

Strategies for Mitigating Power Fluctuations in Photovoltaic Generation Utilizing an Energy Storage System

S. C. Gomes, A. S. Balde, J. A. Vilela Junior

Abstract-- This study presents simulations of strategies that utilize energy storage systems (ESS) to mitigate the effects of power fluctuations in photovoltaic generation within the microgrid of the Electrical Engineering Department (DELT) at the Federal University of Paraná (UFPR). The project involves a comparative analysis of different types of moving averages using real data from DELT's generation, aiming to select the most suitable strategy for the studied microgrid. This selection is based on the required energy storage capacity for smoothing, the maximum power demanded from the ESS, the established fluctuation limits, and the ESS's ability to maintain a balanced state of charge at the end of the day, compared to the beginning. The benefits and limitations of the approach are discussed, suggesting that for the studied microgrid, a simple moving average with a 15-minute window would be the most suitable and efficient, provided that the ESS has a fast response time. Additionally, it is indicated that supercapacitors or other types of ESS capable of absorbing high power fluctuations without compromising their lifecycle are more appropriate for this application. Finally, it is suggested that the strategies can be adapted to combine different types of ESS, optimizing the reduction of power fluctuation effects across various time scales.

Index Terms—Distributed Power Generation; Energy Storage; Microgrids; Photovoltaic Systems; Power Smoothing.

I. INTRODUÇÃO

Devido as mudanças climáticas causadas por emissão de gases poluentes, as fontes energéticas renováveis se tornaram um caminho para atingir as metas estabelecidas pelo Greenpeace para 2050 e um futuro mais sustentável [1]. No entanto, como falta às fontes de energia renováveis as características inerciais presentes nos geradores tradicionais, a integração de grande escala pode trazer desafios para a estabilidade e qualidade de energia [2].

Níveis modestos de geração fotovoltaica (FV) podem facilmente ser controlados pelas concessionárias de energia, porém, ao passo que o nível de penetração de geração distribuída aumenta, os impactos indesejados começam a surgir [3]. A geração FV depende da radiação solar ao longo do dia, que pode ser altamente variável devido a passagem de nuvens. Quando

uma nuvem cobre os painéis FV, a geração pode cair drasticamente, principalmente se a área dos painéis for relativamente pequena quando comparada com o tamanho da nuvem, fazendo com que outras fontes tenham que prover a potência necessária. Quando a nuvem passa, os níveis de produção podem voltar aos patamares anteriores. Uma taxa de variação de 20% da capacidade de geração por segundo foi registrada em um estudo conduzido em Mesa del Sol, no Novo México [4].

A geração eólica, por sua vez, depende da velocidade e direção dos ventos, de forma que também pode apresentar grande variação de potência. Essas variações podem gerar flutuações na corrente elétrica que percorre a impedância do sistema, que pode por sua vez causar variações na tensão. As variações de tensão decorrentes de oscilações na potência ativa são mais suscetíveis na rede de distribuição secundária, onde os inversores para aplicação FV são conectados, devido as características de menor relação X/R. Essas oscilações de tensão influenciam em diferentes dispositivos e podem aumentar a frequência de operação de TAPs de transformadores e reguladores de tensão. Esses dispositivos que são aplicados para manter os níveis de tensão, muitas vezes não foram projetados para atuarem continuamente ou com uma frequência alta, de forma que passam a ter uma expectativa de vida reduzida, levando a custos maiores de manutenção e substituição [3]. No caso de alta penetração de fontes eólicas, o risco de falhas em cascata nas redes elétricas e blecautes podem aumentar [5].

Em [6] é realizado uma revisão de diversas estratégias que podem ser aplicadas para reduzir os efeitos da variação de potência da geração FV na rede elétrica. Além de dispersão geográfica, integração de geradores a diesel, *curtailment* e células a combustível, métodos que incluem Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE) também são discutidos. Sistemas híbridos podem ser utilizados, uma vez que as flutuações das fontes de energia renováveis podem ser em diferentes escalas de frequência [2]. Assim, flutuações de potência de alta frequência podem ser compensadas por SAE's que são capazes de suportar muitos ciclos, como supercapacitores e *flywheels*,

Os autores agradecem ao apoio financeiro de Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES).

S. C. Gomes, Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR, Curitiba – PR – Brasil (e-mail: samuelcarneirogomes@gmail.com).

A. S. Balde, Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR, Curitiba – PR – Brasil (dossantos1@ufpr.br).

J. A. Vilela Junior, Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR, Curitiba – PR – Brasil (e-mail: vilela@ufpr.br).

enquanto para as flutuações de baixa frequência, baterias podem ser mais adequadas. Alguns métodos de controle para sistemas utilizando baterias ou sistemas híbridos de armazenamento de energia são descritos em [6] e incluem filtragem, média móvel, transformada discreta de Fourier, filtro de Kalman, decomposição de modo empírico e modelo de controle preditivo. Utilizando dados da geração, geralmente não mais do que da última hora, pode-se calcular uma média móvel e a utilizar como referência para suavizar as flutuações [7]. Em [8] são apresentadas simulações com resultados positivos na mitigação da flutuação de potência através dessa estratégia para diferentes escalas de tempo. Além disso, são apresentadas variações da média móvel para reduzir o tamanho necessário do SAE e assegurar que o Estado de Carga, do inglês *State of Charge* (SOC), das baterias se mantenha aproximadamente constante ao comparar os níveis no início e no fim do dia. Apesar dessa estratégia fazer com que o SAE opere mesmo quando não há flutuações significativas, podendo diminuir sua vida útil em caso de baterias e ter os resultados de suavização influenciados significativamente pela escolha da largura da janela, é uma estratégia de implementação mais simples e requer menor capacidade de processamento de cálculos, quando comparada com os outros métodos, que dependem de complexos modelos matemáticos [2]. Com isso, no âmbito desse trabalho, tem-se como objetivo analisar a variação de potência da geração FV da microrrede do Departamento de Engenharia Elétrica (DELTA) da Universidade Federal do Paraná (UFPR), estabelecendo limites esperados para essa variação com base em normas internacionalmente recomendadas e simular as diferentes estratégias apresentadas em [8]. A partir dos resultados das simulações, busca-se selecionar a estratégia mais adequada para essa microrrede, considerando a capacidade de armazenamento necessária para a suavização, a potência máxima requerida do SAE, a capacidade de manter o SOC do SAE em níveis desejáveis e as taxas de variação de potência em cada cenário.

II. MATERIAIS E MÉTODOS

Esse capítulo tem como objetivo descrever a estrutura da microrrede estudada, apresentar as definições de taxa de variação e estabelecer os limites de variação de potência aceitos para este trabalho com base em normas internacionais. Além disso, apresenta-se os requisitos para a redução da variação de potência de acordo com as especificidades da microrrede.

A. Microrrede Estudada

Um esquemático simplificado da microrrede estudada é apresentado na Figura 1. Em vermelho, é representado as ligações de potência, enquanto em amarelo, são as ligações de comunicação. Os painéis FV geram a energia, que passa por um inversor grid-tie, responsável por fazer a conversão de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA). Através de um inversor bidirecional, a potência pode fluir entre o barramento CA e o barramento CC. O conversor CC-CC bidirecional, por sua vez, pode tanto transmitir a potência do barramento CC para as baterias e carregá-las, quanto fazer o caminho contrário, com objetivo de descarregar o banco de baterias e injetar potência na rede elétrica. Toda essa operação é coordenada pelo controlador

lógico programável (CLP), operado diretamente pela Interface Homem-Máquina (IHM).

Há 12 strings conectadas no inversor fotovoltaico, cada uma com 8 kW de potência, totalizando 96 kW de capacidade de geração. O banco de baterias de íons de lítio possui potência máxima de 60,9 kW e capacidade de energia de 20,7 kWh, com tensão máxima de aproximadamente 550 V e mínima de 360 V.

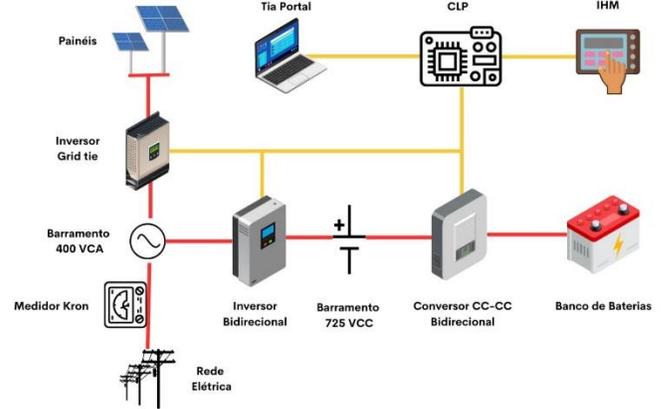


Fig. 1. Esquemático simples da microrrede estudada do DELTA.

B. Limites para Taxa de Variação

Taxa de variação, taxa de flutuação ou ainda taxa de rampa, do inglês “Ramp-Rate” se refere à taxa na qual uma variável, potência ou tensão no contexto de sistemas elétricos, aumenta ou diminui ao longo do tempo. Nesse estudo, pode ser entendida como uma medida da rapidez com que ocorrem as mudanças na potência. Uma rampa positiva indica um aumento na potência, enquanto uma rampa negativa indica uma diminuição. É frequentemente expressa em porcentagem da capacidade de geração por minuto. Este conceito é importante para entender e controlar a estabilidade e a segurança dos sistemas elétricos.

A Equação (1) apresentada em [9] determina a taxa de rampa em um determinado tempo.

$$RR(i) = \frac{dP_{PV}}{dt}(i) = \frac{P_{PV}(i) - P_{PV}(i-1)}{t(i) - t(i-1)} \quad (1)$$

onde RR é a taxa de variação, P_{PV} é a potência fotovoltaica, e i é o instante que está sendo calculado.

Para expressar em porcentagem da capacidade de geração, basta dividir o resultado pela capacidade de geração máxima do sistema e multiplicar por 100, como apresentado em (2).

$$RR_{ger}(i) = \frac{P_{PV}(i) - P_{PV}(i-1)}{C_{ger} \cdot (t(i) - t(i-1))} \times 100 \quad (2)$$

onde C_{ger} é a capacidade de geração do Sistema e RR_{ger} é a taxa de variação em porcentagem da capacidade de geração.

Em [10] apresenta-se que com o aumento da potência renovável instalada e com o objetivo de mitigar a influência da variação de potência na rede elétrica, diferentes países estabeleceram normas para controle da taxa de flutuação de potência.

País	Normas/Recomendações para Variação de Potência	
	Geração Eólica	Geração Fotovoltaica
Estados Unidos	Taxa de subida em 1 minuto menor que 10% da capacidade.	NA
Canadá	Taxa em 1 minuto menor que 10% da capacidade instalada.	NA
Alemanha	Taxa em 1 minuto menor que 10% da capacidade instalada.	Taxa de flutuação de subida da potência em 1 minuto é menor que 10% da capacidade instalada.
Reino Unido	Sem limites para instalações com capacidade menor que 300MW. Para instalações com capacidade entre 300 e 1000MW, a amplitude da flutuação em 1 min deve ser menor que 50MW. Para instalações com capacidade maior que 1000MW, a amplitude da flutuação em 1 min deve ser menor que	NA
Irlanda	Para instalações menores que 100MW, a taxa de flutuação em 1 min deve ser menor que 5% da capacidade instalada. Para instalações menores que 200MW, a taxa de flutuação em 1 min deve ser menor que 4% da capacidade instalada. Para instalações maiores que 200MW, a taxa de flutuação em 1 min deve ser menor que 2% da capacidade instalada	NA
Japão	Taxa em 1 minuto é menor que 2% da capacidade instalada. Taxa em 20 minutos é menor que 10% da capacidade instalada	NA
África do Sul	Amplitude da flutuação da potência em 1 minuto é menor que 50MW.	NA
China	Para instalações menores que 30MW, a amplitude da flutuação em 1 min e 10 min devem ser respectivamente menores que 3MW e 10MW da capacidade instalada. Para instalações com capacidade entre 30 e 150MW, a amplitude da flutuação em 1 min e 10 min devem ser respectivamente menores que a capacidade de geração dividida por 10 e capacidade de geração dividida por 3. Para instalações maiores que 150MW, a amplitude de flutuação em 1 min e 10min devem ser menores que 15MW e 50MW.	Taxa em 1 minuto menor que 10% da capacidade instalada.
Porto Rico	NA	Taxa em 1 minuto menor que 10% da capacidade instalada.
México	NA	Taxa em 1 minuto pode ser ajustada entre 1% e 5% da capacidade instalada

Fig. 2. Normas em diferentes países para taxa de variação de potência de geração distribuída [2]. Traduzido pelo autor.

A norma chinesa GB/T 19963 indica limites recomendados para flutuações na geração FV e eólica, conforme a Figura 2. A norma ainda indica que esses valores devem ser estabelecidos pelo operador do sistema de acordo com as características do sistema elétrico conectado. Esses valores precisam ser seguidos tanto na inicialização do sistema quanto no aumento e diminuição da velocidade do vento, na geração eólica, e na passagem de nuvens, na geração FV, visando uma operação segura e estável.

Nos Estados Unidos, a ISO-NE (Operadora independente do Sistema da Nova Inglaterra), em acordo com a FERC (Federal Energy Regulatory Commission) e NERC (North American Electric Reliability Corporation) exige que parques de geração eólica tenham capacidade de limitar a taxa de variação de potência. Quando há aumento na velocidade do vento ou liberação para produção de energia, a taxa de variação de subida da potência deve ser controlada, conforme apresentado também na Figura 2 [10].

Para esse estudo, baseado nas recomendações apresentadas anteriormente, será considerado um limite para a taxa de variação da potência de 10% da capacidade de geração da microrrede em 1 minuto.

C. Estratégia de Suavização

Para manter a variação de potência abaixo do limite estabelecido, pode-se utilizar um SAE com uma das técnicas de média móvel apresentadas em [8]. Assim, na microrrede estudada, o CLP seria responsável por receber os dados da geração do inversor fotovoltaico, realizar os cálculos de média móvel e enviar para o inversor bidirecional a informação da potência que

deve ser injetada ou consumida pela bateria.

Como baterias podem ter vida útil baixa, principalmente para situações de constante carga e descarga [6] e levando em conta que o método de média móvel pode fazer com que a bateria esteja operando mesmo que não houvesse grandes flutuações, supercapacitores, flywheels ou outros SAE's que possam absorver variações de alta frequência sem dano à sua vida útil, são mais indicados para essa aplicação [2]. Baterias seriam mais indicadas para suavização de baixa frequência, por exemplo, mantendo as variações dentro do limite em períodos de 10 minutos [2], ou ainda, para sistemas da escala de MW que necessitam de uma grande densidade de energia [6].

Apesar disso, como o método de média móvel pode ser aplicado tanto para supercapacitores quanto para baterias, as simulações serão realizadas levando em consideração o banco de baterias que está disponível na microrrede estudada.

1) Média Móvel Simples

A primeira estratégia apresentada em [8] é a média móvel simples, calculada pela Equação (3).

$$P_{ref}(i) = \frac{\sum_{(i-N)}^N P_{PV}(i)}{N} \quad (3)$$

onde P_{ref} é a potência de referência, P_{PV} é a potência fotovoltaica real, i é o instante que está sendo calculado e N é o tamanho da janela, ou seja, o período que está sendo utilizado para calcular a média.

A potência de referência é o resultado da média móvel e a potência desejada na saída da rede elétrica quando o sistema

estiver aplicado. Assim, o valor que o CLP deve enviar ao inversor bidirecional é a diferença entre o valor da potência real e a potência de referência calculada, conforme Equação (4).

$$P_{bat}(i) = P_{ref}(i) - P_{pv}(i) \quad (4)$$

onde P_{bat} é a potência da bateria, ou seja, a potência que deve ser injetada ou consumida para compensar a variação de potência e produzir uma suavização na saída da rede elétrica.

2) Média Móvel de Uma Janela e Meia

A segunda estratégia, Média Móvel de uma Janela e Meia, busca diminuir o atraso entre a potência FV real e a potência de referência, bem como a energia necessária para suavização.

Nesse método, duas médias são calculadas utilizando a equação (3). Uma para o período inteiro da janela escolhida e outra para a metade final do período. A potência de referência é dada pela equação (5).

$$P_{ref}(i) = 2y - x \quad (5)$$

onde y é a média resultante da metade final do período e x é a média resultante do período inteiro.

Dessa forma, para uma janela de 30 minutos, temos uma média resultante para o período total de 30 minutos, dada por x , e uma média resultante para os últimos 15 minutos, dada por y .

3) Média Móvel de Uma Janela e Meia com Compensação

As médias nesse método são calculadas da mesma forma que no método de uma janela e meia, porém, a potência de referência também é afetada por um algoritmo que monitora a energia da bateria em um certo período e a compensa nas próximas iterações, com o objetivo de reduzir a variação de SOC da bateria quando comparado o início e fim do dia.

III. SIMULAÇÕES

As simulações foram realizadas com dados reais da geração FV do DELT, através do software Matlab, para quatro dias diferentes do ano de 2023. Os dados são lidos na faixa de segundos e armazenados em médias de 1 minuto.

Para a escolha dos dias de simulação, foram considerados os seguintes critérios: a operação continua da microrrede ao longo do dia, a elevada produção de energia e a existência de variação de potência. Com base nesses critérios foram escolhidos três dias de fevereiro – 07/02/2023, 14/02/2023 e 21/02/2023, e um dia menos crítico, em outra época do ano, especificamente em 03/10/2023.

Todos os gráficos de simulações são para o dia 03/10/2023 e ao fim, é apresentado uma tabela comparativa com os resultados de todos os dias de simulação.

A. Simulações para Média Móvel Simples

Nesse método a potência de saída desejada é calculada baseada numa média simples, utilizando (3) com um tamanho de janela geralmente entre 15 minutos e 1 hora. Quanto maior a janela da média, menor é o impacto da variação de potência na rede elétrica, porém, maior também deve ser a capacidade de armazenamento da bateria para que a suavização da potência

seja realizada. A Figura 3 apresenta o resultado da simulação da média móvel simples com uma janela de 30 minutos para o dia 03 de outubro de 2023.

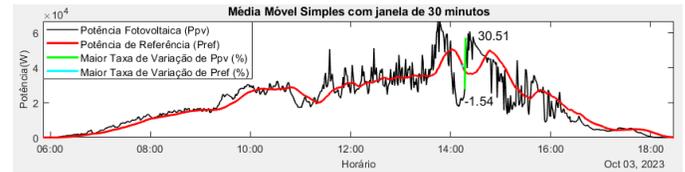


Fig. 3. Simulação de Média Móvel Simples com Janela de 30 Minutos.

Em preto, é apresentado a potência fotovoltaica real do sistema ao longo do dia. É possível observar que houve bastante variação de potência durante o dia, principalmente próximo às 14h, onde variações abruptas na potência podem ser visualizadas.

Em vermelho, apresenta-se o resultado da Média Móvel Simples, calculada por (3) para cada ponto, ou seja, a curva de referência, levando em consideração a janela de 30 minutos. Pode-se observar que o resultado é bem mais suave que a curva real e há certo atraso entre as duas devido ao efeito de memória da média móvel.

A taxa de variação pela capacidade de geração é calculada utilizando (2) para cada ponto e para cada uma das curvas, de potência fotovoltaica real e de referência. As taxas máximas podem ser observadas ainda na Figura 3, onde em verde é apresentada a maior variação de potência no dia para a potência fotovoltaica real, e de forma quase imperceptível, em azul, a maior variação de potência que seria esperada na saída, para a curva de referência. A Figura 4 apresenta o mesmo gráfico anterior, mas com foco no período em que houve essa maior variação de potência.

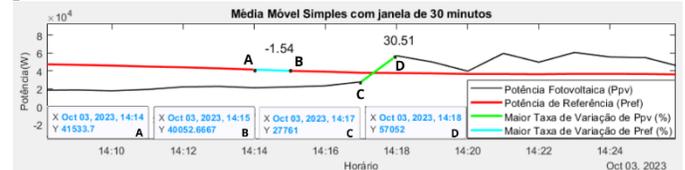


Fig. 4. Simulação de Média Móvel Simples com Janela de 30 Minutos com zoom no período de maior taxa de variação.

O sinal positivo mostra que é uma taxa de rampa de subida, ou seja, que naquele momento a potência estava aumentando 30,51% da capacidade total de geração, de um minuto para outro. Para a taxa de variação da curva de referência, calculada às 14:15 também se utiliza (2), substituindo a potência real pela potência de referência. O sinal negativo mostra que é uma taxa de rampa de descida, ou seja, que naquele momento a potência estaria diminuindo 1,54% da capacidade total de geração, de um minuto para outro, caso a estratégia estivesse aplicada.

Na Figura 5 é apresentada a potência da bateria, calculada por (4), que é a diferença entre a potência de referência e a potência fotovoltaica real. Essa diferença entre a potência gerada e a potência desejada, deve ser compensada por uma bateria ou outro SAE, para que seja possível suavizar o impacto da variação de potência na rede elétrica. É possível observar que a potência máxima requisitada pela bateria nesse dia seria de 29,24 kW.

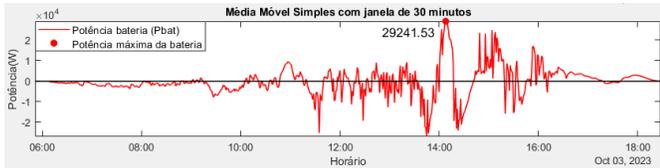


Fig. 5. Potência da Bateria para Simulação de Média Móvel Simples com Janela de 30 Minutos.

Quando a potência de referência é menor que a potência fotovoltaica, a potência da bateria é negativa, e então ela está recebendo energia. Quando a potência da bateria é positiva, a bateria está injetando potência para a rede, pois a potência de referência se tornou maior que a potência fotovoltaica.

Na Figura 6 é apresentado a energia da bateria ao longo do dia em kWh.

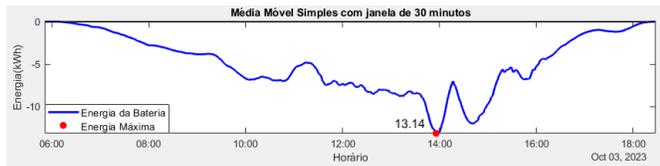


Fig. 6. Energia da Bateria para Simulação de Média Móvel Simples com Janela de 30 Minutos.

A variação de energia entre o começo e o fim do dia é igual a zero para essa estratégia. O ponto vermelho apresenta a máxima energia requisitada pela bateria durante o dia, que nesse caso foi de 13,14 kWh. Essa seria a capacidade de armazenamento necessária para suavização no referido dia.

Também foi gerada uma simulação para a média móvel simples com uma janela de 60 minutos, e os mesmos gráficos são apresentados na Figura 7.

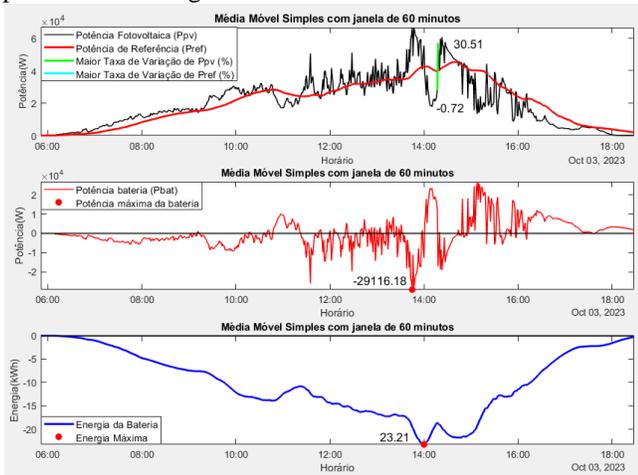


Fig. 7. Simulação de Média Móvel Simples com Janela de 60 Minutos.

Pode-se observar que o aumento no tamanho da janela proporciona uma curva de referência mais suave. Nesse caso a máxima taxa de rampa da potência de referência é de 0,72%. Em contrapartida é possível observar que o atraso da potência real em relação à potência calculada aumentou, bem como a capacidade de armazenamento necessária para essa suavização, que passou de 13,14 kWh para 23,21 kWh.

Dessa forma, as simulações para a media móvel simples apresentam bons resultados, com taxas de variação de potência dentro do limite estabelecido, mas com grande atraso entre a

potência fotovoltaica real e a potência de referência, fazendo com que a bateria tenha que operar mesmo em momentos que não há grande variação de potência. Além disso, mostram que o tamanho da janela influencia significativamente no resultado, sendo que uma janela maior aumenta a suavização na saída, bem como a capacidade de armazenamento necessária.

B. Simulações para Média Móvel de Uma Janela e Meia

Essa estratégia pode ser aplicada com o objetivo de reduzir a capacidade de armazenamento necessária para a suavização da potência fotovoltaica e o atraso entre a potência suavizada e a potência real. A Figura 8 apresenta os resultados de simulação para uma janela de 30 minutos.

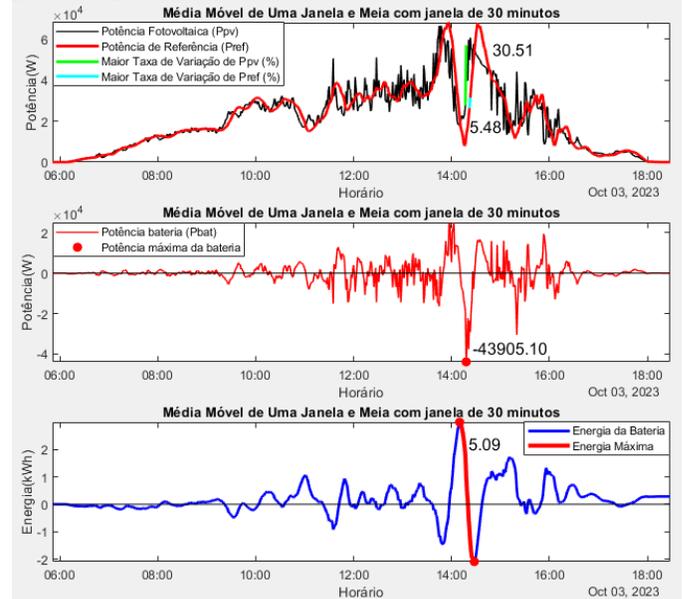


Fig. 8. Simulação de Média Móvel de Uma Janela e Meia com Janela de 30 Minutos.

Pode-se observar que apesar da potência de referência ser bem menos suave do que quando comparada com as curvas da média móvel simples, essa estratégia ainda é capaz de mitigar grandes flutuações de potência, tendo uma taxa de variação máxima de 5,48%, dentro do limite estabelecido para esse trabalho de 10%.

O atraso entre a potência fotovoltaica e a potência suavizada diminuiu, assim como a capacidade de armazenamento necessária, que seria de 5,09 kWh. Em contrapartida, a variação do SOC entre o começo e fim do dia não foi nula, havendo uma descarga de aproximadamente 0,29 kWh.

Na Figura 9 é apresentada a simulação utilizando essa estratégia para uma janela de 60 minutos. Como esperado, ao aumentar a janela, obtém-se uma curva mais suave ao passo que é necessário uma maior capacidade de armazenamento de energia. Além disso, pode-se observar que com o aumento da janela, a variação do SOC da bateria se tornou mais significativa, descarregando 0,68 kWh ao final do dia.

Dessa forma, a potência de referência não fica tão suave quanto na media móvel simples, mas ainda reduz as grandes variações, bem como reduz o atraso entre a potência FV e potência de referência. Entretanto, nessa estratégia há variação no SOC da bateria quando comparado o início e fim do dia.

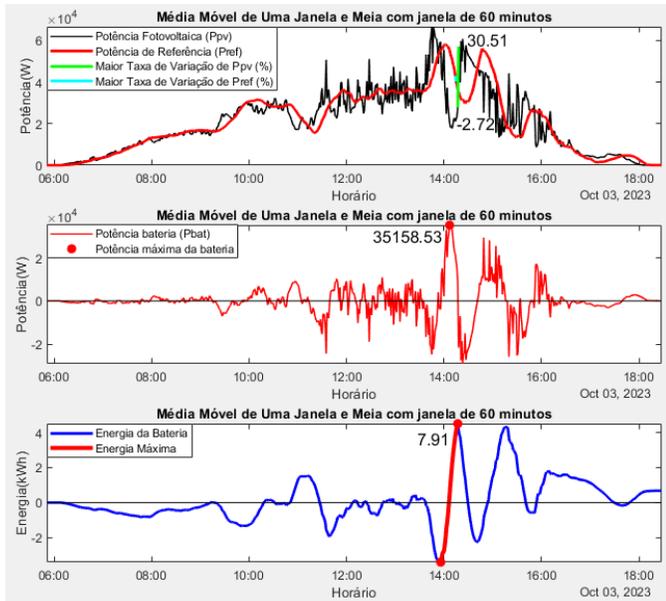


Fig. 9. Simulação de Média Móvel de Uma Janela e Meia com Janela de 60 Minutos

C. Simulações para Média Móvel de Uma Janela e Meia com Compensação

Essa estratégia é aplicada com o objetivo de reduzir a variação de SOC da bateria entre o começo e o fim do dia.

A Figura 10 e Figura 11 apresentam a simulação para uma janela de 30 minutos e 60 minutos, respectivamente.

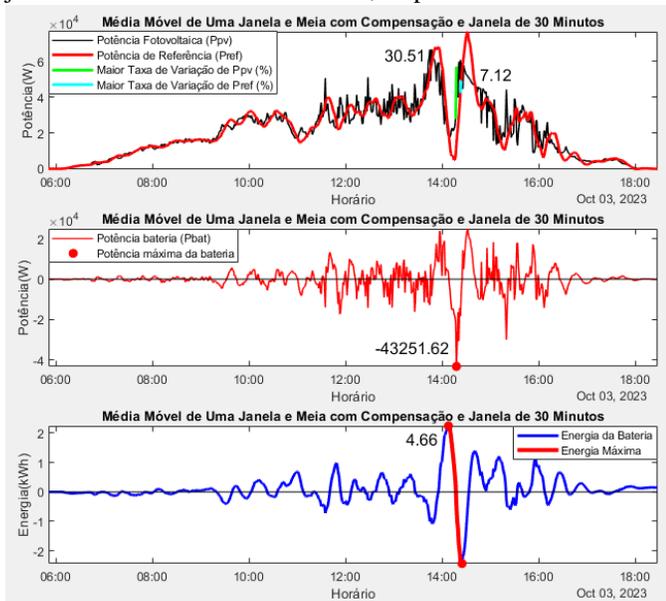


Fig. 10. Simulação de Média Móvel com Compensação com Janela de 30 Minutos.

Observa-se que as simulações para a média móvel com compensação apresentam gráficos similares aos da média móvel com uma janela e meia, porém com taxa de variação maior. A estratégia diminui a variação de SOC ao fim do dia, compensando a energia dispendida nos últimos ciclos, mas não é capaz de zerá-la. Nesse caso, foi capaz de diminuir a descarga da bateria de 0,29 kWh para 0,15 kWh, para a janela de 30 minutos. Já para 60 minutos, reduziu de 0,68 kWh para 0,33 kWh.

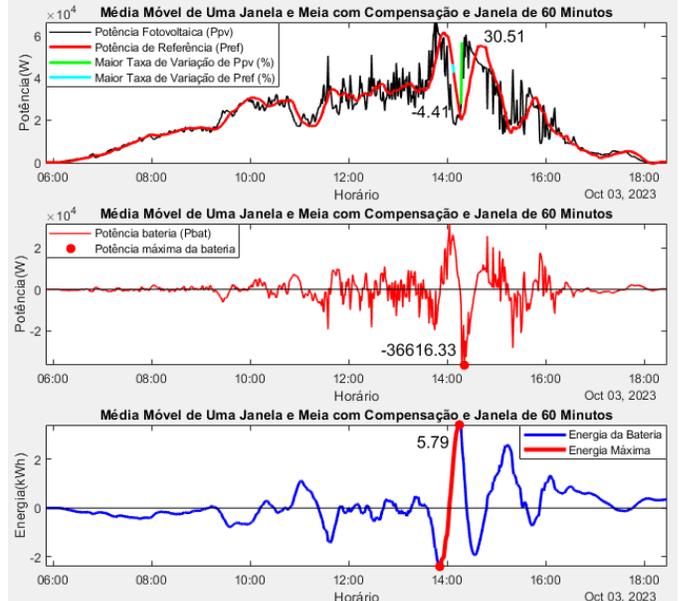


Fig. 11. Simulação de Média Móvel com Compensação com Janela de 60 Minutos.

IV. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A Tabela 1 apresenta os resultados das simulações para os quatro dias escolhidos.

A primeira coluna apresenta o dia referente a simulação e a maior taxa de variação de potência real que houve naquele dia. Observa-se que as datas de fevereiro são bem mais críticas em relação a variação de potência, chegando a 68,63% da capacidade de geração variando de um minuto para outro. A segunda coluna apresenta os parâmetros que mais interessam para a análise das simulações – a maior taxa de variação esperada com a aplicação da estratégia, a potência máxima requisitada pela bateria e a energia máxima da bateria, ou seja, a capacidade de armazenamento necessária para aplicação da estratégia. As colunas em verde apresentam os dados para as simulações realizadas utilizando a média móvel simples, para quatro janelas diferentes, 10, 15, 30 e 60 minutos. As colunas em amarelo apresentam os dados para a média móvel de uma janela e meia, para janelas de 30 e 60 minutos. Já as colunas em rosa apresentam os dados para a média móvel com compensação, para janelas também de 30 e 60 minutos. Com esses dados, torna-se viável avaliar a estratégia mais adequada para ser implementada na microrrede do DELT, levando em consideração os limites previamente estabelecidos. A análise considera uma taxa de variação máxima desejada de 10% e a capacidade da bateria de fornecer uma potência máxima de 60,9 kW, além de uma capacidade de armazenamento de energia de até 20,7 kWh.

Os resultados sugerem que a estratégia de média móvel com compensação de 30 minutos não é ideal para essa microrrede. Isso é evidenciado pela violação da taxa de variação máxima da potência fotovoltaica em três dos quatro dias simulados. Além disso, no dia 07/02/2023 também violaria a potência máxima da bateria.

Data e Taxa de variação máxima da potência do dia	Parâmetros	Média Móvel Simples 10	Média Móvel Simples 15	Média Móvel Simples 30	Média Móvel Simples 60	Uma Janela e Meia 30	Uma Janela e Meia 60	Compensação 30	Compensação 60
03/10/2023 Taxa de variação máxima do dia: 30,51%	Taxa de variação máxima da Potência com aplicação da estratégia	4,21%	2,95%	1,54%	0,72%	5,48%	2,72%	7,12%	4,41%
	Potência Máxima da bateria (kW)	31,88	31,65	29,24	29,12	43,91	35,16	43,25	36,62
	Energia Máxima da bateria (kWh)	4,61	6,92	13,14	23,21	5,09	7,91	4,66	5,8
07/02/2023 Taxa de variação máxima do dia: 65,32%	Taxa de variação máxima da Potência com aplicação da estratégia	7,62%	5,19%	2,81%	1,28%	9,75%	5,11%	13,68%	9,03%
	Potência Máxima da bateria (kW)	54,54	53,42	59,60	57,87	67,85	63,88	78,92	56,99
	Energia Máxima da bateria (kWh)	5,95	9,19	18,08	32,61	7,98	13,93	7,97	9,61
14/02/2023 Taxa de variação máxima do dia: 66,68%	Taxa de variação máxima da Potência com aplicação da estratégia	7,40%	4,69%	2,58%	1,24%	9,26%	4,91%	11,20%	5,24%
	Potência Máxima da bateria (kW)	39,85	46,42	51,01	49,10	43,16	52,93	41,7	49,43
	Energia Máxima da bateria (kWh)	5,95	8,11	13,68	25,55	5,27	6,55	5,05	4,92
21/02/2023 Taxa de variação máxima do dia: 68,63%	Taxa de variação máxima da Potência com aplicação da estratégia	7,80%	5,05%	2,74%	1,46%	9,55%	4,52%	11,97%	7,38%
	Potência Máxima da bateria (kW)	47,86	47,61	54,98	50,87	50,58	59,1	59,56	51,4
	Energia Máxima da bateria (kWh)	4,77	6,49	11,61	22,43	5,60	7,32	5,94	5,62

Tabela 1. Resultados das simulações.

As estratégias de média móvel simples com janelas de 30 e 60 minutos mantêm a taxa de variação da potência muito abaixo do limite estabelecido, ao preço que necessitam de grande capacidade de armazenamento de energia, e portanto, também não são ideais. Já as médias móveis simples com janelas menores, como de 10 e 15 minutos, ainda possuem taxas de variação de potência dentro do limite e diminuem consideravelmente a capacidade de armazenamento necessária.

A média móvel simples de 15 minutos possui melhores taxas de variação, bem como menores valores de potência requisitados pela bateria, quando comparada com a média com compensação de 60 minutos, ao passo que respeita os limites de capacidade de armazenamento. Além disso, ela possui a vantagem de garantir que o SOC da bateria se mantenha sem variação ao fim do dia, e portanto, seria a estratégia de média móvel mais adequada para aplicação na microrrede do DELT.

V. CONCLUSÕES

Dados reais da geração fotovoltaica de uma microrrede foram analisados para quatro dias do ano de 2023, revelando alta variação de potência em todos os casos. Essas variações podem ser prejudiciais para o sistema de distribuição de energia e violam normas estabelecidas em diferentes países.

Simulações de diferentes estratégias de média móvel que podem reduzir os efeitos da variação de potência na rede elétrica foram realizadas. Além dos pontos positivos e negativos de cada uma das estratégias, também determinou-se, para cada um dos dias estudados, a maior taxa de variação que seria esperada com a aplicação da estratégia, a potência máxima requisitada pelo SAE e a capacidade de armazenamento necessária para a

suavização da variação de potência.

Com esses resultados e conhecendo as especificidades da microrrede, foi possível realizar uma comparação técnica para selecionar a estratégia que melhor se aplicaria. Considerando a dinâmica rápida da bateria, os resultados de simulações mostram que dentre as diversas estratégias que poderiam suavizar as flutuações, uma Média Móvel Simples, com Janela de 15 minutos, seria a mais adequada para manter a taxa de variação abaixo de 10% da capacidade de geração do sistema por minuto nessa microrrede.

As mesmas simulações e comparações podem ser realizadas para supercapacitores ou outros SAE's que possam absorver a variação de potência de alta frequência sem dano à sua vida útil, diferentemente da bateria. Outra abordagem é combinar bancos de supercapacitores e baterias, de forma que os supercapacitores absorvam as variações de alta frequência, por exemplo, variações de 1 minuto, enquanto as baterias sejam responsáveis pelas variações de baixa frequência, por exemplo, variações de 10 minutos.

Essas estratégias combinadas podem proporcionar uma solução mais robusta e duradoura para a suavização das variações de potência fotovoltaica, promovendo uma operação mais estável e eficiente do sistema.

VI. AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001

VII. REFERÊNCIAS

- [1] Lai, C. H.; Jia, Y.; Lai, L. L.; Xu, Z.; Mcculloch, D. M.; Wong, K. P. "A comprehensive review on large-scale photovoltaic system with applications of electrical energy storage." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 78, p. 439-451, maio. 2017.
- [2] Sun, Y.; Zhao, Z.; Yang, M.; Jia, D.; Pei, W.; Xu, B. "Overview of Energy Storage in Renewable Energy Power Fluctuation Mitigation". *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, v. 6, n. 1, p. 160-173, Mar. 2020.
- [3] Hill, C. A.; Such, C. M.; Chen, D.; Gonzales, J.; Grady, M. "Battery Energy Storage for Enabling Integration of Distributed Solar Power Generation." *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 3, n. 2, p. 850-857, jun. 2012.
- [4] Alam, M. J. E.; Muttaqi, K. M.; Sutanto, D. "A novel approach for ramp-rate control of solar PV using energy storage to mitigate output fluctuations caused by cloud passing." *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 29, n. 2, p. 507-518, jun. 2014.
- [5] Athari, M. H.; Wang, Z. F. "Impacts of wind power uncertainty on grid vulnerability to cascading overload failures." *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. v. 9, n. 1, p. 128-137. jan. 2018.
- [6] Shivashankar, S.; Mekhilef, S.; Mokhlis, H.; Karimi, M. "Mitigating methods of power fluctuation of photovoltaic (PV) sources - A review." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 59, p. 1170-1184, Jun. 2016.
- [7] Kakimoto, N.; Satoh, H.; Takayama, S. and Nakamura, K. "Ramp-Rate Control of Photovoltaic Generator With Electric Double-Layer Capacitor." *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 24, no. 2, pp. 465-473, jun 2009.
- [8] Sasmal, R. P.; Subir, S.; Ankur, C. "Solar photovoltaic output smoothing using Battery energy storage system." *National Power Systems Conference (NPSC)*, p. 1-5, dez. 2016.
- [9] Shivashankar, S.; Marayati, M.; Agileswari, K. R.; Hazlie M. "Ramp-rate control smoothing methods to control output power fluctuations." *Journal of Energy Storage*, v. 20, p. 218-229, out. 2018.
- [10] Gao, D. W.; Miller, M.; Wang, W. "Comparison of Standards and Technical Requirements of Grid Connected Wind Power Plants in China and the United States." *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*, 2016.
- [11] Ramakumar, R.; Jewell, W. "The Effects of Moving Clouds on Electric Utilities with Dispersed Photovoltaic Generation." *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. EC-2, no. 4, p. 570-576, dez. 1987.



VIII. BIOGRAFIAS

Samuel Carneiro Gomes nasceu em Curitiba, Brasil, em 23 de agosto de 1999. É estudante de graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Paraná. Realizou estágio na Universidade de Brno, República Tcheca acerca de regulações para inversores. Seus interesses de pesquisa incluem geração distribuída, eficiência energética e microrredes.



Abduramane dos Santos Baldé nasceu em Bissau, Guiné-Bissau, em 1 de maio de 1996. Recebeu o título de graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira. Atualmente, está trabalhando para o grau de mestre no Instituto de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná (UFPR), Curitiba (PR), Brasil. Seus interesses de pesquisa incluem microrredes e sistemas de geração distribuída.



João Américo Vilela Jr., nascido em 1976 em Goiânia, Brasil, é engenheiro eletricitista (2000), mestre (2003) em Engenharia Elétrica, pela Universidade Federal de Uberlândia e doutor em Engenharia Elétrica (2007) pela Universidade Federal de Santa Catarina. Atualmente exerce atividade docente na Universidade Federal do Paraná, desde 2011. Suas áreas de interesse são: geração distribuída, microrredes e acionamento de motores elétricos.