	$7,935 \cdot 10^5$	--
$L_{magnetização}$ (H)	$1,6197 \cdot 10^5$	--

Todas as impedâncias de linha foram configuradas para um valor de resistência de 45,855 m Ω e 0,0287 mH de indutância, valores os quais se aproximam de uma rede de distribuição real. A Tabela 8 apresenta os valores das cargas lineares (C1, C2 e C3) conectadas nas barras do sistema sob estudo.

Tabela 8. Parametrização das cargas lineares

Carga	Fase	P (W)	Q (var)
C1	A	1000	1000
	B	3000	1000
	C	10000	1000
C2	A	4000	0
	B	1500	0
	C	250	0
C3	A	6000	4100
	B	4000	3300
	C	5000	2900

A estratégia adotada para criar uma oscilação de potência entre a GDFV e o PAC foi variar a irradiância de 1000 W/m² para 500 W/m², conforme ilustra a Fig. 10.

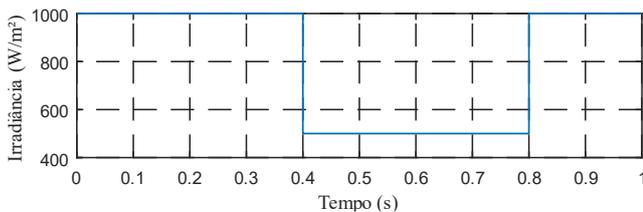


Fig. 10 Irradiância aplicada no arranjo fotovoltaico.

A Fig. 11 demonstra o comportamento da frequência no PAC (Barra B3) no instante em que ocorre o decaimento da geração de potência em 0,4 s e o retorno da geração para a condição nominal em 0,8 s, para tais instantes, a frequência apresentou uma menor variação nas situações em que há influência da inércia virtual providas pelo banco de bateria.

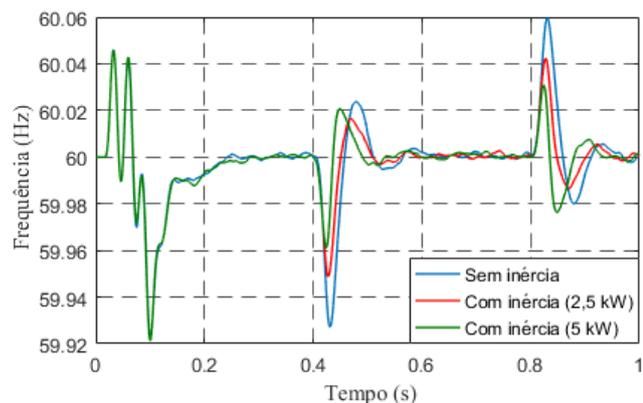


Fig. 11 Frequência no PAC com e sem a inércia virtual.

A Tabela 9 apresenta de forma quantitativa os valores de frequência nos instantes de decaimento e restabelecimento para as três situações.

Tabela 9. Valores da frequência no PAC

Situações	Decaimento	Restabelecimento
Sem inércia	59,93 Hz	60,06 Hz
Com inércia de 2,5 kW	59,95 Hz	60,04 Hz
Com inércia de 5 kW	59,96 Hz	60,03 Hz

A Fig. 12 exibe a tensão no barramento CC nas três situações. Percebe-se que, no instante da queda de geração de potência por parte dos painéis fotovoltaicos, o barramento CC retira a inércia das baterias, pois o afundamento da tensão em 0,4 s e o restabelecimento da geração em 0,8 s foram menor para a situação com utilização das mesmas, nesse sentido, as baterias exercem o papel da inércia virtual do sistema fotovoltaico.

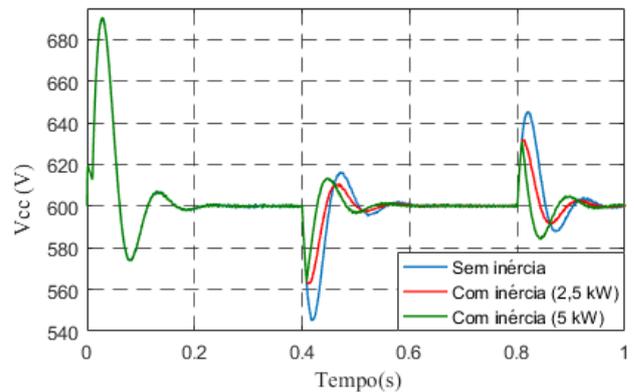


Fig. 12 Tensão no barramento CC.

Assim como a Tabela 9, a Tabela 10 exibe também as mínimas e máximas amplitudes de forma quantitativa, porém para o valor de tensão do barramento CC.

Tabela 10. Valores da tensão do barramento CC

Situações	Decaimento	Restabelecimento
Sem inércia	545,6 V	645,5 V
Com inércia de 2,5 kW	562,5 V	632 V
Com inércia de 5 kW	564 V	631 V

A Fig. 13 mostra o estado de carga (SOC) e a corrente do banco de bateria para as operações de 2,5 kW e 5 kW.

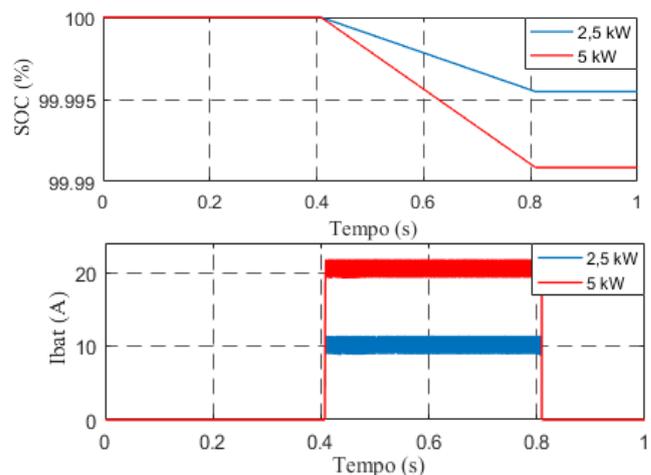


Fig. 13 SOC e corrente de descarga do banco de bateria.

Conforme esperado, na Fig. 13, o SOC para o porte de potência de 5kW fornecida pelas baterias teve uma redução maior que a de 2,5kW, uma vez que, a corrente de descarga para esta situação é maior. Vale ressaltar que, a estratégia posta para que o banco possa fornecer uma potência de 5kW foi ajustar o bloco “limitar corrente de descarga” que era de 10,4 A para 20,8 A. Vale lembrar também que, em pequenos intervalos de tempo a bateria pode descarregar uma potência acima de seu valor nominal, porém, a corrente fornecida não deve ser maior que o valor máximo especificado pelo fabricante. No caso para a situação de 5 kW, a corrente de descarga é de 20,8 A para um limite de 30 A, conforme estabelecido na Tabela 6.

7 CONCLUSÃO

O controlador de carga de baterias tem um papel importante nos sistemas que precisam armazenar energia em banco de baterias, fornecendo o gerenciamento da carga dentro de suas especificações. Garantindo desta forma, que as baterias alcancem sua vida útil estimada, consequentemente, diminuindo os gastos com a reposição de novas baterias. O método de carga adotado pelo controlador de carga deve providenciar o carregamento completo do banco de baterias, em um curto intervalo de tempo, respeitando suas especificações. Portanto, deve implementar estratégias de controle que limita a corrente de carga e descarga.

Os resultados foram avaliados quanto a variações provenientes do comportamento intermitente da fonte renovável, objetivando melhorar a estabilidade da frequência da rede. Assim sendo, tendo em vista todos desenvolvimentos realizados, conclui-se que com o modelo finalizado, torna-se possível reproduzir outros estudos relacionados a despachabilidade e confiabilidade destas fontes renováveis não convencionais.

REFERÊNCIAS

- ANEEL – “Agência Nacional de Energia Elétrica”, [Online]. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo_8Revis%C3%A3o_10/2f7cb862-e9d7-3295-729a-b619ac6baab9.2018.
- Ashabani, M. et al., “Inducverters: PLL-Less Converters With Auto-Synchronization and Emulated Inertia Capability”. *IEEE Trans.Smart Grid*, v. 7, p. 1660_1674, 2016.
- Diaz-González, F., Sumper, A., Gomis-Bellmunt, O., “Energy Storage in Power Systems”, John Wiley e Sons Ltd., 2016.
- Eldahab, Y. E. A., Saad, N. H., Zekry, A., “Enhancing the design of battery charging controllers for photovoltaic systems”. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2016, 58, 646–655.
- Frack, P. F., Mercado, P. E., Molina, M. G., “Extending the VISMA Concept to Improve the Frequency Stability in Microgrids”. *18th International Conference on Intelligent System Application to Power Systems (ISAP)*, p. 1-6, 2015.
- Hasan, N. S., Yusri, M., Majid, S., Rahman, H. A., “Review of storage schemes for wind energy systems,” *Renew. Sustain. Ener. Rev.*, vol. 21, pp. 237-247, 2013.
- Kroposki, B. et al., “Achieving a 100% Renewable Grid: Operating Electric Power Systems with Extremely High Levels of Variable Renewable Energy”. *IEEE Power and Energy Magazine*, 2017.
- Li, Y., Cao, H., Wang, S., Jin, Y., Li, D., Wang, X., Ding, Y., “Load shifting of nuclear power plants using cryogenic energy storage technology,” *Appl. Energy*, vol. 113, pp. 1710-1716, 2014.
- ONS- “Operador Nacional de Sistema,” [Online]. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>. 2019.
- Paukner, F. L., “Comparação Do Controle Do Inversor Trifásico Conectado À Rede Com Filtro LCL Considerando o Amortecimento Passivo e Ativo,” *Dissertação apresentada na Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR, Campus Pato Branco, Pato Branco*, 2016.
- Rakhshani, E., Rodriguez, P., “Inertia emulation in ac/dc interconnected power systems using derivative technique considering frequency measurement effects,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, n° 5, pp. 3338-3351, Sept 2017.
- Reznick, A., Simões, M. G., Al-Dutra, A., Muyeen, S. M., “LCL Filter Design and Performance Analysis for Grid-Interconnected Systems,” *IEEE transactions on industry applic.*, vol. 50, n° 02, April, 2014.
- Sakimoto, K., Miura, Y., Ise, T., “Stabilization of a Power System with a Distributed Generator by a Virtual Synchronous Generator Function”. In *Proceedings of the 8th International Conference on Power Electronics (ECCE Asia)*, p. 1498_1505, 2011.
- Souza, A. C., Melo, F. C., Oliveira, T. L., Tavares, C. E., “Performance analysis of the computational implementation of a simplified PV model and MPPT algorithm,” in *IEEE Latin America Transactions*, Vol. 14, no.2, pp. 792-798, 2016.
- Souza, A. C., Junior, C. R. A., Silva, G. T., Santos, I. N., “Simulation and Dynamic Analysis of Three-Phase Photovoltaic System Connected on Grid Employing Matlab / Simulink Software,” *SBSE, Niterói-RJ. Maio*. 2018.
- Souza, A. C., “Sistemas Fotovoltaicos Trifásicos com Compensação de Reativo, Armazenamento Interno de Energia e Inércia Virtual,” *Tese de doutorado, em engenharia Elétrica na UFU- Universidade Federal de Uberlândia, Fevereiro, Uberlândia - MG*, 2020.
- Yan, R. et al., “The Combined Effects of High Penetration of Wind and PV on Power System Frequency Response”. *Applied Energy*, v. 145, p. 320_330, 2015.
- Zhong, Q. C. et al., “Self-Synchronized Synchronverters: Inverters without a Dedicated Synchronization Unit”. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 29, p. 617-630, 2014.