

Utilização de um banco de baterias para regulação de frequência de uma microrrede aplicando técnica de controle LQR

Gustavo C. Costa*. Douglas M. Magnus* **. Luciano L. Pfitscher*. Cesar C. Scharlau*.

* *Universidade Federal de Santa Catarina, Araranguá, Brasil (e-mail: , gustavo.cantarelli@grad.ufsc.br, luciano.pfitscher@ufsc.br, cesar.scharlau@ufsc.br, douglas.magnus@posgrad.ufsc.br).*

** *Instituto Federal de Santa Catarina, Criciúma, Brasil (e-mail: douglas.magnus@ifsc.edu.br).*

Abstract: Even though Brazil is a reference in renewable energy participation on its electric matrix, there is still a motivation to diversify this matrix, for three reasons: water resource dependency; abundance of energy resources and maturity of technological development. With the reduction of generation and storage system costs, there is a trend to increase other renewable resources participation, beyond the hydraulic such as wind and solar energy. Nonetheless, related to their construction characteristics, wind and solar technologies are unable to naturally add inertia to the electric system. Thus, the large renewable energy insertion presents a challenge to electrical system operation. Therefore, it's necessary to develop new alternatives to supply the disturbances caused, in particular, to the frequency range of the grid. In this context, this work proposes a LQR controller technic applied on a Battery Energy Storage System (BESS) for primary frequency regulation. Besides that, a dead band is used with the purpose that the system acts only on major disturbances. As a way of comparison, the Droop control is simulated for the same model. The simulations were performed using the *Matlab Simulink® software*.

Resumo: O Brasil, mesmo sendo referência em participação de energia renovável na matriz elétrica, ainda possui motivação para diversificação dessa matriz, principalmente por três motivos: dependência da fonte hídrica, abundância de recursos e desenvolvimento tecnológico. Com a redução de custos dos sistemas de geração e armazenamento, há uma tendência de maior participação de outras fontes renováveis na matriz elétrica brasileira, além da hídrica. Tendo em vista este crescimento, os dois maiores ascendentes são as energias eólica e solar. No entanto, relacionado às características construtivas, essas duas tecnologias não possuem capacidade de naturalmente entregar inércia ao sistema. Desta forma, a grande penetração destas fontes traz consigo um novo desafio à operação do sistema elétrico. Sendo assim, é necessário o desenvolvimento de novas alternativas para suprir as perturbações ocasionais, principalmente voltadas para variações de frequência. Para isso, este trabalho propõe a aplicação da técnica de controle ótimo de Controlador Linear Quadrático (LQR, Linear Quadratic Regulator) a um sistema de armazenamento de energia em baterias (BESS, Battery Energy Storage System) para regulação primária de frequência da rede. Além disso, é utilizado uma zona morta (dead band) para que o sistema atue somente em maiores perturbações. Como forma de comparação, é simulado o controle Droop para a mesma modelagem, sendo que as simulações foram realizadas utilizando o software *Matlab Simulink®*.

Keywords: Frequency; Batteries; Linear Quadratic Regulator; Synthetic inertia.

Palavras-chaves: : Frequência; Baterias; Regulador Linear Quadrático; Controle ótimo; Inércia sintética.

1. INTRODUÇÃO

Devido à predominância de fontes renováveis de energia, o Brasil é referência mundial em geração de energia elétrica, sendo esta representada por 84,8% da matriz, comparado com a média mundial de 27,0% (BEN, 2021). Atualmente, a fonte hídrica é uma das maiores responsáveis pela quantidade de energia gerada, representando 63,80% do montante total, seguido pela fonte eólica com 9,18% de participação e biomassa, com 9,04%. Além disso, é importante ressaltar a grande ascendência de participação da fonte solar fotovoltaica, com aumento de 61,5% entre 2019/2020 alcançando o patamar de 1,73% do montante total de energia produzida nacionalmente nesse período.

No início deste ano, foi publicado o decreto nº 10.946, de 25 de janeiro de 2022, que regulamenta a cessão de usos de recursos naturais em águas interiores, mar territorial, zona econômica exclusiva e na plataforma continental, para geração de energia elétrica por meio de empreendimentos chamados de offshore. Esta regulamentação era aguardada por diversos investidores nacionais e internacionais, abrindo portas para um crescimento ainda maior da participação da fonte eólica na matriz brasileira.

Com base no Plano Decenal de Energia (PDE 2031), haverá um crescimento na diversificação de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira, utilizando, principalmente, as fontes eólica, biomassa e solar. Para fins de comparação, o acréscimo percentual até o ano de 2031 será de 2,2% para a fonte eólica e 2,1% para a fonte solar. Quando somadas, as perspectivas é

que alcancem valores da ordem de 14,8% do total da capacidade instalada no Brasil.

De maneira geral, uma das características dos sistemas de geração hídrica e térmica são referentes ao armazenamento de energia por meio de massas girante, colaborando para inércia do sistema. Isso se deve ao fato referente às propriedades construtivas destas usinas geradoras, sendo que a maioria possui grandes massas rotativas, concedendo naturalmente inércia ao sistema, devido a existência desta reserva de energia. De maneira antagônica, temos as usinas baseadas em inversores, as quais geralmente operam com controladores de Rastreamento de Ponto de Máxima Potência (MPPT, do inglês *Maximum Power Point Tracking*) e, desta forma, não possuem reserva de energia e a sua fonte normalmente não é despachável, como caso das fontes eólica e solar.

Existem algumas formas de armazenamento de energia, sendo elas de maneira indireta pela forma construtiva dos equipamentos, ou de maneira direta, em equipamentos mecânicos ou eletroquímicos para armazenamento. Sendo assim, em Teixeira (2019) e Bueno (2017) temos que as baterias eletroquímicas e usinas reversíveis apresentam-se como fonte de armazenamento de energia importante, devido a proporcionar garantia energética nos momentos de escassez de recursos, além de auxiliarem na estabilidade do sistema.

O valor de frequência do sistema possui ligação direta com a velocidade de rotação das máquinas girantes conectadas a ele (PESTANA, 2019). A capacidade inercial do sistema elétrico é mensurada em quanto o sistema elétrico é capaz de manter seus valores de frequência frente a distúrbios de carga-geração, sendo que esses distúrbios são relacionados a inserção ou retirada de alguma carga/unidade geradora significativa da rede.

Uma das atribuições do Operador Nacional do Sistema (ONS) é relacionada à contratação e à administração de serviços ancilares, sendo que uma das responsabilidades deste órgão é referente ao suporte de reativos e o controle primário e secundário de frequência das unidades geradoras (ONS, 2019).

Para que o sistema opere dentro dos seus limites, a frequência deve estar entre 58,5 e 62,5 Hz (Figura 1), sendo que para valores acima ou abaixo deste limite, é necessária uma intervenção para regulação do sistema. A necessidade de intervenção para regulação de frequência está relacionada ao nível de inércia, sendo que o controle da flutuação de frequência pode ser realizado por meio da injeção momentânea de energia.



Figura 1. Valores de frequência de operação (ONS, Adaptado, 2017)

A alta inserção de fontes renováveis no Sistema Elétrico de Potência (SEP) traz consigo um grande desafio relacionado à operação do sistema, pois devido a algumas fontes serem não

despacháveis, estas reduzem as características de flexibilidade do sistema frente a distúrbios de carga-geração.

O ONS alterou em 2017 os Procedimentos de Rede (ONS, 2017), estabelecendo que todas as unidades geradoras baseadas em inversores são obrigadas a auxiliar na manutenção dos pilares de operação, que correspondem aos padrões de qualidade, continuidade e segurança do sistema (MUNDSTOK, 2015). A norma diz que todas as unidades geradoras eólicas com capacidade instalada superior a 10 MW devem dispor de controladores sensíveis a variação de frequência da rede, de modo a auxiliar em momentos de distúrbios de carga-geração (ONS, 2017). Além disso, a mesma norma trata a respeito de energia reativa, sendo que as unidades geradoras, mesmo que não estejam gerando potência ativa, devem ser capazes de gerar/absorver energia reativa.

Além das formas naturais de controle de frequência da rede, é possível utilizar outros equipamentos ou tecnologias para realizar a regulação das características da rede, principalmente voltada para tensão e frequência. As baterias eletroquímicas apresentam-se em maior desenvolvimento tecnológico em razão da gama de aplicação, sendo que o mercado automotivo é um dos principais responsáveis pelo desenvolvimento na área.

Devido à maturidade tecnológica, são empregados no cenário vigente seis tipos de baterias secundárias no âmbito industrial: níquel-hidreto metálico, chumbo-ácido, níquel-cádmio, sódio-enxofre, cloreto de níquel e sódio e baterias de íon-lítio (PEREZ, 2015). Este tipo de tecnologia é capaz de descarregar em potências da ordem de 1 – 50 MW, possuindo capacidade de armazenamento de cerca de 100 MWh, dependendo do formato do arranjo. (TESLA, 2022).

A forma de carregamento das baterias é relacionada a uma série de reações químicas internas ocasionadas pela aplicação de uma tensão entre seus terminais, sendo que o processo de descarregamento é equivalente à reversão das reações citadas (PENISGA, 2016; PEREZ, 2015). Devido a estas condições, a forma de atuação do banco de baterias é instantânea, quando comparadas a outras formas de armazenamento, as quais em sua maioria são dependentes do acionamento de sistemas mecânicos ou dependentes de condições naturais não controláveis.

Devido à escala e desenvolvimento tecnológico, houve uma redução de 89% no preço médio das baterias de íon-lítio entre 2010 e 2020, alcançando valores da ordem de \$137/ kWh, sendo que a perspectiva é que em 2023 o preço médio fique próximo de \$100/ kWh (BloombergNEF, 2020).

Devido à redução de custos das baterias estacionárias e à alta inserção de fontes não despacháveis no sistema elétrico, diversos trabalhos foram desenvolvidos com a finalidade de aferir o comportamento de banco de baterias para a operação de sistemas ancilares. Desta forma, os trabalhos apresentados a seguir abordam a aplicação de técnicas de controle voltadas para o gerenciamento do sistema de armazenamento para operação durante eventos de flutuação de frequência.

Em Amin, et al (2021), é utilizado um sistema de baterias para controle primário de frequência utilizando o controlador *Droop*, sendo que os resultados auxiliam na determinação de potência do banco de baterias e no impacto na excursão de frequência. Já em Kerdphol, et al (2019), é proposta a utilização do controlador robusto H_∞ para geração de inércia sintética, o qual é aplicado junto ao sistema de armazenamento de energia. Neste mesmo estudo, é realizada a utilização do controlador proporcional integral para fins de comparação.

Com a alta inserção de fontes que não contribuem com inércia ao sistema, é criado um desafio à operação do Sistema Elétrico de Potência (SEP), pois o sistema fica mais susceptível a variações das características de frequência e tensão. Desta forma, é necessário o desenvolvimento de novas técnicas aplicadas para reduzir os impactos negativos ocasionados por essa transição.

Devido a tendência de aumento da participação de fontes renováveis ao SEP, se faz necessária uma maior atenção a respeito dos serviços ancilares. Portanto, é indispensável a intensificação de estudos para a utilização de bancos de baterias para atenuação dos impactos na variação de frequência da rede, visto a redução de custos desses sistemas.

É proposto a aplicação do método de controle do Regulador Quadrático Linear (LQR, do inglês *Linear Quadratic Regulator*) aplicando uma zona morta (*dead band*), vinculado ao *link* de corrente contínua (CC) de um banco de baterias, desenvolvido para emulação de inércia sintética. O objetivo é avaliar o desempenho energético, em termos de excursão de frequência da rede, utilizando um banco de baterias como fonte de armazenamento de energia. Para isso, é verificado a performance da utilização do banco de baterias para regulação de frequência frente a um desbalanço de carga e geração.

Para a modelagem, além do sistema de armazenamento de baterias, são consideradas fontes hídrica e térmica, as quais contribuem de maneira natural para a inércia do sistema.

O artigo é organizado conforme segue: a Seção 2 apresenta o projeto do controlador e a modelagem dos sistemas implementados; o estudo de caso é demonstrado juntamente com o debate dos resultados na Seção 3; e as considerações finais do trabalho são apresentadas na Seção 4.

2. PROJETO DO CONTROLADOR

O controlador *Droop* é utilizado como forma comparativa ao LQR, sendo que para as simulações também é modelado o sistema sem o controlador de inércia, para fins de comparação e aferição da eficiência do sistema.

O controlador *Droop* é um dos métodos de controle proporcional largamente utilizando, apresentando maior recorrência que o controlador Proporcional Derivativo (PD). Ele se destaca entre os métodos, pois não necessita de comunicação entre os geradores. Além disso, o método utiliza a variação na potência solicitada pela carga e indica ao capacitor de saída a variação de tensão, o qual está conectado à malha integrada da planta. Desta forma, este controlador permite atuar de maneira paralela com a planta de controle (CHATTOPADHAYAY, 2017). Neste trabalho não é

apresentada de maneira aprofundada a parte conceitual sobre este controlador, ao passo que maiores informações podem ser encontradas em (GROSS, 1986).

A avaliação quantitativa é feita verificando principalmente os valores de excursão de frequência frente a distúrbios. Ademais, são analisados também os valores de potência e energia injetados. Outro dado relevante é quanto à eficiência do método utilizado, ao passo que esse apresenta de maneira acumulada a variação de frequência durante o período avaliado, sendo esse parâmetro representado por $\epsilon_{\Delta f}$.

2.1. Modelo de Microrrede

A seguir, é apresentado o diagrama de blocos do modelo de microrrede utilizado, sendo representadas as funções de transferência dos componentes. Vale ressaltar que o princípio de modelagem foi utilizado de Magnus *et al* (2021).

Na figura 2 **Erro! Fonte de referência não encontrada.** é apresentada a um sistema de controle em malha fechada de resposta no domínio da frequência, ao passo que na parte superior temos a termelétrica (TPP, do inglês *Thermal Power Plant*), ao centro temos a hidrelétrica (HPP, do inglês *Hydro Power Plant*) e por fim, na parte inferior e em destaque temos a modelagem do banco de baterias (BESS, do inglês *Battery Energy Storage System*). Este modelo é baseado em Hafiz e Abdennour (2015) e Li et al (2019) Kendphol (2019) e foi projetado no software Matlab® Simulink.

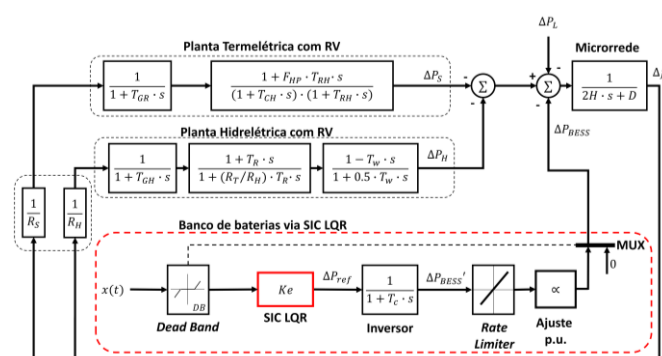


Figura 2. Diagrama de blocos da microrrede

Com relação às variáveis apresentadas na modelagem da figura 2, temos que:

- Δf é a variação de frequência do sistema (p.u.);
- ΔP_H é a variação da potência ativa fornecida pela HPP (p.u.);
- ΔP_S é a variação da potência ativa fornecida pela TPP (p.u.);
- ΔP_L é o distúrbio de carga-geração (p.u.);
- ΔP_{BESS} é a variação da potência ativa fornecida pelo BESS ou resposta do controle de inércia sintética (p.u.);

$x(t)$ é a variável que representa os dois estados do banco de baterias: a variação de frequência e a variação da potência ativa.

Com relação ao sistema de armazenamento, podemos perceber a presença de um multiplexador (MUX), o qual possui função controlar o sinal de saída do volume de controle do banco de

baterias. O sinal de entrada para o MUX é a resposta da *dead band*, ao passo que se o valor de variação de frequência for inferior ao estipulado, o sinal indica que a entrada do MUX deve ser zero (0). Caso o valor de variação de frequência seja superior ao estabelecido, o controlador atua e a entrada do MUX será o vetor obtido após a atuação do controle. Vale ressaltar que o vetor de saída do multiplexador será referente à potência ativa do banco de baterias para regulação de frequência.

2.2. Sistema de Armazenamento

O sistema de armazenamento utilizado é um banco de baterias, o qual será responsável por realizar o despacho de energia em momentos de distúrbios de carga-geração. Além disso, é inserido dentro do controlador do sistema de baterias uma *dead band*. A função deste componente é limitar a atuação do sistema de controle apenas para desvios de frequências significativos, de acordo com os limites estabelecidos, ao passo que os equipamentos de segurança do sistema atuam atenuando a falha. Desta forma, o banco de baterias somente irá atuar para atenuar as variações de frequência superiores a 0,003 p.u. ou 0.18 Hz, sendo a referência do sistema igual a 60 Hz.

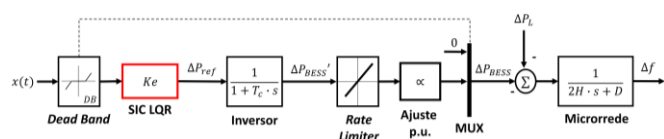


Figura 3. Modelo de blocos do sistema de armazenamento

Para linearização do sistema e desenvolvimento do modelo em espaço de estados para projeto do LQR, assumiu-se apenas a dinâmica do BESS com a microrrede, conforme exposto na figura acima. As dinâmicas das demais plantas geradoras, neste momento, também foram assumidas como distúrbio do sistema. O *deadband* e o *rate limiter* foram desconsiderados do projeto e utilizados apenas na simulação do sistema no domínio do tempo, contudo, destaca-se que em um projeto futuro estas não linearidades podem ser consideradas no projeto por meio de outras técnicas de controle.

O vetor de estados do sistema ($x(t)$) possui dois estados, sendo que o primeiro é relacionado ao valor de variação de frequência (Δf) durante a perturbação, ao passo que o segundo estado é referente à variação de potência do BESS (ΔP_{BESS}), conforme apresentado na equação (1)

$$x(t) = [\Delta f \quad \Delta P_{BESS}] \quad (1)$$

O vetor de entrada do sistema ($u(t)$) é definido pelo valor de variação da referência de potência do BESS (ΔP_{ref}). Logo, as matrizes e vetores do sistema linearizado em espaço de estados, aplicadas posteriormente no cálculo do LQR, são definidas nas equações (2) e (3).

$$A = \begin{bmatrix} -\frac{D}{2H} & \frac{\alpha}{2H} \\ 0 & \frac{-1}{T_c} \end{bmatrix} \quad (2)$$

$$B = \begin{bmatrix} 0 & \frac{-1}{T_c} \end{bmatrix}^T \quad (3)$$

Vale lembrar que uma vantagem da utilização do sistema LQR é que com a utilização desta metodologia de controle, é possível realizar a realimentação de vários estados de maneira conjunta. Desta forma, é possível otimizar simultaneamente a realimentação do valor de excursão de frequência e de variação de potência do BESS.

2.3. REGULADOR LINEAR QUADRÁTICO (LQR)

Existem diversas técnicas de controle moderno, ao passo que o controle ótimo representa um sistema realimentado, sendo este capaz de satisfazer requisitos de estabilidade, respeitando preceitos das restrições relacionadas ao controle clássico (AGUIRRE, 2007).

O LQR é um método conhecido que fornece ganhos de *feedback* de forma otimizada e linear, permitindo que projetos de sistemas possuam alto desempenho e estabilidade em malha fechada (BARBOSA et al., 2016).

Uma das características relativas ao controlador LQR é referente à sua eficiência, sendo que podemos otimizar as variáveis de interesse por meio da ponderação da matriz em espaço de estados. O controlador LQR é composto pelas variáveis Q, a qual é responsável pela ponderação dos fatores de interesse, e R que representa o nível de velocidade do controlador, sendo que quanto maior, mais agressivo e quanto menor mais suave. Vale ressaltar que o nível de velocidade está atrelado diretamente ao gasto energético para executar o controle.

As matrizes apresentadas na equação (4), referem-se aos estados da modelagem, sendo que n_1 é a ponderação dada para a variação de frequência do sistema, n_2 é o peso dado à variação de potência do banco de baterias e n_3 é o custo energético para que o sistema retorne aos valores de referência.

$$Q = \begin{bmatrix} n_1 & 0 \\ 0 & n_2 \end{bmatrix}; R = n_3 \quad (4)$$

O método de Bryson (1975) é um dos métodos mais utilizados para a ponderação das constantes de parametrização, principalmente devido à sua simplicidade. Para este método, são aplicados os maiores desvios aceitáveis para cada variável. Sendo assim, os parâmetros n_i são obtidos por meio da equação (5).

$$n_i = \frac{1}{devmax_i^2} \quad (5)$$

A variável $devmax_i$ representa o maior desvio aceitável do estado avaliado, sendo dada em p.u. Este método é utilizado comumente como estimativa inicial das ponderações, sendo que para este trabalho foi utilizada a estratégia de tentativa e erro para o ajuste das ponderações. Desta forma, a equação (6) apresenta as ponderações utilizadas para o controlador LQR.

$$n_1 = 3600; n_2 = 0,09; n_3 = 1 \quad (6)$$

Além disso, este método de controle é baseado em uma função custo J , a qual é potencializada para realizar a regulação de frequência necessária e reduzir o custo energético, conforme a equação (7).

$$J = \int_0^{\infty} (x^T Q x + u^T R u) dt \quad (7)$$

Ao utilizar o controlador LQR , é possível otimizar o ganho K_{LQR} (equações 11), o qual minimiza a função custo representada pelas equações (8) e (9). O vetor $u(t)$ representa a entrada do sistema, relativos aos valores de referência de potência e frequência do banco de baterias.

$$u = -K_{LQR}x \quad (8)$$

$$\dot{x} = (A - BK_{LQR})x \quad (9)$$

Sabendo-se que o sistema modelado é estabilizável, o controlador LQR minimiza em termos quadráticos a função objetivo (equação 5), a qual é referente à energia do sistema.

Por fim, é utilizada a equação de Ricatti para a obtenção do parâmetro P , o qual é apresentado na equação (10).

$$PA_a + A_a^T P - PB_a R^{-1} B_a^T P + Q = 0 \quad (10)$$

Após a obtenção de todos os parâmetros necessários e a ponderação das matrizes Q e R (equação 6), podemos obter o vetor de ganhos K_{LQR} , conforme equação 11.

$$K_{LQR} = R^{-1} B_a^T \bar{P} \quad (11)$$

Na tabela 1 são apresentados os parâmetros utilizados no modelo simulado.

Tabela 1. Parâmetros do modelo

Sistema Isolado	
H , constante de inércia (s)	1.00
D , constante de amortecimento (p.u./Hz)	0.60
Planta de potência Hidráulica	
T_w , Water starting time (s)	1.00
T_R , Reset time (s)	5.00
R_T , Ganho de estatismo transitório	0.38
R_H , Ganho de estatismo permanente	0.05
μ , Nível de penetração na rede (%)	45.00
T_{GH} , constante de tempo do regulador de velocidade (s)	0.20
Planta de potência Térmica	
T_{CH} , Constante de tempo da câmara de vapor (s)	0.30
T_{RH} , Constante de tempo do reaquecedor (s)	7.00
F_{HP} , Fração de potência térmica extraída pela turbina de alta pressão	0.30
T_{GT} , Constante de tempo do regulador de velocidade (s)	0.20
μ , Nível de penetração na rede (%)	45.00
R_{TPP} , Ganho de estatismo permanente	0.05
Banco de Baterias	
VT_f , constante de tempo do filtro	0.01
T_c , constante de tempo do conversor	0.20
α , Nível de penetração na rede (%)	10.00
P_{bess} , potência do banco de baterias (MWh)	1.00

A microrrede modelada possui duas fontes de geração e uma de armazenamento de energia, sendo que o sistema possui 10 MW. As fontes hídricas e térmicas representam uma inserção da microrrede de 45% cada uma, e o banco de baterias complementa o restante com 10%.

3. ESTUDO DE CASO

Para a avaliação do comportamento da microrrede e análise do funcionamento do controlador, é aplicada uma função que representa as diversas variações de potência ativa da rede. Essa perturbação maior pode ser caracterizada por uma entrada de uma carga ou desconexão de algum gerador com potências significativas. Desta forma, o gráfico da Figura 4 mostra o distúrbio aplicado, sendo que o eixo x representa o tempo e o eixo y a excursão de potência, ao passo que a alteração da frequência é dada pela variação de potência ativa do sistema.

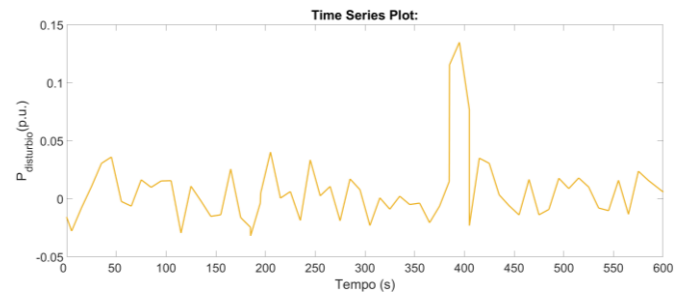


Figura 4. Gráfico da perturbação utilizado

Relacionado à perturbação aplicada, podemos observar que o instante próximo de 380 segundos é o momento em que a intensidade de variação de potência ativa é maior. Desta forma, espera-se que nesse instante ocorra a variação de frequência mais intensa. A aplicação da perturbação é feita somente neste instante, para que no período anterior e posterior a ela, seja feita a análise da atuação da *deadband*.

Na figura 5 podemos avaliar a variação de frequência do sistema ao longo do tempo. Além disso, podemos ver os períodos de atuação do controlador LQR atenuando as excursões de frequência. A Tabela 2 apresenta os resultados numéricos mais relevantes para análise.

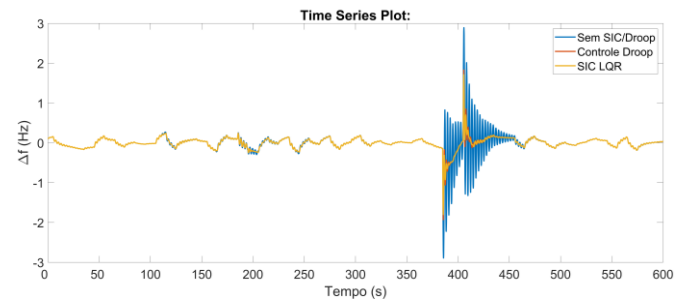


Figura 5. Variação de frequência

Tabela 2. Avaliação dos resultados durante o instante de maior variação de frequência

Controlador	Maior excursão de frequência	% da referência ¹
LQR	-1.80 Hz	3.03%
Droop	-1.93 Hz	3.22%
Sem controle	-2.98 Hz	4.97%

A maior excursão de frequência ocorreu aproximadamente no instante de 382 segundos, momento de maior perturbação na entrada. Com os resultados obtidos, podemos observar que o sistema que possui o banco de baterias com controlador de inércia sintética apresenta uma excursão de frequência inferior ao sistema que não possui o banco de baterias, em pelo menos 35,21%. A respeito dos sistemas com controlador, o LQR apresentou uma excursão de frequência 5,90% inferior ao *Droop*. Desta forma, podemos dizer que a utilização do banco de baterias auxilia na atenuação das excursões de frequência, tendo em vista que o sistema “sem controle” é análogo à microrrede sem a presença do banco de baterias.

Ao avaliar o sistema sem a presença do banco de baterias, com base nos limites de frequência da Figura 1, uma redução de 2,98 Hz implica que os geradores poderiam ser desconectados caso esta excursão de frequência se mantivesse por cerca de 20 segundos. Mas, devido as características da microrrede modelada, a qual é baseada em fontes que contribuem naturalmente à inércia do sistema, essa variação de frequência é atenuada, mesmo que de maneira mais lenta, mesmo sem o banco de baterias.

Podemos analisar também o tempo de retorno aos limites aceitáveis de frequência. Para o sistema que utiliza o banco de baterias, sendo ele com o controlador LQR ou Droop, o tempo de retorno é de aproximadamente 27,6 segundos, ao passo que no sistema sem o banco de baterias, este retorno é da ordem de 70 segundos. Vale ressaltar que os limites estipulados pelo ONS são referentes à manutenção de sub ou sobrefrequência pelo período estipulado; estes limites não são aplicados ao período transitório em que a frequência fica abaixo e logo em seguida acima do valor de referência.

Com relação a atuação do *deadband*, é possível notar que o controlador atuou somente em variações de frequências mais bruscas, ao passo que para pequenas flutuações de frequência, representadas pelos instantes antes e pós a perturbação em 380 segundos, o banco de baterias não foi acionado.

A Figura 6 apresenta o comportamento da variação de frequência acumulada para a simulação apresentada. Observa-se que quanto menor a área abaixo desta curva, mais eficiente é o método.

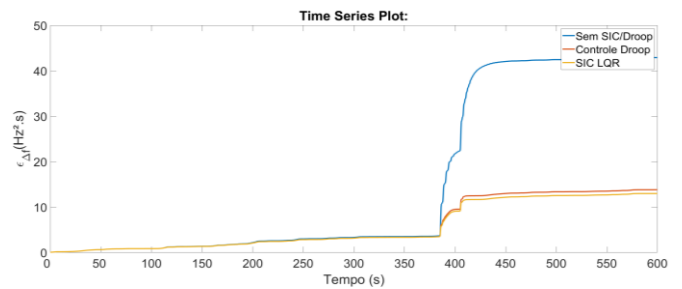


Figura 6. Variação de frequência acumulada

A linha em azul representa o sistema sem o banco de baterias, sendo que após a perturbação maior, ocorre um descolamento das linhas com simulador de inércia sintética. Avaliando os controladores de inércia sintética, podemos perceber que o LQR é mais eficiente, conforme Tabela 3

Tabela 3. Valores de eficiência do sistema ($\epsilon_{\Delta f}$)

Tempo (s)	0	200	400	600
LQR (Hz ² s)	0	1.78	3.50	12.97
Droop (Hz ² s)	0	1.78	3.50	13.80
Sem controle (Hz ² s)	0	1.82	3.66	42.84

Com base na função custo, podemos ver que o sistema com o controlador LQR apresenta uma variação de frequência do valor de referência menor que o controlador Droop e o sistema sem o controle de inércia. Comparando os dois SIC's, temos que o LQR é 6.01% mais eficiente.

O gráfico de variação de energia do banco de baterias ao longo do tempo é apresentado na Figura 7. Estes valores são apresentados em p.u. e representam a quantidade de energia gasta em cada evento de excursão de frequência. Os valores numéricos de interesse estão apresentados na Tabela 4.

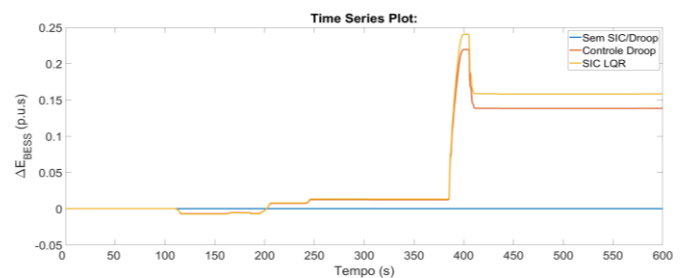


Figura 7. Variação de energia do banco de baterias

Tabela 4. Avaliação dos resultados da variação de energia

Controlador	Excursão de energia do banco de baterias na maior perturbação
LQR	0.2405 p.u.
Droop	0.2194 p.u.

¹ A referência brasileira para o valor de frequência do SIN é de 60 Hz.

Por meio desta análise, podemos constatar que a utilização de energia durante o período de pico é maior em 9.62% em termos absolutos para o controlador LQR, quando comparado ao controlador Droop.

Em outra análise, podemos ver a variação de potência do banco de baterias ao longo do tempo, apresentado na Figura 8.

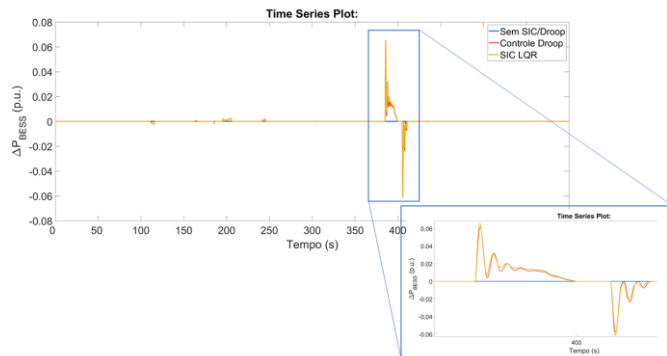


Figura 8. Variação de potência ativa do banco de baterias

É possível observar, que o controlador LQR utiliza de maneira sutil uma quantidade maior de energia que o controlador Droop. Entretanto, essa diferença de potência é pequena, sendo da ordem de 0.004 p.u.

Ao compararmos o valor de potência utilizada do banco de baterias juntamente ao gráfico de perturbação, podemos perceber que somente em casos pontuais o sistema de armazenamento foi utilizado, sendo que isso se deve ao fato da utilização do filtro *dead band*. Além disso, a utilização do banco de baterias apresenta uma mudança significativa na dinâmica da microrrede, ao passo que os desvios de frequência são atenuados de maneira instantânea, após a atuação deste sistema de armazenamento.

4. CONCLUSÕES

O uso de baterias vem se intensificando nos últimos anos, principalmente devido ao desenvolvimento tecnológico e a redução de custos. Com a crescente participação de fontes de energia que não contribuem naturalmente com inércia do sistema, é necessário desenvolver novas alternativas para a regulação de frequência da rede. Desta forma, neste projeto é aplicado a técnica de controle ótimo LQR para regulação primária de frequência da rede. Para fins de comparação, é modelado também o controlador *Droop*, além da microrrede sem controlador aplicado.

Baseado nos resultados obtidos, podemos dizer que o controlador LQR apresentou resultados superiores em questão de redução nos desvios de frequência do sistema frente a distúrbios de maior intensidade. Foi possível perceber também, por meio da energia contida no banco de baterias, que a presença do filtro *dead band* foi importante, ao passo que banco de baterias foi preservado em flutuações de frequência inferiores ao limite pré-estabelecido.

Com relação a eficiência do sistema, vimos que o controlador LQR apresentou um menor nível de excursão de frequência

acumulada. Isso significa que a variação de frequência da microrrede é inferior quando é utilizado o SIC LQR para o banco de baterias, quando comparado aos três sistemas simulados.

Como recomendação de trabalhos futuros, é indicado a realização de simulação na qual o sistema modelado possua fontes de energia baseadas em inversores (solar e eólica), aferindo o comportamento do banco de baterias ao passo que a microrrede possui uma penetração de sistema de geração com fontes de energia perene. Além disso, é indicado a verificação do sistema com diferentes níveis de participação do banco de baterias, verificando a influência da potência de descarga e quantidade de energia armazenada.

5. REFERÊNCIAS

AGUIRRE, L.A.: Enciclopédia de Automática – Controle e Automação, Volume 1 – 1ª Edição, 2007, Blucher.

AMIN, M.R.; Negnevitsky, M.; Franklin, E.; Alam, K.S.; Naderi, S.B. Application of Battery Energy Storage Systems for Primary Frequency Control in Power Systems with High Renewable Energy Penetration. *Energies* 2021, 14, 1379. <<https://doi.org/10.3390/en14051379>>

BARBOSA, P. et al. A LQR design with rejection of disturbances and robustness to load variations applied to a buck converter. *Eletrônica de Potência*, v. 21, n. 1, p. 7–15, 1 fev. 2016

BUENO, A ; BRANDÃO, C. Visão geral de tecnologia e mercado para os sistemas de armazenamento de energia elétrica no brasil. [s.l.: s.n., s.d.]. Disponível em: <http://abaque.com.br/wp-content/uploads/2017/07/Estudo_Mercado_Armazenamento_Brasil.pdf>.

CHATTOPADHAYAY, S., DAS, P. PALMAL, M. A d-q voltage Droop control method with dynamically phase-shifted phase-locked loop for inverter paralleling without any communication between individual inverters. *IEEE transactions on Industrial Electronics*, vol 64, no 6, pp 4591-4600, 2017

EPE. Micro e Minigeração Distribuída & Baterias Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. [s.l.: s.n., s.d.]. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/topico-522/Caderno%20MMGD%20Baterias%20-%20PDE%202030%20Rev.pdf>>. Acesso em: 27 Jan. 2022.

GROSS, C.A. *Power System Analysis*. 2. ed. New York: John Wiley & Sons, 1986

KERDPHOL, F. RAHMAN, M. MITANI, Y. WATANABE M., KÜFEOĞLU, S. "Robust Virtual Inertia Control of an Islanded Microgrid Considering High Penetration of Renewable Energy," in *IEEE Access*, vol. 6, pp. 625-636, 2018, doi: 10.1109/ACCESS.2017.2773486.

KERDPHOL, F. RAHMAN, M. MITANI, Y. "Robust Virtual Inertia Control of a Low Inertia Microgrid Considering Frequency Measurement Effects," in IEEE Access, vol. 7, pp. 57550-57560, 2019, <<https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2913042>>.

MAGNUS, Douglas M.; SCHARLAU, Cesar C.; PFITSCHER, Luciano L.; COSTA, Gustavo C.; SILVA, Guilherme M. A novel approach for robust control design of hidden synthetic inertia for variable speed wind turbines. Electric Power Systems Research, [S.L.], v. 196, p. 107267, jul. 2021. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107267>.

MUNDSTOCK, T. BARBOSA, A. QUINTÃO, P. SARDINHA A, BIANCO, A. "Avaliação dos Efeitos da Representação da Inércia Sintética no Parque Aerogerador com Previsão de Implantação na Região Nordeste," XXIII SNPTEE, pp. 1-2, Outubro 2015.

ONS (2017) 'Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão', ONS, p 21-31.

ONS. Submódulo 14.1. [s.l.: s.n., s.d.], 2019. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%2014%2FSubm%C3%B3dulo%2014.1%2FSubm%C3%B3dulo%2014.1%202019.08.pdf>>. Acesso em: 2 Feb. 2022.

PENISGA, B. M. C. Sistema de Eletricidade e veículos elétricos em Portugal até 2050. Dissertação (mestrado) – Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa, Lisboa, Portugal, 2016.

PEREZ, F. Inserção e controle de armazenadores de energia em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Dissertação (mestrado) – Pós Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, MG, 2015.

PESTANA, Bruno. Impacto da geração eólica na inércia e estabilidade de frequência de sistemas de energia elétrica. [s.l.: s.n., s.d.]. Disponível em: <<http://www.repositorio.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10030923.pdf>>. Acesso em: 28 Jan. 2022.

TEIXEIRA, Thaís Pacheco. Modelagem da Utilização de Baterias em Sistemas Elétricos com Alta Inserção de Geração Eólica – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2018. XV, 170 p.: il.; 29,7 cm.

TESLA. Powerwall. Disponível em: <https://www.tesla.com/en_EU/powerwall?redirect=no>. Acesso em: 13 mar. 2022.