



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CAMPUS ARARANGUÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA E SUSTENTABILIDADE

Douglas de Matos Magnus

**NOVAS ABORDAGENS DE PROJETO DE CONTROLADORES DE INÉRCIA
SINTÉTICA E DE VELOCIDADE PARA TURBINAS EÓLICAS DE VELOCIDADE
VARIÁVEL BASEADAS EM LQR E CONTROLE H_{∞}**

Araranguá
2020

Douglas de Matos Magnus

**NOVAS ABORDAGENS DE PROJETO DE CONTROLADORES DE INÉRCIA
SINTÉTICA E DE VELOCIDADE PARA TURBINAS EÓLICAS DE VELOCIDADE
VARIÁVEL BASEADAS EM LQR E CONTROLE H_{∞}**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Energia e Sustentabilidade da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do título de Mestre em Energia e Sustentabilidade.

Orientador: Prof. Dr. Luciano Lopes Pfitscher
Coorientador: Prof. Dr. Cesar Cataldo Scharlau

Araranguá
2020

Ficha de identificação da obra

Magnus, Douglas de Matos

Novas Abordagens de Projeto de Controladores de Inércia Sintética e de Velocidade para Turbinas Eólicas de Velocidade Variável Baseadas em LQR e Controle H^∞ / Douglas de Matos Magnus; orientador, Luciano Lopes Pfitscher, coorientador, César Cataldo Scharlau, 2020.

66 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Campus Araranguá. Programa de Pós-Graduação em Energia e Sustentabilidade.

1. Energia e Sustentabilidade. 2. Controle Robusto. 3. Geração Eólica. 4. Otimização. 5. Regulação de Frequência. I. Pfitscher, Luciano Lopes. II. Scharlau, César Cataldo. III. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Energia e Sustentabilidade. IV. Título.

Douglas de Matos Magnus

**NOVAS ABORDAGENS DE PROJETO DE CONTROLADORES DE INÉRCIA
SINTÉTICA E DE VELOCIDADE PARA TURBINAS EÓLICAS DE VELOCIDADE
VARIÁVEL BASEADAS EM LQR E CONTROLE H_∞**

O presente trabalho em nível de mestrado foi avaliado e aprovado por banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Daniel Pinheiro Bernardon, Dr.
Universidade Federal de Santa Maria

Prof. Giuliano Arns Rampinelli, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Leonardo Elizeire Bremermann, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Certificamos que esta é a versão original e final do trabalho de conclusão que foi julgado adequado para obtenção do título de Mestre em Energia e Sustentabilidade.

Coordenação do Programa de Pós-Graduação

Prof. Luciano Lopes Pfitscher, Dr.
Orientador

Araranguá, 2020.

AGRADECIMENTOS

À minha família, por toda compreensão e apoio durante mais uma jornada tão importante da minha vida. Aos meus amigos, em especial aos colegas Guilherme e Geóvio por também trilharem esse caminho comigo. Aos orientadores, por todos os valiosos ensinamentos, pela paciência e, sobretudo, pela confiança depositada. À Universidade Federal de Santa Catarina, pela oportunidade de cursar uma pós-graduação de excelência. À Fundação de Amparo à Pesquisa e Inovação do Estado de Santa Catarina, pelo fomento disponibilizado à pesquisa. E, por fim, àqueles que de alguma forma contribuíram direta ou indiretamente com o trabalho, fica minha mais sincera gratidão.

“Não te opõe ao curso do rio, [...] têm dias que a vida é um ato de coragem.”

RESUMO

A alta penetração de fontes renováveis nos Sistemas Elétricos de Potência (SEPs) gera desafios à operação do sistema. O fato de geralmente operarem com controladores de Rastreamento do Ponto de Máxima Potência (MPPT, do inglês *Maximum Power Point Tracking*), e assim não disporem de reservas de energia para regulação de frequência, degrada a capacidade de amortecimento das excursões de frequência em grandes perturbações ou desbalanços de carga e geração. Diante deste problema, inversores com Controlador de Inércia Sintética (SIC, do inglês *Synthetic Inertia Control*) surgem como alternativas à atenuação dos problemas de resposta de frequência em SEPs e microrredes com alta penetração de fontes renováveis de energia. No âmbito da geração eólica, a extração de energia cinética da turbina para modular a potência utilizada na regulação de frequência se mostra atrativa, ao passo que permite a manutenção do aerogerador em MPPT durante condições normais de operação. Contudo, a extração de energia cinética da turbina durante a contingência resulta em um maior esforço eletromecânico do aerogerador neste período transitório que, em casos extremos, podem levar o aerogerador à instabilidade. Além disto, os projetos de controladores de inércia sintética geralmente não consideram os impactos da malha de controle de velocidade da turbina, fator este que limita o desempenho da resposta inercial do aerogerador. Isto posto, o estudo busca apresentar novas metodologias de projeto de controladores de inércia sintética para aerogeradores de velocidade variável que considerem o compromisso entre a resposta de frequência da rede e as restrições operativas dos estados do aerogerador. O diferencial do trabalho se ampara na apresentação de três estratégias de projeto em espaço de estados, sendo estas baseadas em controle robusto via norma H_∞ por realimentação dinâmica de saída e por realimentação estática de estados, além da técnica de controle ótimo por realimentação estática de estados via Regulador Linear Quadrático (LQR, do inglês *Linear Quadratic Regulator*). As técnicas baseadas em norma H_∞ operam como controle suplementar, enquanto o SIC baseado em LQR utiliza um modelo expandido com rastreamento de referência que substitui o regulador de velocidade convencional da turbina eólica. O estudo foi realizado em uma plataforma computacional de simulação com a modelagem matemática dinâmica do aerogerador e de uma microrrede, a fim comparar a resposta de frequência do sistema frente a distúrbios de carga-geração e variações da velocidade do vento em cenários sem contribuição do aerogerador na regulação de frequência, com contribuição por técnica convencional baseada em controle Proporcional-Derivativo e considerando as estratégias de controle propostas. Observa-se que as alternativas propostas permitem otimizar o desempenho do controle de inércia sintética de maneira factível e em conformidade com as restrições operativas do aerogerador. As topologias baseadas em norma H_∞ apresentaram maior atenuação dos efeitos dos distúrbios de carga-geração na resposta de frequência da microrrede, ao passo que o SIC via LQR obteve valores menores para uma função custo baseada na norma H_2 do sinal de frequência, proporcionando assim melhor desempenho frente às variações de referência e mudanças de ponto de operação geradas pelo perfil dinâmico da velocidade do vento.

Palavras-chave: Controle Robusto. Inércia Sintética. Geração Eólica. Otimização. Regulação de Frequência.

ABSTRACT

The high penetration of renewable energy sources into Electrical Power Systems (EPSs) poses challenges to system operation. The fact that these sources generally operate with Maximum Power Point Tracking (MPPT) controllers, and thus do not have power reserves for frequency control, degrades the damping of frequency excursions in large disturbances or load-generation unbalances. Faced with this problem, inverters with Synthetic Inertia Control (SIC) appear as alternatives to the attenuation of frequency response problems in EPSs with high penetration of renewable energy sources. In the field of wind generation, the extraction of kinetic energy from the turbine to modulate the active power utilized for frequency regulation is attractive, while permitting its operation in MPPT during normal conditions. However, the kinetic energy extraction from the turbine during the contingency results in a greater electromechanical effort of the wind turbine in this transient period, which in extreme cases may lead to wind turbine instability. In addition, the design of synthetic inertia controllers generally does not consider the impacts of the turbine's speed controller, which limits its inertial response performance. This work presents new synthetic inertia controller design methodologies for variable speed wind turbines that considers the compromise between the frequency response and the operating limits of the wind turbine variables. The main contribution of this work is the presentation of three state space control design strategies, which are based on robust control via H_∞ norm by dynamic output feedback control and by static state feedback control, in addition to the technique of optimal static state feedback control via Linear Quadratic Regulator. The H_∞ -based strategies operate as supplementary controllers, while the LQR-based control considers an expanded state space model with reference tracking that replaces the conventional wind turbine speed controller. The study was carried out on a computational simulation platform with the dynamic mathematical modeling of the wind turbine and a microgrid, in order to compare the microgrid frequency response to load-generation disturbances and wind speed variations in scenarios without contribution of the wind turbine in the primary frequency regulation, with contribution by Proportional-Derivative conventional control technique and considering the proposed control strategies. It is observed that the proposed alternatives allow to optimize the performance of the synthetic inertia control in a feasible manner and in accordance with the wind turbine operating limits. Topologies based on the H_∞ norm presented greater attenuation of the effects of load-generation disturbances on the frequency response of the microgrid, while the LQR-based SIC decreased a cost function based on H_2 norm of the frequency signal, thus providing better performance against reference variations and changes of operation point generated by the dynamic wind speed profile.

Keywords: Frequency Control. Optimization. Robust Control. Synthetic Inertia. Wind Power.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Atuação do Controle de Inércia Sintética em meio aos estágios de regulação de frequência da rede. Adaptado de: (TAMRAKAR et al., 2017).....	16
Figura 2: Modelo de Aerogerador de Velocidade Variável com Controle de Inércia Sintética. Adaptado de: (HAFIZ; ABDENNOUR, 2016; LI et al., 2019).	31
Figura 3: Modelo dinâmico de potência/frequência para uma microrrede com fontes de geração eólica, hidrelétrica e termelétrica. Adaptado de: (HAFIZ; ABDENNOUR, 2016; LI et al., 2019).....	34
Figura 4: Modelo linearizado aerogerador/microrrede para SIC H_{∞} com realimentação de estados.	36
Figura 5: Modelo linearizado aerogerador/microrrede para SIC H_{∞} com realimentação de saída Δf	36
Figura 6: Modelo linearizado expandido aerogerador/microrrede para SIC via LQR.	38
Figura 7: Fluxograma de formulação e resolução do problema.	45
Figura 8: Variação da frequência da microrrede para distúrbio de carga-geração.	50
Figura 9: Resposta da velocidade da turbina do aerogerador para distúrbio de carga-geração.	51
Figura 10: Variação da potência elétrica fornecida pelo aerogerador para distúrbio de carga-geração.....	51
Figura 11: Variação da energia transitória fornecida pelo aerogerador para uma variação de carga.....	51
Figura 12: Perfil de velocidade do vento considerado no cenário.....	53
Figura 13: Variação da frequência da microrrede nos cenários com variação da velocidade do vento.	54
Figura 14: Variação da frequência da microrrede nos cenários com variação da velocidade do vento – primeiro distúrbio de carga-geração detalhado.....	54
Figura 15: Variação da frequência da microrrede nos cenários com variação da velocidade do vento – segundo distúrbio de carga-geração detalhado.	55
Figura 16: Resposta da velocidade do rotor do aerogerador nos cenários de variação da velocidade do vento.	55
Figura 17: Resposta da velocidade do rotor do aerogerador nos cenários de variação da velocidade do vento – primeiro distúrbio de carga-geração detalhado.	55

Figura 18: Resposta da velocidade do rotor do aerogerador nos cenários de variação da velocidade do vento – segundo distúrbio de carga-geração detalhado.....	56
Figura 19: Variação da potência elétrica do aerogerador em cenários com variações da velocidade do vento.	56
Figura 20: Variação da potência elétrica do aerogerador em cenários com variações da velocidade do vento – primeiro distúrbio de carga-geração detalhado.	56
Figura 21: Variação da potência elétrica do aerogerador em cenários com variações da velocidade do vento – segundo distúrbio de carga-geração detalhado.....	57
Figura 22: Função custo aplicada ao desvio de frequência da microrrede durante o período analisado.	57

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Parametrização dos sistemas simulados (HAFIZ; ABDENNOUR, 2016; LI et al., 2019; NASIRI; MILIMONFARED; FATHI, 2014).	47
Tabela 2: Parametrização dos sistemas simulados (HAFIZ; ABDENNOUR, 2016; LI et al., 2019; NASIRI; MILIMONFARED; FATHI, 2014).	47
Tabela 3: Condições iniciais do sistema em regime permanente.	48
Tabela 4: Constantes de ponderação para projeto dos controladores.	49
Tabela 5: Métricas de desempenho para os cenários de análise do distúrbio de carga.	52
Tabela 6: Métricas de desempenho para os cenários com variações da velocidade do vento.	57

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas

CC – Corrente Contínua

DFIG – *Doubly-Fed Induction Generator*

ESS – *Energy Storage System*

IEEE – *Institute of Electrical and Electronics Engineers*

FADE – *Fuzzy Adaptive Differential Evolution*

HPP – *Hydro Power Plant*

HVDC – *High Voltage Direct Current*

LMI – *Linear Matrix Inequalities*

LQR – *Linear Quadratic Regulator*

MDPI - *Multidisciplinary Digital Publishing Institute*

MPPT – *Maximum Power Point Tracking*

OTC – *Optimal Torque Control*

PLL – *Phase Locked Loop*

PMSG – *Permanent Magnet Synchronous Generator*

RES – *Renewable Energy Source*

ROCOF – *Rate of Change of Frequency*

RV – Regulator de Velocidade

SEP – Sistema Elétrico de Potência

SIC – *Synthetic Inertia Control*

SOC – *State of Charge*

TPP – *Thermal Power Plant*

VSG – *Virtual Synchronous Generator*

VSWT – *Variable Speed Wind Turbine*

WT – *Wind Turbine*

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	PROBLEMA DE PESQUISA	17
1.2	HIPÓTESE	18
1.3	MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA	18
1.4	OBJETIVO GERAL.....	19
1.5	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	19
1.6	METODOLOGIA DE PESQUISA	19
1.7	ESTRUTURAÇÃO DO TRABALHO	21
2	ESTADO DA ARTE.....	22
2.1	IMPACTOS DE FONTES RENOVÁVEIS DE GERAÇÃO COM INVERSORES NO CONTROLE DE FREQUÊNCIA DE SISTEMAS ELÉTRICOS	22
2.2	EMULAÇÃO DE INÉRCIA POR FONTES IDEAIS DE GERAÇÃO	23
2.3	EMULAÇÃO DE INÉRCIA POR FONTES DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA	25
2.4	EMULAÇÃO DE INÉRCIA POR SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA.....	26
2.5	EMULAÇÃO DE INÉRCIA POR FONTES DE GERAÇÃO EÓLICA.....	27
2.6	DESTAQUES E DESAFIOS	29
3	METODOLOGIA	31
3.1	MODELAGEM DO AEROGERADOR.....	31
3.1.1	Turbina eólica	32
3.1.2	Controle de Velocidade e MPPT	33
3.1.3	Controle de Inércia Sintética	33
3.2	MODELAGEM DA MICRORREDE.....	34
3.3	MODELO LINEAR COM REGULADOR DE VELOCIDADE FIXO	35
3.4	MODELO LINEAR COM RASTREAMENTO DE REFERÊNCIA.....	37

3.5	CONTROLADORES PROPOSTOS PARA EMULAÇÃO DE INÉRCIA SINTÉTICA	38
3.5.1	Controlador H_{∞} com Realimentação de Saída.....	38
3.5.2	Controlador H_{∞} com Realimentação de Estados.....	41
3.5.3	Controlador LQR com Rastreamento de Referência	42
3.6	IMPLEMENTAÇÃO DA METODOLOGIA	44
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	46
4.1	CENÁRIOS E PREMISSAS DA ANÁLISE	46
4.2	PARAMETRIZAÇÃO DO MODELO	46
4.3	CONTROLADORES PROJETADOS	48
4.4	RESULTADOS DE APLICAÇÃO.....	50
4.4.1	Cenário 1: Análise para Distúrbio de Carga-Geração.....	50
4.4.2	Cenário 2: Análise para Distúrbio de Carga com Variações do Vento.....	53
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	60
5.1	SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS.....	61
5.2	TRABALHOS PUBLICADOS	62
	REFERÊNCIAS	63

1 INTRODUÇÃO

As políticas atuais de sustentabilidade, difundidas em diversos setores da indústria, pleiteiam por investimentos em tecnologia em consonância à preservação ambiental. O impacto dessas políticas no setor elétrico pode ser observado principalmente pela grande penetração de Fontes Renováveis de Geração (RES), muito em função da competitividade econômica que estas fontes alcançaram na última década (IEA, 2017).

O planejamento da expansão da geração no âmbito nacional aponta para um alto incremento da capacidade instalada por unidades eólicas. De acordo com o Balanço Energético Nacional - BEN 2019 (EPE, 2019), referente ao ano base de 2018, observa-se um aumento da capacidade instalada de geração eólica de 17,2% em relação a 2017, atingindo 14.390 MW de potência. A geração por fonte eólica, também em relação ao ano de 2017, apresenta um aumento de 14,4%, com participação de 48.475 GWh correspondentes a 7,6% da oferta interna de energia elétrica da matriz nacional. Além disso, as perspectivas de expansão de usinas eólicas estimam um crescimento percentual de 15,3% da capacidade instalada em um horizonte de cinco anos, o que representará uma capacidade instalada de 17.281 MW em 2023 (ONS, 2019).

Entretanto, a inserção de fontes de geração eólica nos sistemas elétricos de potência (SEPs) altera substancialmente o comportamento dinâmico do sistema. A variabilidade e incerteza atrelada aos ventos acarretam desafios à operação (KROPOSKI et al., 2017; ONS, 2017), enquanto que as características particulares dos geradores elétricos e dos controladores implementados influenciam no comportamento do sistema frente a distúrbios e contingências (ACKERMANN et al., 2017; WEISHENG et al., 2016).

Nesse contexto, observa-se que os Aeroogeradores de Velocidade Variável (VSWT) do Tipo 4 vem ganhando cada vez mais espaço nas aplicações em parques eólicos (WANG et al., 2015). Essa tecnologia se destaca pela operação da turbina em velocidade variável e o uso de conversores de potência plena, atribuindo maior flexibilidade ao controle do aerogerador. São sistemas de conversão de alta eficiência e que exigem um menor número de manutenções em relação às tecnologias anteriores (GONZALEZ-LONGATT et al., 2016).

Miller (2015), Wang *et al* (2015), Bloom *et al* (2017) e Sen e Kumar (2018) apresentam questões relacionadas à resposta de frequência em SEPs e microrredes com alta penetração de fontes renováveis de geração. Constata-se que o afundamento de frequência é um dos pontos críticos devido à operação dos inversores em rastreamento de ponto máxima potência (MPPT, *Maximum Power Point Tracking*), logo, não contribuindo com inércia e

regulação primária de frequência. Neste sentido, o enfoque desta dissertação é dado ao estudo do controle de potência ativa e frequência, que se refere à capacidade do sistema em manter a resposta de frequência dentro dos limites operativos após uma contingência que gere um desequilíbrio significativo entre carga e geração (KUNDUR, 1994).

Dentre as técnicas para atenuação dos impactos da inserção de fontes renováveis de energia na resposta de frequência de redes elétricas, destaca-se o Controle de Inércia Sintética (SIC). Essa estratégia de controle visa identificar distúrbios e contribuir na regulação de frequência por meio da injeção ou absorção de energia no SEP após a contingência (BEVRANI; ISE; MIURA, 2014). A Figura 1, adaptada de Tamrakar et al. (2017), elucida os impactos do SIC nos estágios de regulação de frequência de uma rede elétrica.

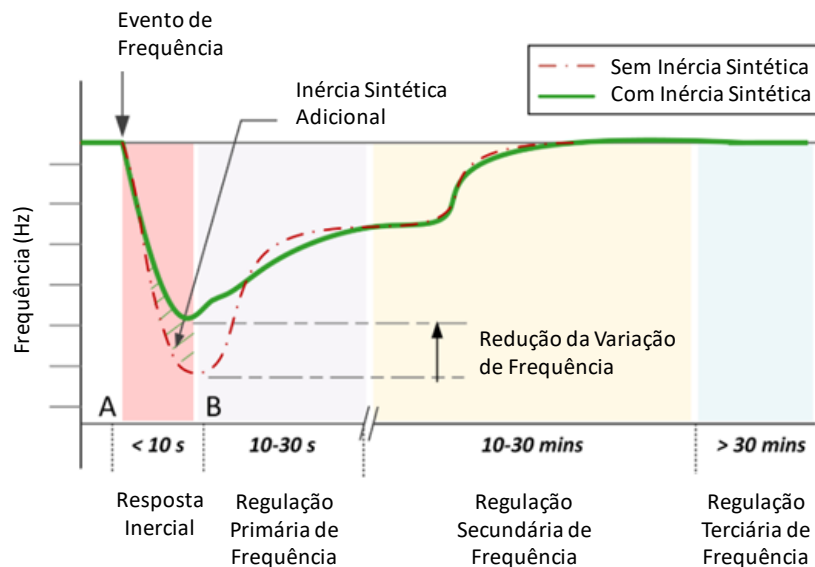


Figura 1: Atuação do Controle de Inércia Sintética em meio aos estágios de regulação de frequência da rede. Adaptado de: (TAMRAKAR et al., 2017)

A inércia sintética adicional, verificada na Figura 1, pode ser compreendida como uma energia injetada na rede por meio da modulação da potência ativa da fonte geradora durante o evento de frequência. Além disso, observa-se que a atuação do SIC se restringe à resposta inercial e ao período de atuação dos reguladores de velocidade das turbinas na regulação primária de frequência. Este trabalho está direcionado à análise de estabilidade de pequenos sinais, logo considerando pequenas excursões em torno do ponto de equilíbrio. As respostas no domínio do tempo apresentam enfoque na análise dos estágios de resposta inercial e regulação primária de frequência. A regulação secundária de frequência também foi considerada com a finalidade de compensar a variabilidade do vento nos cenários analisados. As dinâmicas e malhas de controle relativas à regulação terciária de frequência foram desconsideradas.

Diversas topologias de emulação de inércia sintética podem ser verificadas na literatura. As mais difundidas dizem respeito às técnicas *virtual synchronous generator* - VSG (SHINTAI; MIURA; ISE, 2014), controle *droop* (WANG et al., 2018) e controle derivativo da frequência - df/dt (OCHOA; MARTINEZ, 2017). Outras estratégias de controle como *VSync* (WANG; HU; YUAN, 2015) e *Synchronverter* (ZHONG et al., 2014), além de técnicas de *Model Predictive Control* - MPC (KERDPHOL et al., 2017) e de controle não-linear (ALTIN et al., 2018a; CHAMORRO et al., 2019), também possuem aplicações nessa temática.

Um dos desafios à implementação de técnicas de emulação de inércia na geração eólica está relacionado ao compromisso entre a melhoria da resposta de frequência e o custo de energia para tanto, em vista que é necessária a extração de energia de alguma reserva para emulação da inércia sintética e participação na regulação de frequência. Uma das técnicas mais difundidas na literatura diz respeito ao uso da inércia oculta, que permite a extração de energia cinética da turbina para emulação de inércia durante um evento de frequência (GONZALEZ-LONGATT et al., 2016). Entretanto, o limite de atuação desse controle está atrelado às limitações operativas dos estados do aerogerador. Assim sendo, controladores que aliem desempenho a essas restrições de operação são essenciais para a implementação da emulação de inércia de forma eficiente e factível.

Além disso, os controladores de inércia sintética geralmente compreendem malhas suplementares de controle. Neste sentido, com base nos trabalhos verificados na literatura, o projeto do SIC acaba por desconsiderar a adaptação da malha de controle de velocidade da turbina. Conforme verificado por Magnus, Pfitscher e Scharlau (2019), em vista que estas duas malhas de controle são acopladas, tanto o desempenho do SIC é limitado, quanto a excursão dos estados do aerogerador pode levar à atuação de proteções ou instabilidade da turbina.

1.1 PROBLEMA DE PESQUISA

Com base na contextualização apresentada, o problema de pesquisa tratado nesta dissertação pode ser resumido a partir dos questionamentos apresentados abaixo.

- Como otimizar a dinâmica de frequência de sistemas elétricos em consonância às limitações eletromecânicas de aerogeradores com inércia sintética?
- Como adaptar as respostas da inércia sintética e dos estados do aerogerador sob mudanças do ponto de operação devido a perfis de vento variável?

1.2 HIPÓTESE

A partir do problema de pesquisa, a hipótese que motiva o estudo supõe que o desenvolvimento de controladores de inércia sintética para aerogeradores de velocidade variável baseados em técnicas de controle robusto e ótimo permitem melhorar o desempenho dos sistemas dinâmicos envolvidos. O diferencial da abordagem visa aliar o compromisso entre a resposta de frequência do sistema, tanto em valores absolutos (*nadir*) quanto com relação à taxa de variação (ROCOF), e os limites operativos do gerador eólico. Propõe-se o uso de técnicas de controle baseadas em norma H_∞ como controladores suplementares, e baseada em LQR para projeto do SIC aliado ao projeto do regulador de velocidade da turbina por meio de um modelo expandido do sistema com rastreamento de referência.

1.3 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA

A inércia é um parâmetro essencial à operação dos atuais sistemas elétricos de potência. Essa grandeza reflete a energia rotacional das massas rotativas sincronizadas, representadas principalmente por geradores síncronos, que possibilitam absorver ou injetar energia na rede a fim de atenuar excursões da frequência. Sistemas elétricos com baixa inércia apresentam problemas de estabilidade angular do rotor e de frequência (TIELENS; VAN HERTEM, 2016).

O aumento do percentual de aerogeradores conectados exclusivamente por meio de inversores impacta na resposta dinâmica e transitória do sistema. Os controles PQ, tipicamente aplicados no controle dos inversores em modo de operação *grid feeding*, atuam a partir de um referencial de tensão e frequência da rede de forma a representar o inversor como uma fonte de corrente (HOSSAIN et al., 2017). Essas topologias não operam efetivamente na regulação de frequência, ao passo que a fonte geradora não é programada para fornecer ou absorver energia em eventos transitórios, logo não contribuindo com inércia para o sistema (YAN et al., 2015).

Além disso, há a expectativa das fontes de geração conectadas à rede por inversores terem que contribuir com inércia sintética (SEN; KUMAR, 2018). No âmbito nacional, a ONS já regulamenta a necessidade de parques eólicos com potência instalada superior a 10 MW disporem de controladores para contribuir na regulação primária de frequência (ONS, 2016). Esse fator gera a necessidade de compreensão das dinâmicas ligadas às técnicas de emulação de inércia para o planejamento e a operação confiável das redes elétricas.

Logo, embora a inércia sintética se mostre uma alternativa promissora para melhoria da resposta de frequência em SEPs e microrredes com alta penetração de fontes de geração com inversores, ainda existem lacunas a serem preenchidas nessa temática. Em vista que emular a inércia sintética apresenta um custo energético, a otimização destes controladores é imprescindível para uma operação eficiente. A concepção de técnicas com esse enfoque pode proporcionar uma maior confiabilidade à operação do sistema em consonância à otimização do uso de reservas de energia necessárias para regulação de frequência.

1.4 OBJETIVO GERAL

Desenvolver e verificar o desempenho de estratégias de controle robusto e ótimo para emulação de inércia sintética por Aerogeradores de Velocidade Variável que considerem o compromisso entre resposta de frequência da rede e a excursão dos estados do aerogerador.

1.5 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Implementar, em simulações computacionais, um modelo matemático de uma microrrede com as dinâmicas de frequência e potência ativa de fontes de geração eólica, hidrelétrica e termelétrica.
- Desenvolver o modelo linearizado e expandido em espaço de estados para projeto dos controladores de inércia sintética com rastreamento de referência de velocidade da turbina eólica.
- Projetar o controlador de inércia sintética do aerogerador com uso de técnicas de controle robusto e ótimo.
- Comparar o desempenho das estratégias propostas em relação a cenários com técnicas convencionais de emulação de inércia por aerogeradores.

1.6 METODOLOGIA DE PESQUISA

A metodologia empregada se ampara nos termos de uma pesquisa de caráter exploratório e experimental, onde se objetiva desenvolver e verificar o desempenho de estratégias de controle de inércia sintética baseadas em controle robusto e ótimo. Os procedimentos metodológicos propostos à realização da pesquisa estão listados abaixo.

1. Revisão da literatura acerca dos modelos dinâmicos de unidades eólicas e elementos da microrrede;
2. Escolha dos *softwares* para implementação da modelagem;
3. Definição dos cenários a serem analisados;
4. Implementação da modelagem matemática da microrrede em ambiente de simulação computacional e parametrização dos sistemas sob estudo;
5. Desenvolvimento do modelo linearizado e expandido em espaço de estados e da metodologia de projeto dos controladores;
6. Verificação do desempenho dos controladores desenvolvidos aplicados ao modelo não-linear da microrrede;
7. Estudo comparativo entre os impactos dos controladores desenvolvidos e de outras técnicas de emulação de inércia por fontes de geração eólica na resposta de frequência da microrrede.

A etapa inicial da pesquisa compreendeu a revisão da literatura acerca de modelos dinâmicos de aerogeradores e demais elementos da microrrede. A definição do tema da pesquisa, voltado ao controle de frequência e emulação de inércia em sistemas com fontes de geração eólica, teve como base essa revisão.

Determinado o horizonte de estudo, definem-se as plataformas para implementação dos modelos e realização das análises. A modelagem matemática do sistema proposto foi testada em ambiente de simulação e validada com base em resultados de estudos presentes na literatura. As simulações foram realizadas no *MATLAB*[®] R2013a e no aplicativo *Simulink*[®].

A seguir, realiza-se a concepção dos cenários para análise. Nesta etapa, visa-se explorar as repercussões das arquiteturas de controle de aerogeradores na resposta de frequência da microrrede. Implementa-se a modelagem matemática do aerogerador e de fontes convencionais de geração em um ambiente de simulação, além dos seus respectivos controladores. A análise deve avaliar a resposta de frequência do sistema submetido a distúrbios de carga-geração e variações do vento.

Objetiva-se, por fim, desenvolver as estratégias de controle de inércia sintética e comparar o desempenho desses controladores em relação a outras técnicas de controle de aerogeradores.

1.7 ESTRUTURAÇÃO DO TRABALHO

O presente capítulo contextualiza o tema abordado, aponta a motivação e a justificativa para realização do trabalho e define a hipótese, os objetivos e a metodologia da pesquisa. O Capítulo 2 compreende a síntese de uma revisão sistemática da literatura acerca das principais publicações na temática de emulação de inércia sintética. O terceiro capítulo detalha a metodologia proposta considerando a modelagem dos sistemas e controladores a serem implementados, além de detalhar as estratégias de controle desenvolvidas. O Capítulo 4 aborda a discussão e os resultados de aplicação. Por fim, as conclusões do trabalho são apresentadas no Capítulo 5.

2 ESTADO DA ARTE

O levantamento do estado da arte foi realizado por meio de uma revisão sistemática da literatura com enfoque nas técnicas de emulação de inércia sintética. Os artigos selecionados são provenientes de *journals* com alto fator de impacto, publicados entre 2014 e 2020, nas bases de dados do IEEE, Science Direct, Springer e MDPI. Previamente a esta data, sugere-se a leitura do artigo publicado por Bevrani, Ise e Miura (2014) que contempla as publicações nessa temática até 2014 e apresenta uma revisão compreensiva das técnicas.

Na sequência, expõe-se uma análise de artigos de revisão sobre a problemática dos impactos de fontes renováveis de geração com inversores no controle de frequência e uma síntese das principais publicações verificadas na revisão sistemática acerca das técnicas de emulação de inércia sintética.

2.1 IMPACTOS DE FONTES RENOVÁVEIS DE GERAÇÃO COM INVERSORES NO CONTROLE DE FREQUÊNCIA DE SISTEMAS ELÉTRICOS

Nguyen e Mitra (2018) avaliam os impactos da alta penetração de fontes de geração eólica à confiabilidade dos SEPs. Observa-se que o incremento percentual de aerogeradores conectados aos SEPs, em função das características estocásticas do vento e da baixa inércia inerente à conexão por conversores de potência com controladores convencionais, gera um impacto negativo à resposta de frequência. Entretanto, conforme apontado por Bloom et al. (2017), o próprio uso de eletrônica de potência para conexão à rede, haja vista da flexibilidade de controle e do avanço dos meios de comunicação, pode possibilitar novos serviços ancilares, inclusive relativos à regulação de frequência.

Logo, avaliando por essa perspectiva, os trabalhos apresentados por Attya, Dominguez-Garcia e Anaya-Lara (2018) e por Wu et al. (2018) abordam questões relacionadas aos impactos do provimento de regulação de frequência por fontes de geração eólica. Dentre os desafios apontados, ambos enfatizam a necessidade da otimização de estratégias de controle de frequência coordenado entre as fontes tradicionais de geração e os parques eólicos. Vislumbra-se, nessa problemática, tanto a resposta inercial quanto a regulação primária e secundária de frequência. Algumas das variáveis principais apontadas para resolução do problema dizem respeito aos tipos de aerogeradores, o método de reserva de potência operativa, a estratégia de controle de potência ativa, o nível de penetração de geração eólica e as características estocásticas do vento.

Dreidy, Mokhlis e Mekhilef (2017) trazem uma revisão acerca dos impactos das técnicas de controle inercial e de frequência por fontes renováveis de geração. No âmbito da geração eólica sem Sistemas de Armazenamento de Energia (ESS), a técnica de extração de energia cinética das pás pode ocasionar um segundo afundamento de frequência durante o restabelecimento da velocidade da turbina; por outro lado, a técnica de *deloading*, onde a fonte opera abaixo da máxima potência em regime permanente, apresenta uma penalização energética contínua. Em aerogeradores com ESS, embora tenham um melhor desempenho e seja sanado o problema do segundo afundamento de frequência, ainda há a penalização energética somada a um alto custo para implantação dos ESSs.

Ainda nesta linha, a revisão desenvolvida por Tamrakar et al. (2017) demonstra um cenário atual e avalia as possíveis diretrizes relacionadas à emulação de inércia sintética. Dentre os desafios apontados, destaca-se a regulamentação da inércia sintética como serviço ancilar do SEP, fato este já regulamentado em alguns países para novos parques eólicos. Contudo, a implementação eficiente destes controladores passa pelo desenvolvimento de técnicas que possibilitem estimar a inércia dos sistemas elétricos considerando as fontes alternativas e os ESSs. Por fim, essas técnicas em conjunto permitirão a concepção de uma estrutura de mercado que leve em consideração a emulação de inércia sintética. Visualiza-se que, em um cenário que o SEP passa a ser majoritariamente operado por fontes conectadas por inversores, os requisitos de inércia do sistema se tornarão críticos. Logo, as unidades geradoras exigirão compensações financeiras para regulação de inércia sintética, o que justifica a necessidade de criação de um mercado que regulamente estes serviços.

2.2 EMULAÇÃO DE INÉRCIA POR FONTES IDEAIS DE GERAÇÃO

Fontes ideais são tratadas neste trabalho como fontes sem limitações energéticas e físicas, tendo suas dinâmicas desprezadas a fim de dar enfoque estritamente às técnicas de controle aplicadas. Neste sentido, Zhong et al. (2014) propõem um *synchronverter* que não necessita de *phase locked loop* (PLL) para sincronização com a rede. Esta técnica possibilita resposta inercial e um melhor rastreamento de frequência por menores custos computacionais e susceptibilidades a instabilidades em relação sistemas com PLL.

Alipoor, Miura e Ise (2015) apresentam uma técnica de controle por VSG com momento de inércia variável de forma chaveada (*bang-bang control*) e utiliza como parâmetro de análise uma função candidata de Lyapunov referente à energia transitória do VSG. A

variação do momento de inércia virtual durante a oscilação faz com que o sistema tenha uma resposta transitória com menor energia, logo aumentando os seus limites de estabilidade e trazendo mais rapidamente o sistema à operação normal.

A pesquisa realizada por Ashabani et al. (2016) expõe uma nova topologia denominada *Inducverters*, cujo funcionamento se embasa na dinâmica de máquinas de indução para emulação de inércia sintética e sincronização à rede sem PLL. A topologia proposta permite avaliar a inércia máxima de acordo com a reserva de energia e, assim como o *synchronverter*, possui menor custo computacional que sistemas com PLL.

Kerdphol et al. apresentam trabalhos na linha de controle robusto de inércia sintética via norma H_∞ considerando tanto realimentação dinâmica de saída de frequência da microrrede (KERDPHOL et al., 2018), quanto avaliando os impactos da inserção da dinâmica de medição de frequência por *Phase-Locked Loops* (PLLs) (KERDPHOL et al., 2019a). Outros trabalhos desenvolvido por este grupo de pesquisa utilizam controle de inércia sintética adaptativo baseado em lógica *fuzzy* (KERDPHOL et al., 2019b) e em *Model Predictive Control* (MPC) (KERDPHOL et al., 2017) com restrições operativas relacionadas ao controle e aos estados do sistema. Embora estes trabalhos desconsiderem as dinâmicas das fontes geradoras, observa-se que o projeto do SIC por técnicas de controle robusto e não-linear apresentam bom desempenho nesta temática e uma maneira mais lúdica de correlacionar os objetivos envolvidos.

Em outro estudo realizado por Alipoor, Miura e Ise (2018) é implementada a otimização dos parâmetros do VSG por meio da Técnica de Enxame de Partículas (PSO, *Particle Swarm Optimization*) com duas funções objetivo: a primeira com enfoque na suavização da resposta transitória; e a segunda, na manutenção dos geradores dentro dos limites de operação. A análise da estabilidade transitória foi realizada em uma microrrede com múltiplos VSGs e foram comparados os impactos das técnicas de otimização por PSO e de momento de inércia variável. A técnica de PSO se mostrou funcional na suavização da resposta, mas não apresentou tanta robustez quanto a técnica de momento de inércia variável, em vista que em determinadas operações alguns geradores ultrapassaram os limites de operação. A técnica de momento de inércia variável se destaca pelo rápido amortecimento das oscilações, o que reflete no melhor desempenho para manter os VSGs dentro dos limites operacionais.

Lu e Chu (2018) apresentam um VSG com controle de estatismo P-f e Q-dV/dt formulado por um *Consensus-based Algorithm*. A combinação destes controladores proporciona amortecimento e resposta inercial, ao passo que a característica de algoritmo baseado em consenso apresenta rápida convergência e resiliência a ruídos.

Saarinen et al. (2018) propõem um emulador de inércia via controle Proporcional-Derivativo (PD) em consonância a um filtro de segunda ordem. A topologia apresenta um controlador Proporcional-Integral (PI) para o estágio de regeneração de energia pós contingência. Um dos diferenciais da topologia está na análise do desempenho na regulação de frequência em função do custo energético para emulação de inércia, o que possibilita uma maior eficiência no uso e na regeneração da reserva de energia.

O estudo realizado por Fathi, Shafiee e Bevrani (2018) demonstra um VSG que integra resposta inercial com regulação primária e secundária de frequência. Além disso, apresenta uma metodologia de parametrização ótima dos controladores por H_∞ . A topologia proposta contribui com um maior desempenho do controle em contingências e condições de alta incerteza.

Wang et al. (2018) propõem um controle de estatismo adaptativo para acoplamento entre tensão e corrente do link CC com a frequência do sistema. O controlador concebido possibilita uma atuação local sem necessidade de comunicação e uma rápida resposta inercial para regulação de frequência do SEP.

A técnica de *synchronverter* é aperfeiçoada por Zhong et al. (2018). Nesta nova topologia, verifica-se a inserção de limites operativos dos estados de frequência e tensão do sistema em relação ao modelo anterior apresentado por Zhong et al. (2014). Destaca-se que os fatores adicionados contribuem para uma maior robustez do sistema, resultado este comprovado analiticamente no artigo.

2.3 EMULAÇÃO DE INÉRCIA POR FONTES DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA

Liu et al. (2017) apresentam um controle *bang-bang* do momento de inércia virtual de um VSG em um sistema de geração solar fotovoltaica (FV) com ESS operando em MPPT. A técnica apresenta uma rápida supressão das oscilações e, por meio de uma análise de energia no período transitório, consegue exprimir a relação entre otimização da resposta e maior custo energético para regulação de frequência.

Remon, Cañizares e Rodrigues (2017) e Yan et al. (2018) abordam técnicas de VSG sem a utilização de ESSs. O primeiro demonstra as simulações de um controle VSG clássico em *deloading* aplicado a uma usina solar FV real conectada ao SEP do norte do Chile, enquanto o segundo utiliza um controle de MPPT adaptativo com operação em *deloading*. Embora contribuam na resposta inercial e regulação primária de frequência, ambos os sistemas apresentam uma penalização energética contínua para criação da reserva de potência.

Lyu et al. (2018) utilizam a energia armazenada no capacitor do link CC em conjunto à operação em *deloading* para emulação de inércia sintética e regulação primária de frequência por VSG. Um dos diferenciais é a exposição de um método para estimativa da reserva de energia necessária da fonte para atuação do controle de frequência.

2.4 EMULAÇÃO DE INÉRCIA POR SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Torres et al. (2014) apresentam um VSG com momento de inércia e constante de amortecimento adaptativos a partir de uma função objetivo quadrática da energia do ESS e do desvio de frequência. Em outro estudo, Liu et al. (2018) expõem uma central de carregamento de veículos elétricos em conexão *vehicle-to-grid* (V2G) por meio de um *synchronverter* com estatismo adaptativo e referência de potência do carregamento ótima via Fuzzy. Ambos os estudos resultam em técnicas que otimizam o uso da energia disponível no ESS e no *link CC*.

Pulendran e Tate (2017) apresenta uma técnica de emulação de inércia por *Model Predictive Control* (MPC) em consonância a um filtro de Kalman expandido. Esse modelo permite a identificação do evento de frequência pelo MPC e consequente atuação do controle de inércia, além de possibilitar, por meio do observador, a recuperação inteligente da energia despendida pelo ESS na emulação de inércia.

Fang, Li e Tang (2017) demonstram um VSG com base na modelagem dinâmica de um circuito RC referente ao *link CC*. Outra técnica, concebida por Ma et al. (2018), utiliza um VSG adaptativo com algoritmo baseado em formalismo Hamiltoniano para inserção de restrições do ESS. O diferencial destes dois estudos se ampara na identificação dos limites energéticos do ESS e a operação da emulação de inércia com enfoque na otimização dessa condição.

Fang et al. (2018) propõe um VSG com ESS em paralelo a um ultracapacitor (UC). A técnica propõe, com base na dinâmica dos sistemas em questão, o uso do UC para emulação de inércia e da ESS para regulação primária de frequência. Observa-se que esta segregação de reservas de energia otimiza a regulação de frequência tanto em dinâmicas lentas quanto rápidas.

Fini e Golshan (2018) apresentam um VSG com parametrização ótima por meio de um algoritmo evolutivo *Knee Point Driven* (KnEA) para minimização de uma função objetivo contemplando variação de frequência e inércia do sistema. Destaca-se a melhoria do desempenho em contingências que ocasionem mudança do ponto de operação do sistema, além da função objetivo utilizada otimizar o compromisso entre resposta e custo energético.

2.5 EMULAÇÃO DE INÉRCIA POR FONTES DE GERAÇÃO EÓLICA

Hafiz e Abdennour expõem dois trabalhos aplicados a Aerogeradores com Geradores de Indução Duplamente Alimentados (DFIG-WTs) com emulação de inércia a partir da extração de energia cinética da turbina. A primeira técnica opera em MPPT, utiliza PSO para minimizar as variações de frequência por meio de uma referência de potência ativa adaptativa e apresenta um método de recuperação da energia cinética após o evento (HAFIZ; ABDENNOUR, 2015). A segunda técnica incorpora à primeira um algoritmo de Neuro-Fuzzy e complementa a função objetivo com a derivada da frequência e o tempo do estágio de recuperação da energia cinética (HAFIZ; ABDENNOUR, 2016). As técnicas propostas apresentam boa resposta inercial em consonância a um eficiente estágio de regeneração da velocidade da turbina pós-contingência.

Fu et al. (2017) implementam em um DFIG-WT uma técnica de extração de energia cinética por derivada da frequência e *trigger* para início do estágio de regeneração de energia. Além disso, é proposta a parametrização de controladores PI por Ziegler-Nichols modificado. O diferencial da técnica se ampara na rápida recuperação de velocidade da turbina após a emulação de inércia.

Fu, Wang e Zhang (2017) utilizam em um DFIG-WT a técnica de *pitch deloaded* com inércia virtual e estatismo. Este método permite gerenciar a reserva de energia que é utilizada pelo controlador de forma coordenada na resposta inercial e regulação primária de frequência.

A técnica de VSG é implementada por Ma et al. (2017) em um Aerogerador do Tipo 4 com ESS em paralelo ao link CC do inversor. A técnica estima, com base no Estado de Carga (SOC) do ESS, três estágios de operação: VSG com pitch, VSG normal e VSG MPPT. Essa topologia permite um maior dinamismo ao VSG de forma a manter a resposta inercial e regulação primária de frequência em harmonia às faixas aceitáveis de SOC do ESS. Esse fator se reflete em uma utilização mais eficiente da energia disponível.

Zhang et al. (2018) aliam o controle de estatismo variável a um controlador preditivo com base em um Filtro de Kalman Auto Regressivo. O diferencial desta técnica é atribuição do despacho à fonte considerando as dinâmicas do mercado *spot*. Logo, faz-se possível o despacho ótimo a partir do observador implementado para predição dos regimes de vento em que os aerogeradores serão submetidos.

Altin et al. (2018a) propõem um controle de estatismo com derivada da frequência parametrizável via Algoritmo Genético (AG) de forma a minimizar os desvios de frequência e

o tempo de estabilização. Destaca-se nesse artigo a consideração do segundo afundamento de frequência após a emulação de inércia, fator esse que pode levar o sistema a instabilidade. Além disso, o trabalho apresenta uma metodologia passível de operação centralizada das fontes de forma coordenada.

Attya e Dominguez-Garcia (2018) realizam um comparativo de técnicas de *deloading* aplicadas a Aerogeradores de Velocidade Variável (VSWT). Analisa-se o controle de *pitch*, a extração de energia cinética da turbina e o *overspeeding*. Constata-se que o controle de *pitch* apresenta resposta mais suave em relação aos demais controladores, mas isso gera uma maior penalização energética. A técnica de extração de energia cinética permite o MPPT durante o regime normal de operação. Entretanto, em função do método de regeneração da velocidade nominal da turbina após a contingência, o sistema pode ficar susceptível a um segundo afundamento de frequência que pode levar o mesmo à instabilidade. Por fim, a técnica de *overspeeding* possui resposta mais rápida em relação às demais, contudo, o sistema pode ficar susceptível a instabilidades mecânicas em função do diferente ponto de operação do aerogerador.

Fernandez-Guillamon et al. (2018) utilizam uma técnica de controle de estatismo com extração de energia cinética por *overproduction*. O controlador adapta a modulação de inércia com base no desvio de frequência. Ressalta-se o reestabelecimento mais rápido da velocidade nominal da turbina em vista da otimização do uso da energia extraída.

Liu, Zhou e Ouyang (2018) aplicam um VSG para um Aerogerador com Gerador Síncrono de Ímãs Permanentes (PMSG-WT) baseado nas equações diferenciais que regem a tensão do capacitor do *link* CC. O uso dessa metodologia apresenta um modelo de VSG que considera os limites energéticos do link CC de forma analítica.

Altin et al. (2018b) concebem em sua pesquisa uma técnica de emulação de inércia com controle de estatismo e derivada da frequência utilizando um algoritmo genético voltado à maximização da energia disponibilizada pela fonte durante a contingência de frequência. Esta técnica apresenta o diferencial de analisar a máxima emulação de inércia em paralelo aos limites eletromecânicos do aerogerador. Entretanto, a técnica se restringe a aplicações em velocidades de vento abaixo da nominal.

Pradhan, Narayan e Kumar (2018) implementa em DFIG-WTs um emulador de inércia adaptativo em duas soluções, sendo elas por modelagem analítica e por controle Fuzzy, a partir da extração de energia cinética e de energia do capacitor do *link* CC. Observa-se que a técnica

com Fuzzy apresenta melhor desempenho, otimizando a relação de tensão do link CC e de velocidade da turbina.

Jia, Cai e Li (2018) apresentam uma técnica aplicada a DFIG-WTs por meio de um Controle Ótimo de Torque (OTC) desacoplado da frequência e Controle Ótimo do *Tip Speed Ratio* (OTSR) definido pela inércia virtual do aerogerador. Estes dois controladores coordenados permitem otimizar o custo energético e a suavização da resposta do sistema.

Chamorro et al. (2019) propõem uma técnica de derivada da frequência para PMSG-WT definida pela emulação de inércia virtual através de Fuzzy Adaptativo por Evolução Diferencial (FADE). A técnica permite a criação contínua de novas gerações de forma a otimizar a resposta inercial. Contudo, o modelo não leva em consideração os limites energéticos e eletromecânicos do sistema, o que pode levar a respostas impraticáveis em modelo real.

2.6 DESTAQUES E DESAFIOS

A degradação da resposta de frequência devido à alta penetração de RESs é um problema consolidado, ao passo que as tecnologias convencionais não proporcionam resposta inercial e regulação de frequência ao sistema. Contudo, é possível mitigar esses impactos por meio dessas próprias fontes a partir do aperfeiçoamento dos seus controladores. Com base na revisão realizada, fica claro que a operação eficiente da regulação de frequência por RESs demanda planejamento e controle coordenado das fontes, sendo este um problema de otimização técnico-econômica com restrições.

Relativo ao estado da arte das técnicas de emulação de inércia, uma primeira análise das aplicações com fontes ideais de geração aponta para uma grande variedade de topologias com predominância de técnicas derivadas do controle VSG. Observa-se que as pesquisas nessa temática avançam na linha de controle ótimo e adaptativo, visando otimizar principalmente o desempenho dos SEPs e microrredes em relação ao afundamento de frequência e à taxa de variação de frequência. Outro ponto que vem sendo explorado é a sincronização à rede sem PLL. Os estudos nessa linha buscam a concepção de sistemas que apresentem menor custo computacional e sejam menos susceptíveis a instabilidades.

As técnicas de emulação de inércia por sistemas de geração solar fotovoltaica apresentam uma linha de aplicação majoritariamente em paralelo a sistemas de armazenamento de energia. Este cenário possibilita uma maior dinâmica com o sistema, ao passo que permite que a fonte siga em rastreamento de máxima potência. Contudo, esses fatores aumentam os

custos de implantação do sistema. Um dos desafios vislumbrados nessa área é a concepção de técnicas de regulação de frequência por fontes desacopladas de ESSs.

As topologias voltadas a ESSs são em maior parte, assim como nas aplicações com fontes ideais de geração, derivadas do controle VSG. Observa-se nestas pesquisas uma maior preocupação com o custo energético para emulação de inércia e com a recuperação de energia após a contingência. Este fator se justifica pelas aplicações necessitarem de fontes de carregamento, logo a energia e o fator econômico ficam em maior evidência. Os principais pontos a serem aperfeiçoados nessa temática se referem ao alto custo de implantação dos ESSs, à vida útil das baterias e a questões relacionadas a concepção de metodologias para despacho e reserva dessa energia, fatores necessários à operação segura e econômica do SEP.

Relativo à emulação de inércia por aerogeradores, verifica-se uma gama de técnicas mais diversificada, embora ainda sejam adaptações principalmente de controladores VSG, *droop* e derivativos. Observa-se um maior número de pesquisas aplicadas a DFIG-WT, fato justificado por comporem o maior *market share* dentre as tecnologias de geração eólica. Contudo, em vista das perspectivas de alta penetração em aplicações *off-shore*, vislumbra-se um aumento considerável de parques com Aerogeradores Tipo 4 baseados em PMSG-WTs. Destaca-se que esta tecnologia já possui o segundo maior *market share*. O diferencial das turbinas do tipo 4 repousa na característica de operar com toda a potência nominal convertida pelos inversores, o que permite uma maior flexibilidade do controle desses aerogeradores. Este fator, atrelado a possíveis transmissões por *links* HVDC, pode proporcionar altas densidades de potência controlável passíveis de utilização na regulação de frequência.

Um dos desafios está atrelado à criação de metodologias para controle centralizado de forma coordenada para despacho econômico e reserva de energia dos parques eólicos considerando a sua contribuição nos serviços ancilares. Outro ponto a ser explorado se refere às reservas de energias a serem utilizadas para emulação de inércia, geralmente realizada por extração de energia cinética, *pitch deloading* ou *overspeeding deloading*. Nesta linha de pesquisa, cabem maiores investigações acerca do potencial energético das técnicas e dos impactos gerados pelas mesmas em termos técnicos e econômicos. Em relação aos controladores, enfatiza-se a necessidade da concepção de topologias de controle robusto e ótimo que aliem a capacidade de atuação na regulação de frequência com os limites eletromecânicos e energéticos dos aerogeradores. Estes avanços possibilitarão a inserção da emulação de inércia na geração eólica de forma factível e poderão apresentar uma estimativa mais realista do seu potencial no controle de frequência das redes elétricas.

3 METODOLOGIA

A metodologia proposta à execução da pesquisa explora a modelagem de aerogeradores de velocidade variável com conversores de potência plena, dos controladores utilizados e de uma microrrede que represente as dinâmicas de frequência em função da resposta de potência ativa de unidades geradoras. Por fim, explana-se a estratégia proposta para projeto dos controladores de inércia sintética.

3.1 MODELAGEM DO AEROGERADOR

O modelo não-linear do aerogerador com MPPT, regulador de velocidade da turbina e controle de inércia sintética do tipo Proporcional-Derivativo (PD) é demonstrado no diagrama da Figura 2.

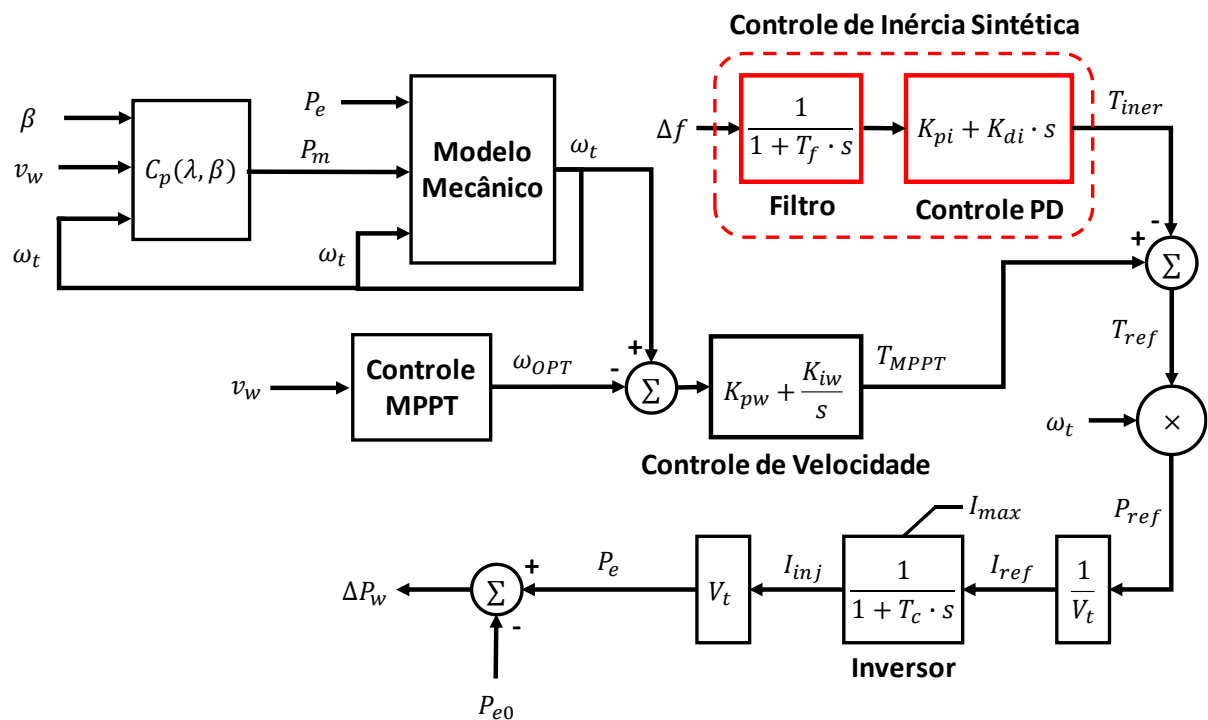


Figura 2: Modelo de Aerogerador de Velocidade Variável com Controle de Inércia Sintética. Adaptado de: (HAFIZ; ABDENNOUR, 2016; LI et al., 2019).

O equacionamento e as conceituações referentes aos subsistemas apresentados são abordados na sequência.

3.1.1 Turbina eólica

A modelagem aerodinâmica e eletromecânica da turbina eólica implementada pode ser verificada em Nasiri, Milimonfared e Fathi (2014) e em Shariari *et al.* (2016). A potência mecânica extraída por um VSWT pode ser calculada conforme a Eq. (1).

$$P_m(t) = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_r \cdot C_p(\lambda, \beta, t) \cdot v_w(t)^3 \quad (1)$$

Sendo que $P_m(t)$ é a potência ativa mecânica (W), ρ é a densidade do ar (kg/m^3), A_r é a área de varredura das pás da turbina eólica (m^2), $C_p(\lambda, \beta, t)$ é o coeficiente de potência e $v_w(t)$ é a velocidade do vento (m/s).

O coeficiente de potência da turbina é uma função não-linear da *tip speed ratio* ($\lambda(t)$), que é calculada pela Eq. (2), e do ângulo de *pitch* (β). O cálculo de $C_p(\lambda, \beta, t)$ é realizado por meio da Eq. (3) e da Eq. (4).

$$\lambda(t) = \frac{\omega_t(t) \cdot R_t}{v_w(t)} \quad (2)$$

$$\frac{1}{\lambda_i(t)} = \frac{1}{\lambda(t) + 0,08 \cdot \beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \quad (3)$$

$$C_p(\lambda, \beta, t) = C_1 \cdot \left(\frac{C_2}{\lambda_i(t)} - C_3 \cdot \beta - C_4 \right) \cdot e^{-\frac{C_5}{\lambda_i(t)}} + C_6 \cdot \lambda(t) \quad (4)$$

C_1 até C_6 são parâmetros definidos a partir do modelo específico da turbina eólica, $\omega_t(t)$ é a velocidade mecânica do rotor (rad/s) e R_t é o comprimento das pás da turbina (m).

Considerando um sistema de transmissão de massa única, o modelo mecânico que representa o comportamento dinâmico do balanço de potência entre turbina e gerador é demonstrado pela Eq. (5).

$$2 \cdot H_t \cdot \omega_t(t) \cdot \frac{d\omega_t(t)}{dt} = P_m(t) - P_e(t) \quad (5)$$

Nesta equação, H_t é a constante de inércia da turbina (s) e $P_e(t)$ é a potência ativa elétrica (W).

3.1.2 Controle de Velocidade e MPPT

Em regime permanente, considera-se que a turbina eólica opera em MPPT. Para uma velocidade do vento abaixo do valor nominal da turbina, a velocidade do rotor que retorna o coeficiente de potência ótimo da turbina é calculada conforme a Eq. (6).

$$\omega_{OPT}(t) = \frac{\lambda_{OPT} \cdot v_w(t)}{R_t} \quad (6)$$

Sendo que $\omega_{OPT}(t)$ é o valor ótimo de velocidade do rotor (rad/s) e λ_{OPT} é o valor ótimo de *tip speed ratio* da turbina.

A velocidade ótima da turbina é utilizada como referência para um controle de velocidade do tipo Proporcional-Integral (PI). Esse controlador calcula o torque (T_{MPPT}) necessário para regular a velocidade do rotor de forma que a turbina eólica opere em máxima extração de potência.

3.1.3 Controle de Inércia Sintética

O controle de inércia sintética realiza o acoplamento entre o desvio de frequência da rede elétrica e a resposta de potência ativa do aerogerador. Neste trabalho, conforme apresentado em Hafiz e Abdennour (2016), utiliza-se um controlador Proporcional-Derivativo (PD) para emular a inércia sintética pelo aerogerador. O sinal de frequência passa por um filtro passa-baixa a fim de manter uma operação estável do controlador PD. O esquemático do SIC é destacado em vermelho na Figura 2.

Na presença de um distúrbio de frequência na rede, como por exemplo um aumento de carga, a frequência tende a diminuir de acordo com a dinâmica de inércia e amortecimento da microrrede. Neste cenário, o SIC identifica o distúrbio de frequência, insere um torque extra (T_{iner}) ao torque de referência (T_{ref}) e conseqüentemente aumenta a referência de potência ativa do aerogerador (P_{ref}) com o intuito de compensar transitoriamente o desequilíbrio de carga e geração. Considerando que, durante o evento, a potência mecânica permanece a mesma (linearizado em torno de uma velocidade de vento constante) e a dinâmica do inversor possibilita modular praticamente de forma instantânea a potência elétrica do aerogerador para variações da referência de potência, esse adicional de potência elétrica, caso o aerogerador opere sem sistema de armazenamento de energia, é extraído da energia cinética armazenada na

turbina. Essa extração de energia, por sua vez, desacelera o rotor enquanto persistir o desequilíbrio de potência. Como a técnica de extração de energia cinética permite a operação em MPPT durante a operação normal do sistema, esta foi escolhida como reserva de energia para emulação de inércia sintética.

3.2 MODELAGEM DA MICRORREDE

O modelo matemático de uma microrrede com fontes de geração eólica (WPP), hidrelétrica (HPP) e termelétrica (TPP) que representa a dinâmica da frequência em função da resposta de potência ativa, baseado nos modelos presentes em Hafiz e Abdennour (2015) e em Li *et al.* (2019), é exibido na Figura 3.

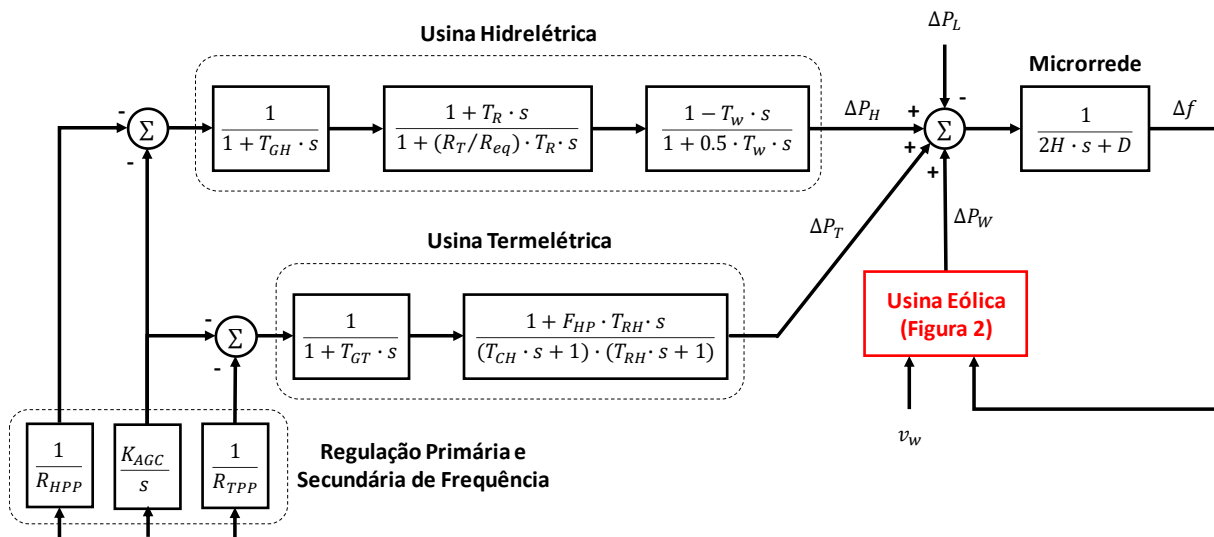


Figura 3: Modelo dinâmico de potência/frequência para uma microrrede com fontes de geração eólica, hidrelétrica e termelétrica. Adaptado de: (HAFIZ; ABDENNOUR, 2016; LI *et al.*, 2019).

Define-se Δf como a variação de frequência do sistema (p.u.), ΔP_H é a variação da potência ativa fornecida pela HPP (p.u.), ΔP_T é a variação da potência ativa fornecida pela TPP (p.u.), ΔP_L é o distúrbio de carga-geração (p.u.) e ΔP_W é a variação da potência ativa fornecida pela WPP ou resposta do controle de inércia sintética (p.u.).

O aerogerador é equipado com controlador de inércia sintética, enquanto que a HPP e a TPP operam com malhas de regulação primária e secundária de frequência. Este modelo permite a análise dos impactos da inércia sintética tanto nos estados de operação do aerogerador, quanto na resposta de frequência da microrrede.

3.3 MODELO LINEAR COM REGULADOR DE VELOCIDADE FIXO

Este modelo é considerado para o projeto do SIC via H_∞ com realimentação estática e dinâmica, em vista que estas topologias foram propostas para operação como controle suplementar. A linearização do modelo do aerogerador apresentado na Figura 2 considera que o mesmo opera em MPPT para uma determinada velocidade de vento. A velocidade angular da turbina é calculada para este ponto de operação e a referência de velocidade da turbina obtida pelo MPPT é constante. Admite-se também que, para pequenas variações da velocidade da turbina, a potência mecânica da turbina eólica é constante. Em vista que o propósito é otimizar a dinâmica do aerogerador, simplifica-se o modelo considerando as respostas de regulação de frequência provenientes das demais fontes de geração como distúrbios de carga-geração.

A Eq. (7) apresenta o modelo geral de um sistema em espaço de estados em malha fechada.

$$\begin{aligned} \dot{x}_1(t) &= A_1 \cdot x_1(t) + B_{u1} \cdot u_1(t) + B_{w1} \cdot w_1(t) \\ y_1(t) &= C_1 \cdot x_1(t) \end{aligned} \quad (7)$$

Sendo que A_1 , B_{u1} , B_{w1} e C_1 são as matrizes de ganhos do sistema linearizado; $x_1(t)$ é o vetor de estados do sistema; $u_1(t)$ é o vetor de entradas controláveis do sistema; $w_1(t)$ é o vetor de distúrbios e entradas não controláveis do sistema; e $y_1(t)$ é o vetor de saídas do sistema, sendo considerado neste estudo o estado Δf .

Com base na Figura 2, verifica-se um sistema de quarta ordem. As matrizes do modelo em espaço de estados são apresentadas nas Eq. (8) e Eq. (9).

$$A_1 = \begin{bmatrix} -\frac{D}{2H} & \frac{\alpha}{2H} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{T_c} & \frac{K_p \cdot \omega_o}{T_c} & \frac{\omega_o}{T_c} \\ 0 & -\frac{1}{2 \cdot \omega_o \cdot H_t} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & K_i & 0 \end{bmatrix} \quad B_{u1} = \begin{bmatrix} 0 \\ -\frac{\omega_o}{T_c} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad B_{w1} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{2H} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad C_1 = \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}^T \quad (8)$$

$$\begin{aligned} x_1(t) &= \left[\Delta f \quad \Delta P_w \quad \Delta \omega_t \quad \int \Delta \omega_t \cdot dt \right]^T \\ u_1(t) &= \Delta P_{ref} \\ w_1(t) &= \Delta P_L \end{aligned} \quad (9)$$

A Figura 4 apresenta graficamente o modelo linearizado para projeto do SIC via norma H_∞ com realimentação estática, enquanto que a Figura 5 representa o modelo com realimentação dinâmica.

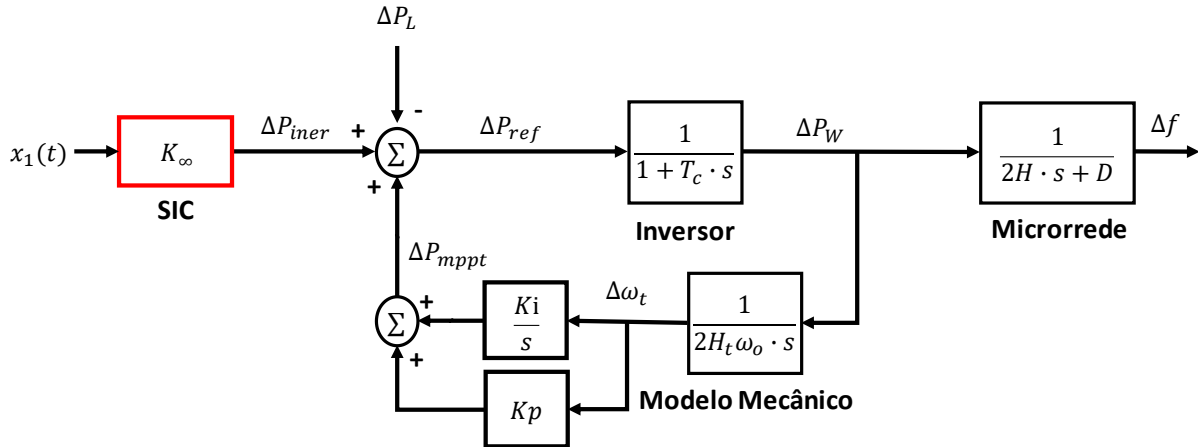


Figura 4: Modelo linearizado aerogerador/microrrede para SIC H_∞ com realimentação de estados.

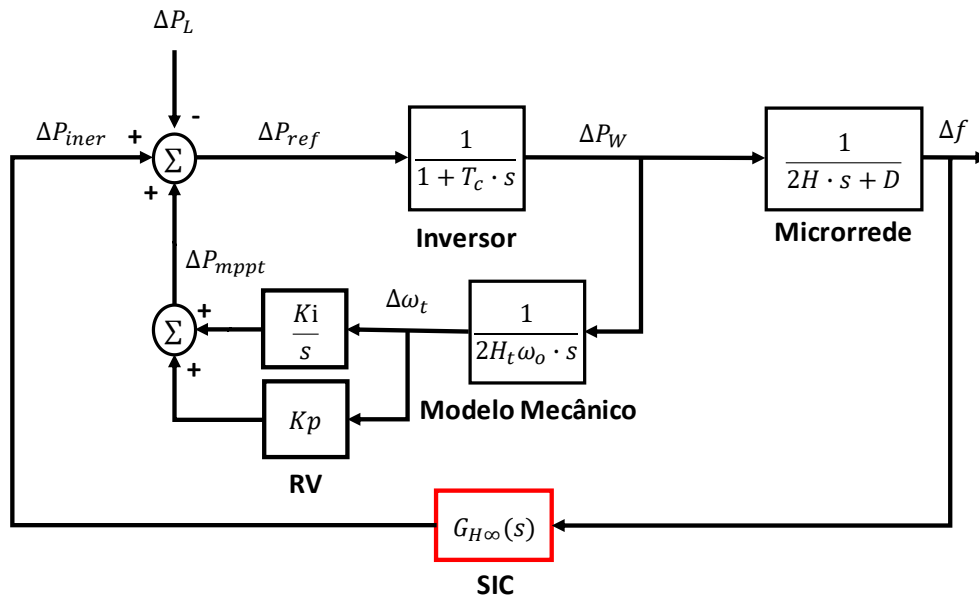


Figura 5: Modelo linearizado aerogerador/microrrede para SIC H_∞ com realimentação de saída Δf .

Sendo que K_∞ é o vetor de ganhos e $G_{H_\infty}(s)$ é a função de transferência dos controladores projetados via norma H_∞ .

Destaca-se que o SIC H_∞ foi definido como controle suplementar sem rastreamento de referência em função das malhas de controle de inércia sintética e de velocidade da turbina eólica possuem sinergia negativa. Logo, o projeto do controle de velocidade via norma H_∞ , visando minimizar os efeitos do distúrbio no estado de frequência da microrrede, tende a atribuir valores negativos aos ganhos do regulador de velocidade, o que se torna impraticável.

3.4 MODELO LINEAR COM RASTREAMENTO DE REFERÊNCIA

O modelo expandido utiliza o mesmo sistema da Figura 2 com a substituição do controle de velocidade por uma malha de rastreamento de referência com integrador. O modelo da Eq. (7), substituindo o subíndice 1 para 2 e considerando realimentação de estados e uma malha de rastreamento de referência de saída, pode ser verificado na Eq. (10), sendo que a Eq. (10) é equivalente à Eq. (11).

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_2(t) \\ \dot{\xi}(t) \end{bmatrix} = \left(\begin{bmatrix} A_2 & 0 \\ -C_2 & 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} B_2 \\ 0 \end{bmatrix} \cdot [K_e \quad K_i] \right) \cdot \begin{bmatrix} x_2(t) \\ \xi(t) \end{bmatrix} \quad (10)$$

$$\dot{x}_a(t) = (A_a - B_a \cdot K_a) \cdot x_a(t) \quad (11)$$

Define-se $\xi(t)$ como vetor de estado dos integradores, sendo igual a ΔP_{mppt} ; K_e é o vetor de ganhos da realimentação de estados; e K_i é o vetor de ganhos da malha de rastreamento de referência. Da mesma forma que para o modelo apresentado na subseção anterior, A_2 , B_2 e C_2 são as matrizes de ganhos do sistema linearizado; $x_2(t)$ é o vetor de estados do sistema; $u_2(t)$ é o vetor de entradas controláveis do sistema. Os vetores e matrizes com subíndice “a” se referem ao modelo expandido do sistema.

Para a planta em questão, verifica-se um sistema expandido de quarta ordem. As matrizes do modelo em espaço de estados a serem inseridas na Eq. (11), adaptadas da Figura 4 sem o RV para inserção da malha de rastreamento de referência, são apresentadas nas Eq. (12) e Eq. (13). A Figura 6 representa graficamente este modelo, utilizado para projeto do SIC por realimentação estática via LQR.

$$A_2 = \begin{bmatrix} -\frac{D}{2H} & \frac{\alpha}{2H} & 0 \\ 0 & -\frac{1}{T_c} & 0 \\ 0 & -\frac{1}{2\omega_o H_t} & 0 \end{bmatrix} \quad B_2 = \begin{bmatrix} 0 \\ \omega_o \\ T_c \\ 0 \end{bmatrix} \quad C_2 = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ -1 \end{bmatrix}^T \quad (12)$$

$$\begin{aligned} x_2(t) &= [\Delta f \quad \Delta P_w \quad \Delta \omega_t]^T \\ u_2(t) &= \Delta P_{ref} \end{aligned} \quad (13)$$

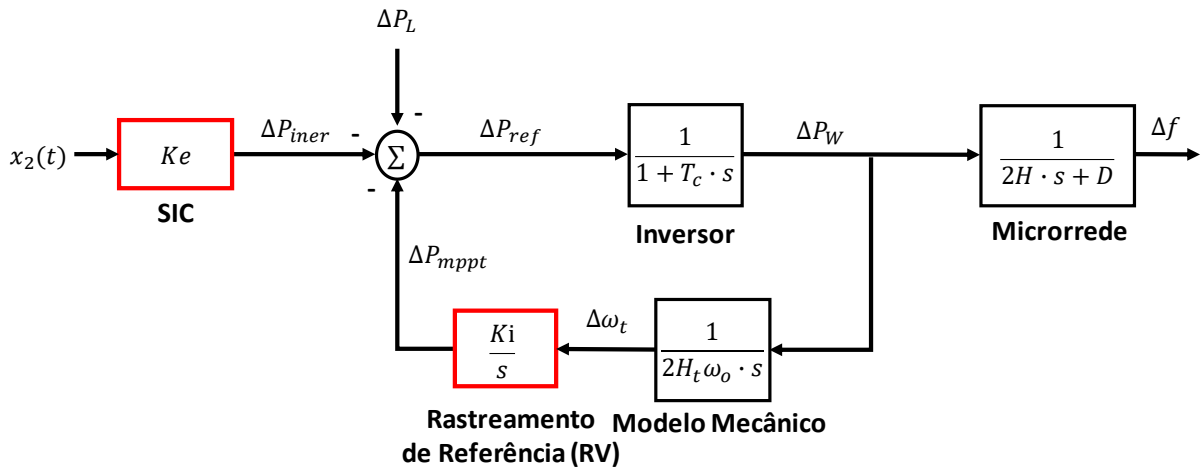


Figura 6: Modelo linearizado expandido aerogerador/microrrede para SIC via LQR.

O diferencial deste modelo expandido em relação ao modelo com RV fixo é a possibilidade de projeto integrado do SIC e do regulador de velocidade da turbina eólica. Esta abordagem abre espaço para utilização de critérios de controle ótimo.

3.5 CONTROLADORES PROPOSTOS PARA EMULAÇÃO DE INÉRCIA SINTÉTICA

Neste trabalho, objetiva-se substituir o Controle de Inércia Sintética do aerogerador, destacado em vermelho na Figura 2, por reguladores baseados em controle robusto e ótimo. Dentre as técnicas consideradas, destaca-se o controle por realimentação dinâmica via norma H_∞ , primeira opção considerada para projeto do controlador. Técnicas referentes ao controle por realimentação estática via norma H_∞ e por Regulador Linear Quadrático (LQR) também são consideradas no trabalho para fins de comparação. Os projetos via norma H_∞ consideram o modelo com RV fixo, enquanto que o projeto via LQR considera um modelo expandido com rastreamento de referência que visa substituir a malha de controle de velocidade da turbina. As técnicas citadas e apresentadas abaixo são baseadas nos formalismos matemáticos e provas de teoremas apresentados em Boyd et al. (1994), Bevrani (2014) e Barbosa et al. (2016).

3.5.1 Controlador H_∞ com Realimentação de Saída

A norma H_∞ de um sistema pode ser relacionada ao maior ganho que este pode oferecer a um determinado sinal de entrada (BURL, 1999). O projeto do controlador por meio da norma H_∞ possibilita, em termos gerais, otimizar a dinâmica de forma a reduzir a influência de

distúrbios e entradas não controláveis (vetor w_1) nas saídas controladas (vetor z) por meio de entradas controláveis (vetor u_1).

As equações do sistema em espaço de estados necessárias à aplicação da norma de controle H_∞ podem ser verificadas na Eq. (14).

$$\begin{cases} \dot{x}_1(t) = A_1 \cdot x_1(t) + B_{u1} \cdot u_1(t) + B_{w1} \cdot w_1(t) \\ z(t) = C_z x_1(t) + D_{uz} u_1(t) + D_{wz} w_1(t) \\ y_1(t) = C_1 x(t) + D_{uy} u(t) + D_{wy} w_1(t) \end{cases} \quad (14)$$

Sendo que $z(t)$ é o vetor de variáveis de interesse, formado a partir de matrizes e vetores C_z , D_{uz} e D_{wz} que ponderam os estados, entradas e distúrbios do sistema. A função de transferência de um controlador H_∞ dinâmico com realimentação de saída, $G_\infty(s)$, pode ser obtida a partir do sistema em espaço de estados da Eq. (15).

$$G_\infty(s) : \begin{cases} \dot{x}_f(t) = A_f x_f(t) + B_f y(t) \\ u(t) = C_f x_f(t) + D_f y(t) \end{cases} \quad (15)$$

As condições de projeto do controlador visam minimizar a norma H_∞ de uma função de transferência de $z(t)$ em função de $w(t)$. Uma das maneiras de resolução deste problema se ampara no conceito de norma H_∞ sub-ótima. Essa abordagem permite, ao invés de definir exatamente o valor da norma H_∞ do sistema, obter esse resultado por meio da aplicação de métodos numéricos. A Eq. (16) apresenta os requisitos para determinação norma H_∞ sub-ótima de um sistema.

$$\|H_{wz}(s)\|_\infty < \gamma \quad (16)$$

Sendo $H_{wz}(s)$ o limitante superior de $z(t)$ em função de $w(t)$ e γ é um escalar positivo obtido da resolução do problema proposto.

A solução baseada na norma H_∞ sub-ótima tem a vantagem de permitir a definição do problema a partir de LMIs, o que permite a aplicação de métodos iterativos para minimização do escalar γ . Dessa forma, o projeto adequado de um controlador $G_\infty(s)$ que esteja de acordo com as condições apontadas na LMI da Eq. (16) garante que o sistema em malha fechada é estável e que o desempenho desejado é atingido, além de reduzir efetivamente a influência dos

distúrbios do vetor $w(t)$ nas variáveis de interesse do vetor $z(t)$. Logo, projeta-se o controlador com base no seguinte teorema.

Teorema 1: existe um controlador $G_\infty(s)$ que minimiza a norma H_∞ do sistema se e somente se existe uma solução para o problema convexo apresentado na Eq. (17) baseado nas LMIs expostas nas Eq. (18) a Eq. (20).

$$\min_{\gamma, S, W, C_s, B_s, D_f} \gamma \quad (17)$$

Sujeito a:

$$\begin{bmatrix} SA_1 + B_s C_1 + (SA_1 + B_s C_1)' & \varphi_1 \\ * & -\Gamma \end{bmatrix} < 0 \quad (18)$$

$$\begin{bmatrix} A_1 W - B_{u1} C_s + (A_1 W - B_{u1} C_s)' & \varphi_2 \\ * & -\Gamma \end{bmatrix} < 0 \quad (19)$$

$$\begin{bmatrix} S & I_{nx} \\ * & W \end{bmatrix} > 0 \quad (20)$$

Sendo que:

$$\varphi_1 = [SB_{w1} + B_s D_{wy} \quad (C_z + D_{uz} D_f C_1)'] \quad (21)$$

$$\varphi_2 = [B_{w1} + B_{u1} D_f D_{wy} \quad WC'_z - C'_s D_{uz}] \quad (22)$$

$$\Gamma = \begin{bmatrix} \gamma I_{nw} & -D'_a \\ -D_a & \gamma I_{nz} \end{bmatrix} \quad (23)$$

$$D_a = B_{w1} + D_{uz} D_f D_{wy} \quad (24)$$

Caso o problema convexo apresente solução, o controlador em espaço de estados pode ser obtido a partir das Eq. (25) a (28).

$$A_f = T^{-1}A_s(S - W^{-1})^{-1}T \quad (25)$$

$$A_s = SA_1 - SB_{u1}C_sW^{-1} + B_sC_1 - SB_{u1}D_fC_1 + (A_1 + B_{u1}D_fC_1)'W^{-1} + \varphi_1\Gamma^{-1}\varphi_2' \quad (26)$$

$$B_f = T^{-1}(B_f - SB_{u1}D_f) \quad (27)$$

$$C_f = (C_sW^{-1} + D_fC_1)(S - W^{-1})^{-1}T \quad (28)$$

□

A prova do teorema pode ser verificada em Boyd et al. (1994).

A estratégia de projeto do controle H_∞ é baseada na determinação do vetor $z(t)$, em vista que este se refere às variáveis de interesse em que a resolução via norma H_∞ minimiza o efeito dos distúrbios sobre as mesmas. Para tanto, é necessário especificar os valores dos vetores C_z , D_{uz} e D_{wz} .

Com base em Bevrani (2014), a partir do modelo apresentado na Eq. (8) e Eq. (9), o vetor $z(t)$ apresentado na Eq. (14) pode ser definido conforme a Eq. (29).

$$z(t) = [\eta_1 \quad \eta_2 \quad \eta_3 \quad \eta_4] \cdot x_1(t) + \eta_5 \cdot u_1(t) + \eta_6 \cdot w_1(t) \quad (29)$$

Sendo que η_1 até η_6 se referem às constantes de ponderação dadas aos estados, entradas controláveis e distúrbios do sistema. Em vista que o enfoque é dado à minimização do efeito do distúrbio sobre a resposta de frequência da microrrede, atribui-se valor à constante η_1 . Como existe também um acoplamento entre as malhas de controle de inércia sintética e de velocidade da turbina, sugere-se atribuir um valor à constante η_5 . Atribui-se valor zero às demais constantes de ponderação.

3.5.2 Controlador H_∞ com Realimentação de Estados

Da mesma forma que o controlador H_∞ com realimentação dinâmica, o controle baseado em norma H_∞ com realimentação estática parte da ideia de minimização do efeito dos distúrbios nas variáveis de interesse. A solução do problema proposto é obtida com base no teorema exposto abaixo.

Teorema 2: considerando que o modelo do sistema expandido é estabilizável, o regulador que minimiza a norma H_∞ do sistema em espaço de estados apresentado na Eq. (7) é obtido a partir da resolução do problema de otimização baseado em LMIs apresentado na Eq. (30). Logo, os ganhos do regulador que tornam o sistema assintoticamente estável e minimizam a norma H_∞ são obtidos por meio da Eq. (31).

$$\min_{S,Y} \gamma : \begin{cases} S > 0 \\ \begin{bmatrix} A_1S + SA_1' + B_{u1}Y + Y'B_{u1}' & B_{w1} & SC_z' \\ B_{w1}' & -\gamma I_{nz} & 0 \\ C_zS & 0 & -\gamma I_{nz} \end{bmatrix} < 0 \end{cases} \quad (30)$$

$$K_\infty = YS^{-1} \quad (31)$$

Sendo Y e S matrizes de dimensões apropriadas que, junto com o escalar γ , fazem parte da solução do problema de otimização convexo apresentado. K_∞ é o controlador projetado via norma H_∞ . \square

A prova do teorema pode ser verificada em Boyd et al. (1994).

Da mesma forma que para o controlador H_∞ com realimentação dinâmica, o projeto baseado em H_∞ com realimentação estática parte da definição do vetor $z(t)$. Utiliza-se, para tanto, o mesmo pressuposto da Eq. (29), sendo que a definição dos pesos dados às constantes de ponderação segue a mesma estratégia de projeto apresentada para o controlador H_∞ com realimentação dinâmica. Neste sentido, serão atribuídos valores às constantes η_1 e η_5 , enquanto as demais constantes de ponderação terão peso zero.

3.5.3 Controlador LQR com Rastreamento de Referência

O controle LQR representa uma técnica de controle ótimo por realimentação de estados que possibilita definir os autovalores ótimos do sistema em malha fechada a partir de determinados critérios quadráticos adotados. Em termos práticos, o controle LQR permite otimizar o desempenho frente a variações de referência do sistema, minimizando assim a excursão dos estados do sistema sob essas circunstâncias.

A partir da lei de controle por realimentação de estados, a dinâmica do sistema em malha fechada considerando rastreamento de referência é demonstrada na Eq. (32).

$$\dot{x}_a(t) = (A_a - B_a K_{LQR})x_a(t) \quad (32)$$

K_{LQR} é a matriz de ganhos do controlador, equivalente ao vetor K_a apresentado na Eq. (11). O projeto do controlador LQR é realizado conforme o seguinte teorema.

Teorema 3: considerando que o modelo expandido apresentado na Eq. (10) e Eq. (11) é estabilizável, o regulador LQR que minimiza a função objetivo em termos quadráticos apresentada na Eq. (33) referente às energias de estado e controle é projetado a partir da matriz P resultante da solução da Equação de Riccati apresentada na Eq. (34). Logo, os ganhos do controlador que minimizam a função objetivo são obtidos por meio da Eq. (35).

$$J = \int_0^{\infty} (x_a(t)^T Q x_a(t) + u_2(t)^T R u_2(t)) dt \quad (33)$$

$$P A_a + A_a^T P - P B_a R^{-1} B_a^T P + Q = 0 \quad (34)$$

$$K_{LQR} = R^{-1} B_a^T \bar{P} \quad (35)$$

P é a solução da equação algébrica de Riccati, enquanto Q e R são matrizes diagonais simétricas positivas definidas que se referem à ponderação entre as energias de estado e de controle do sistema. \square

A prova do teorema pode ser verificada em Barbosa et al. (2016).

De forma geral, o problema baseado em LQR é ligado à minimização da energia transitória atrelada aos estados e entradas do sistema, o que remete ao termo quadrático do regulador. A escolha adequada de Q e R atribui pesos às variáveis em questão com o intuito de otimizar de forma ponderada a dinâmica do sistema em consonância à limitação da energia de atuação do controle.

Considerando o sistema proposto, deve-se parametrizar uma matriz Q diagonal com quatro constantes de ponderação, além de mais uma constante referente ao termo R , conforme exposto na Eq. (36).

$$\left\{ \begin{array}{l} Q = \begin{bmatrix} \eta_1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \eta_2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \eta_3 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \eta_4 \end{bmatrix} \\ R = \eta_5 \end{array} \right. \quad (36)$$

A parametrização das constantes de ponderação pode ser realizada por meio da regra de Bryson (1975). Para tanto, utilizam-se os desvios máximos aceitáveis para cada um dos estados e entradas, conforme apresentado na Eq. (37).

$$\eta_i = \frac{1}{\text{devmax}_i^2} \quad (37)$$

Sendo que devmax_i é o máximo desvio aceitável do estado ou entrada i , em p.u.

A regra de Bryson é comumente utilizada para parametrização inicial das matrizes de ponderação e posterior aplicação de métodos iterativos para ajuste de desempenho do controlador conforme as especificações desejadas. Neste estudo, utiliza-se tentativa e erro para ajuste das constantes de ponderação em vista que esse método facilita o balizamento necessário dos cenários a serem analisados.

3.6 IMPLEMENTAÇÃO DA METODOLOGIA

Os procedimentos utilizados para resolução dos problemas propostos baseados em desigualdades lineares matriciais, bem como da equação de Riccati, podem ser representados de forma gráfica por meio do fluxograma apresentado na Figura 7.

A primeira etapa passa pela definição do tipo de RV a ser considerado para obtenção do modelo linear em espaço de estados. O sistema com RV fixo é utilizado para projeto do SIC H_∞ com realimentação estática de estados e com realimentação dinâmica de saída, enquanto que o sistema com RV por rastreamento de referência é utilizado para projeto do SIC LQR. A partir destas premissas, são obtidas as matrizes e vetores dos sistemas em espaço de estados em função da parametrização do modelo.

A resolução das desigualdades lineares matriciais para projeto dos controladores por norma H_∞ foi realizada por meio da biblioteca YALMIP (LÖFBERG, 2004) com o uso do *solver* SEDUMI (STURM, 1999), ferramentas já com respaldo científico, sendo que ambas

foram instaladas nos diretórios do MATLAB R2013a. O SIC LQR, da mesma forma, utiliza a função “*lqr*” do MATLAB para resolução da equação de Riccati.

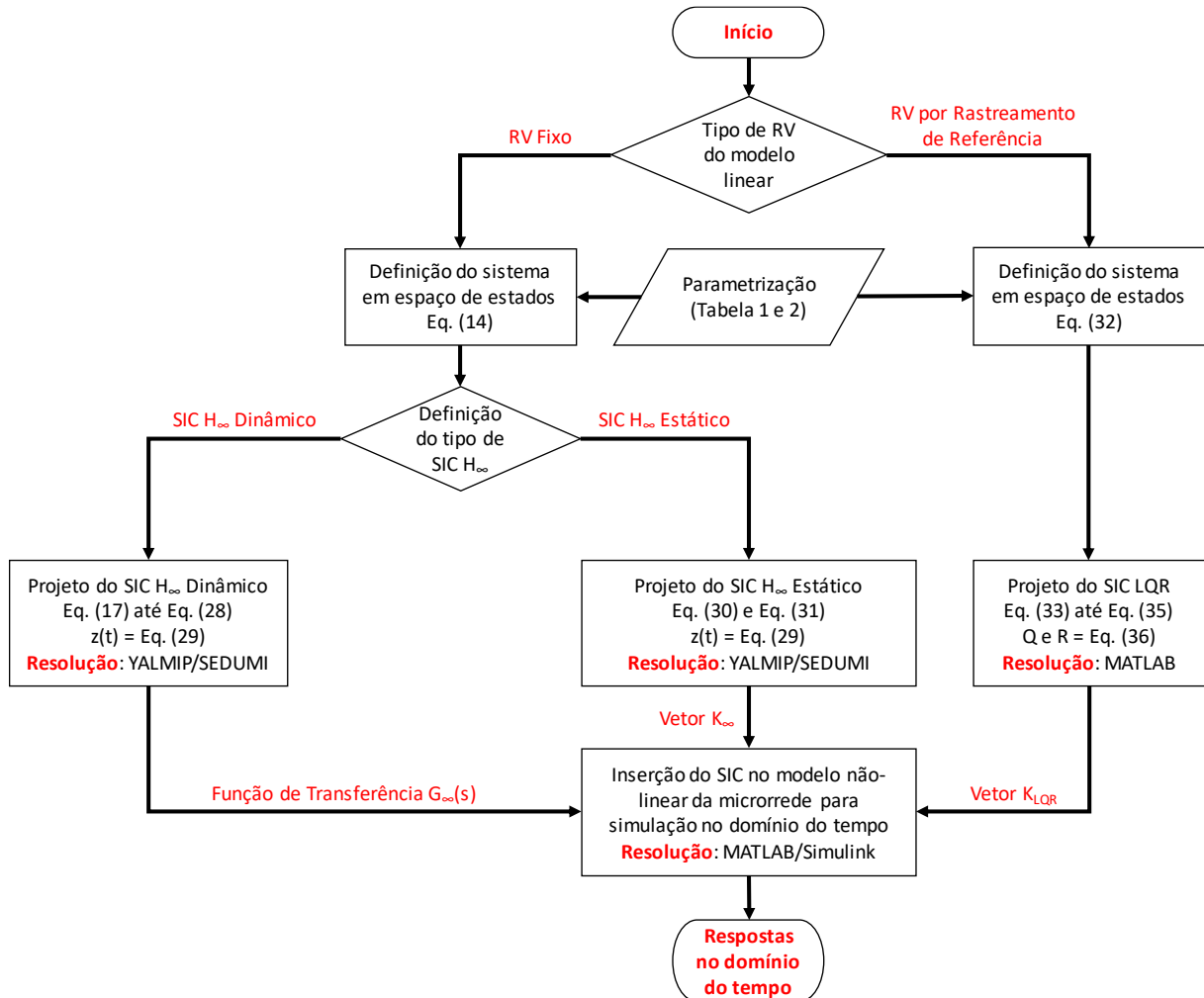


Figura 7: Fluxograma de formulação e resolução do problema.

Por fim, os projetos retornam os SICs baseados em vetores de ganhos e em função de transferência. Estes controladores são implementados no MATLAB/Simulink dentro do modelo não-linear da microrrede, referente ao modelo da Figura 3, a fim de gerar as respostas no domínio do tempo apresentadas no capítulo de Resultados e Discussões. Destaca-se que, como o estudo apresentou caráter comparativo, as três topologias de SIC propostas foram projetadas, simuladas e comparadas com cenários de referência a fim de verificar o desempenho de cada topologia.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Um estudo de caso foi realizado no modelo teste de microrrede apresentado na Figura 3. Analisaram-se as respostas de frequência da rede e dos estados do aerogerador em diferentes cenários de operação do SIC, bem como métricas de desempenho dos controladores referentes aos máximos desvios de frequência, energia cinética extraída da turbina eólica e análise de uma função custo baseada na norma H_2 do desvio de frequência da microrrede.

4.1 CENÁRIOS E PREMISSAS DA ANÁLISE

A validação dos controladores desenvolvidos é realizada de forma comparativa a cenários com outros controladores, conforme exposto abaixo.

- **Sem SIC:** Controle MPPT + RV
- **SIC via PD:** Controle MPPT + RV + SIC via Controle PD;
- **SIC via LQR:** Controle MPPT + SIC via LQR com rastreamento de referência de velocidade da turbina eólica;
- **SIC via H_∞ est.:** Controle MPPT + RV + SIC via H_∞ com realimentação de estados; e
- **SIC via H_∞ din.:** Controle MPPT + RV + SIC via H_∞ com realimentação dinâmica de saída.

Os quesitos de desempenho dos controladores desenvolvidos são avaliados perante dois cenários: distúrbios de carga/geração e variação da velocidade do vento.

Os resultados apresentados se referem a simulações no domínio do tempo acerca do comportamento dinâmico do sistema sob esses distúrbios para cada uma das estratégias de controle apontadas acima, além de tabelas com indicadores que corroborem as questões de desempenho e robustez dos controladores.

4.2 PARAMETRIZAÇÃO DO MODELO

Os modelos apresentados na Figura 2 e na Figura 3 foram implementados no *software* MATLAB R2013a Simulink. Os parâmetros da microrrede e das plantas geradoras são apresentados na Tabela 1 e Tabela 2.

Tabela 1: Parametrização dos sistemas simulados (HAFIZ; ABDENNOUR, 2016; LI et al., 2019; NASIRI; MILIMONFARED; FATHI, 2014).

Microrrede	
H , Constante de inércia (s)	3,00
D , Coeficiente de amortecimento (p.u./Hz)	1,00
V_t , Tensão terminal (p.u.)	1,00
Usina Termelétrica	
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 (%)	40,00
R_{TTP} , Ganho de estatismo permanente	0,05
Usina Hidrelétrica	
T_w , <i>Water starting time</i> (s)	1,00
T_R , <i>Reset time</i> (s)	5,00
R_T , Ganho de estatismo transitório	0,38
T_{GH} , Constante de tempo do regulador de velocidade (s)	0,20
μ , Nível de penetração na rede (%)	40,00
R_{HPP} , Ganho de estatismo permanente	0,05

Tabela 2: Parametrização dos sistemas simulados (HAFIZ; ABDENNOUR, 2016; LI et al., 2019; NASIRI; MILIMONFARED; FATHI, 2014).

Aerogerador	
P_{w_nom} , Potência nominal do aerogerador (MW)	2,00
H_{wT} , Constante de inércia da turbina (s)	5,20
α , Nível de penetração na rede (%)	20,00
β , Ângulo de pitch (°)	0,00
T_C , Constante de tempo do inversor (s)	0,02
T_f , Constante de tempo do filtro passa-baixa (s)	0,005
v_{w_RAT} , Velocidade de vento nominal (m/s)	9,00
R_t , Raio das pás do aerogerador (m)	55,00
λ_{OPT} , Valor ótimo de <i>Tip Speed Ratio</i>	8,10
C₁ , Coeficiente Aerodinâmico 1	0,5176
C₂ , Coeficiente Aerodinâmico 2	116,00
C₃ , Coeficiente Aerodinâmico 3	0,40
C₄ , Coeficiente Aerodinâmico 4	5,00
C₅ , Coeficiente Aerodinâmico 5	21,00
C₆ , Coeficiente Aerodinâmico 6	0,0068
K_{pw} , Ganho proporcional do RV	3,00
K_{iw} , Ganho integral do RV	0,60

Considera-se que o aerogerador opera em velocidade do vento abaixo do valor nominal, logo o controle de *pitch* não foi implementado e o ângulo de *pitch* foi considerado igual a zero para a máxima extração de potência do vento. As condições iniciais foram calculadas para uma velocidade do vento de 7 m/s, ponto este em que o sistema foi linearizado. A Tabela 3 apresenta os valores iniciais em regime permanente dos estados do sistema.

Tabela 3: Condições iniciais do sistema em regime permanente.

v_w (m/s)	7,00	Δf (p.u.)	0,00
ω_t (p.u.)	0,7778	ΔP_L (p.u.)	0,00
T_{ref} (p.u.)	0,6049	$\Delta P_H, \Delta P_T$ (p.u.)	0,00
P_{e0} (p.u.)	0,4705	ΔP_W (p.u.)	0,00

4.3 CONTROLADORES PROJETADOS

O controlador PD, utilizado como referência para fins comparativos, foi parametrizado com base no método de Ziegler-Nichols de malha aberta com posterior ajuste fino. Todos os parâmetros dos demais controladores propostos foram projetados de forma a balizar o desempenho de redução do desvio de frequência da rede, logo possibilitando a análise dos demais em um cenário equivalente. O parâmetro balizador dos cenários analisados se refere à variação máxima da potência elétrica modulada pelo inversor, sendo este definido em 0,1 p.u. em relação à potência nominal do aerogerador. Este valor é apontado como referência pelo ONS (2016) para atuação do SIC em aerogeradores e, com base em Pradhan, Narayan e Kumar (2018), é a máxima sobrecarga permitida para operação por tempo determinado, o que valida o modelo apresentado até a velocidade de vento e consequente potência nominal do aerogerador, cuja faixa de operação é considerada a mais crítica para operação do SIC.

O primeiro passo para realização do projeto dos controladores se refere à definição das constantes de ponderação de estados, entradas controláveis e distúrbios presentes nas Eq. (29) e Eq. (36). Define-se para o modelo apresentado como máximos desvios permitidos, utilizados na estimativa inicial do LQR, os valores de 0,025 p.u. (ONS, 2016), 0,1 p.u. (PRADHAN; NARAYAN; KUMAR, 2018) e 0,3 p.u. (ULLAH; THIRINGER; KARLSSON, 2008) respectivamente para os estados de frequência da microrrede, potência ativa do aerogerador e velocidade da turbina eólica. Para os controladores baseados em norma H_∞ , em vista que estes foram projetados como controle suplementar, atribui-se ponderação apenas ao estado do desvio de frequência da microrrede de forma proporcional aos vetores de distúrbio e de entrada controlável do sistema.

As constantes de ponderação para projeto dos controladores H_∞ e LQR, definidas por tentativa e erro para balizar os cenários sob análise, podem ser verificadas na Tabela 4.

Tabela 4: Constantes de ponderação para projeto dos controladores.

Constantes	SIC via LQR	SIC via H_∞ Est.	SIC via H_∞ Din.
η_1	2500,0	4	10,0
η_2	5,0	0	0,0
η_3	1,0	0	0,0
η_4	0,5	0	0,0
η_5	1,0	0,1	1,0
η_6	-	0,1	0,0

Com base no equacionamento e nas LMIs apresentadas no capítulo de metodologia, nos modelos linearizados das seções 3.3 e 3.4, e nos parâmetros expostos na Tabela 1, Tabela 2 e Tabela 4, faz-se possível projetar os controladores. A Eq. (38) condiz com a função de transferência do controlador PD, a Eq. (39) apresenta os ganhos do controlador H_∞ estático, a Eq. (40) representa os ganhos do LQR e a Eq. (41) se refere à função de transferência do controlador H_∞ dinâmico.

$$G_{PD}(s) = 5(0,3s + 1,9) \quad (38)$$

$$K_\infty = [-7,9117 \quad 1,0251 \quad -2,3616 \quad -0,8021] \quad (39)$$

$$K_{LQR} = [18,0571 \quad 1,3102 \quad -8,4867 \quad -0,7071] \quad (40)$$

$$G_\infty(s) = \frac{(-2,938 \cdot s^3 - 146,9 \cdot s^2 - 42,37 \cdot s - 8,474) \cdot 10^5}{s^4 + 2,555 \cdot 10^4 \cdot s^3 + 1,275 \cdot 10^6 \cdot s^2 + 3,677 \cdot 10^5 \cdot s + 7,355 \cdot 10^4} \quad (41)$$

Destaca-se que o valor de gama obtido no projeto dos controladores robustos foi de $1,01 \cdot 10^{-1}$ para o SIC via H_∞ estático e de $7,16 \cdot 10^{-6}$ para o SIC via H_∞ dinâmico, bem como a solução encontrada com o uso dos programas YALMIP/SEDUMI apresenta valores coerentes para os residuais primal e dual das LMIs. Sendo assim, a resolução das LMIs apresenta uma solução ótima para ambos os casos, minimizando a norma H_∞ do sistema proposto.

4.4 RESULTADOS DE APLICAÇÃO

Essa seção apresenta os resultados de simulação e demais investigações realizadas no estudo de caso proposto. Para cada cenário, avalia-se a resposta no domínio do tempo para a frequência da microrrede, velocidade da turbina do aerogerador e variação da potência elétrica fornecida pelo VSWT. Também são avaliadas as métricas de desempenho referentes aos valores máximos de desvio de frequência e ROCOF, o valor mínimo ($\omega_{t\min}$) e o tempo de acomodação (t_s) da resposta de velocidade da turbina do aerogerador, o valor máximo de potência elétrica do VSWT utilizada na regulação de frequência ($\Delta P_{w\max}$) e a variação da energia cinética da turbina eólica ($\Delta E_{wt\max}$) dada pela integral no tempo da diferença entre a potência ativa elétrica e mecânica do aerogerador. As bases de potência e frequência consideradas nos cenários expostos abaixo foram definidas em 10 MW e 60 Hz, respectivamente.

4.4.1 Cenário 1: Análise para Distúrbio de Carga-Geração

Considera-se neste cenário um distúrbio de carga-geração da ordem de 0,1 p.u., sendo este uma função degrau com início aos 5 segundos.

A resposta de variação da frequência é demonstrada na Figura 8; a Figura 9 ilustra a resposta da velocidade do rotor do aerogerador; a variação de potência ativa fornecida pelo aerogerador é demonstrada na Figura 10; a Figura 11 apresenta o balanço de energia do aerogerador durante o transitório; e as métricas de desempenho são apresentadas na Tabela 5.

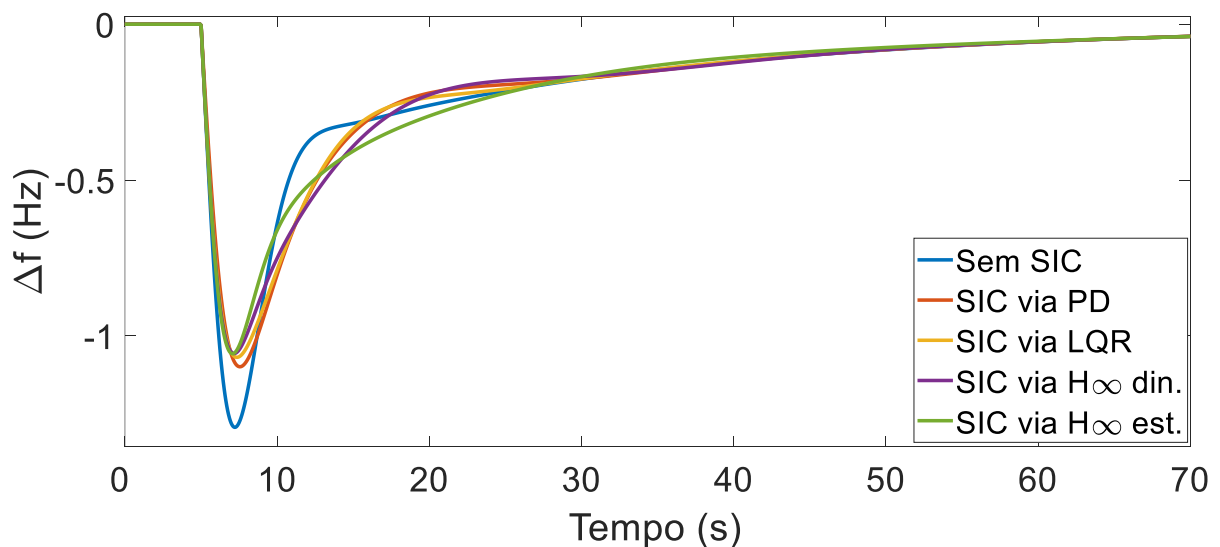


Figura 8: Variação da frequência da microrrede para distúrbio de carga-geração.

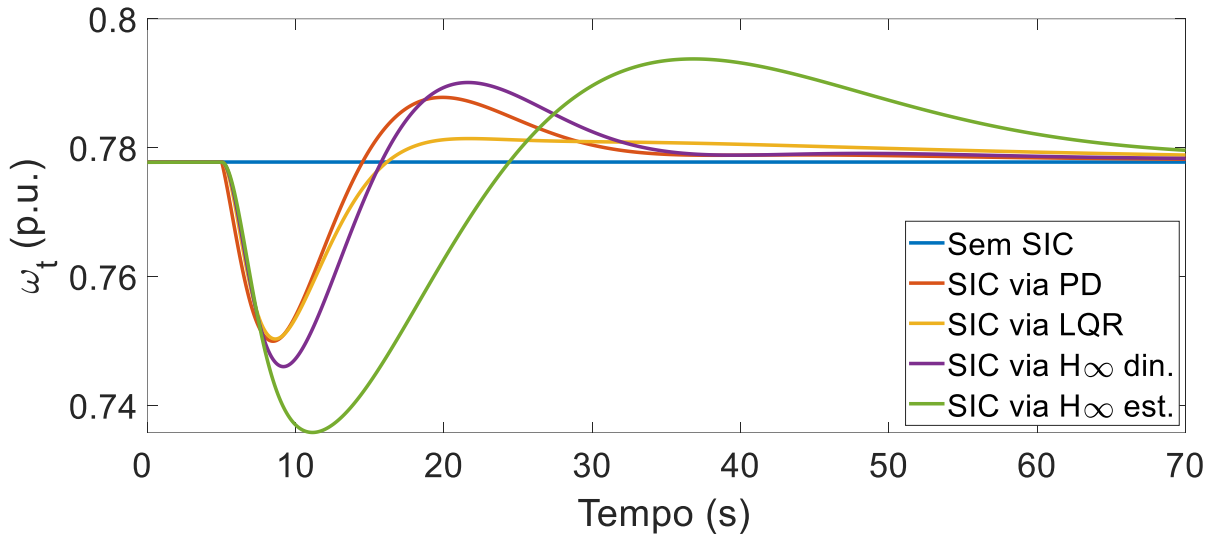


Figura 9: Resposta da velocidade da turbina do aerogerador para distúrbio de carga-geração.

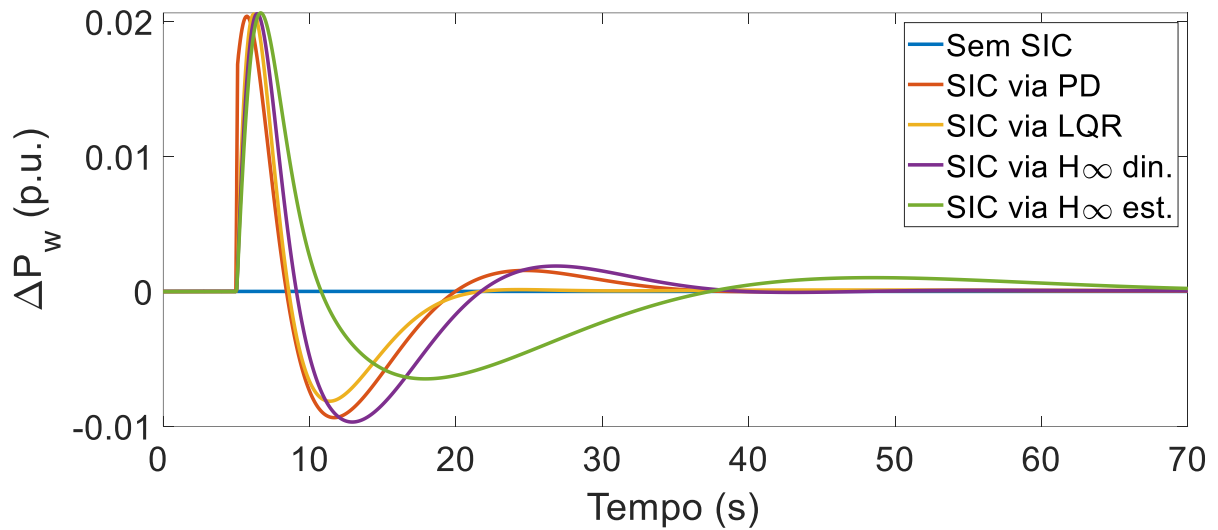


Figura 10: Variação da potência elétrica fornecida pelo aerogerador para distúrbio de carga-geração.

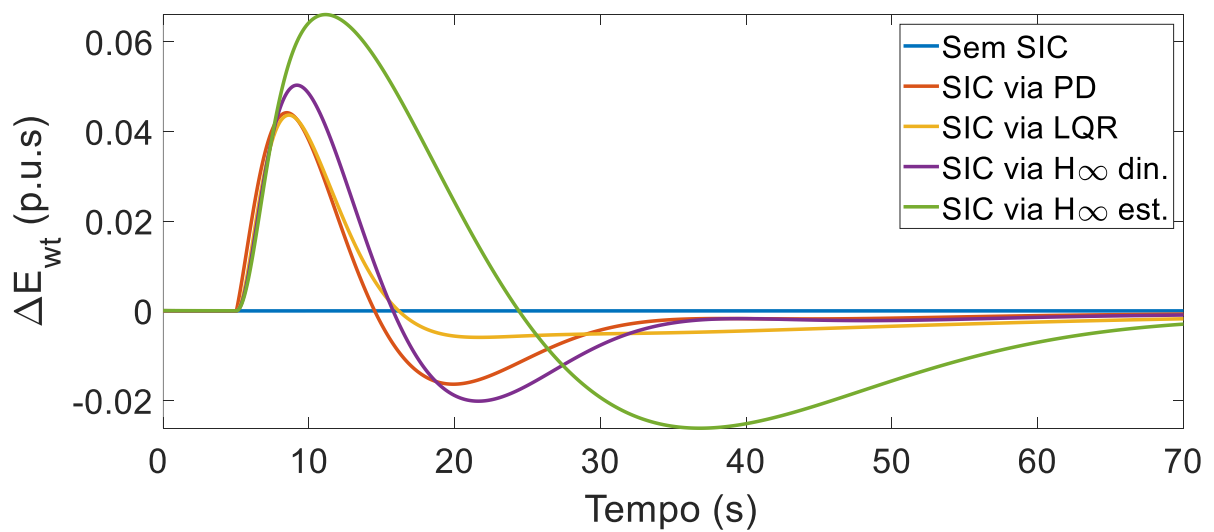


Figura 11: Variação da energia transitória fornecida pelo aerogerador para uma variação de carga.

Tabela 5: Métricas de desempenho para os cenários de análise do distúrbio de carga.

Tipo de Controlador	Δf (Hz)	ROCOF (Hz/s)	$\omega_{t \min}$ (p.u.)	$\Delta P_{w \max}$ (p.u.)	$\Delta E_{wt \max}$ (p.u.s)	ts (s)
Sem SIC	-1,30	-0,57	0,778	0,00	0,000	0,00
SIC via PD	-1,11	-0,45	0,749	0,02	0,046	23,84
SIC via LQR	-1,07	-0,46	0,748	0,02	0,047	21,26
SIC via H_{∞} Est.	-1,05	-0,49	0,734	0,02	0,067	63,12
SIC via H_{∞} Din.	-1,05	-0,45	0,743	0,02	0,052	26,62

Verifica-se na Figura 8 que o SIC melhora consideravelmente a resposta de frequência do sistema, reduzindo em 17% o desvio máximo de frequência e em 21% da taxa de variação de frequência em relação ao cenário sem SIC. Para todos os cenários com SIC, esse comportamento é consequência da potência ativa extra fornecida pelo aerogerador durante a contingência, conforme demonstrado na Figura 10, potência essa modulada a partir da extração de energia cinética da turbina eólica, o que reflete na redução da velocidade do rotor de acordo com o comportamento apresentado na Figura 9.

Em vista que os cenários estão balizados pela máxima variação de potência ativa do inversor em 0,02 p.u., os demais parâmetros são utilizados para análise de desempenho dinâmico dos controladores. Com relação ao máximo desvio de frequência da microrrede, observa-se que o SIC via H_{∞} dinâmico apresenta o melhor desempenho, com afundamento de frequência aproximadamente 6% menor quando comparado ao SIC via PD e, embora apresente atenuação do afundamento de frequência similar ao SIC via H_{∞} estático, extrai 23% menos energia cinética para tanto e possui tempo de acomodação da resposta de velocidade da turbina 2,4 vezes mais rápido. Em relação às demais técnicas, o SIC via H_{∞} dinâmico contribui com cerca de 13% mais energia para a resposta inercial que os SICs via PD e LQR.

O SIC via LQR, por sua vez, reduz em 1,9% o afundamento de frequência da microrrede em comparação ao SIC via PD. O diferencial desta abordagem se refere à excursão dos estados de velocidade da turbina e de potência ativa do inversor. Observa-se na Figura 9 que o projeto via LQR do SIC em consonância ao controle de velocidade da turbina otimiza essa operação, apresentando um menor tempo de estabilização da resposta de velocidade da turbina e um período de regeneração da energia cinética da mesma mais suave em relação às demais topologias, o que também pode ser verificado na Figura 11. Neste sentido, essa topologia também reduz os impactos do segundo afundamento de frequência devido ao rápido restabelecimento da velocidade ótima da turbina.

4.4.2 Cenário 2: Análise para Distúrbio de Carga com Variações do Vento

Este cenário considera que o aerogerador passa a operar sob um regime de vento variável. São considerados dois distúrbios de carga-geração, sendo o primeiro representado por uma função degrau de amplitude 0,1 p.u. com início em 100 segundos; e o segundo, uma função degrau de amplitude -0,1 p.u. com início em 300 segundos. O perfil de velocidade do vento utilizado, gerado por meio de uma amostra de ruído gaussiano com especificações de 0,1 Hz, média de 7 m/s, desvio padrão de 1 m/s e com valor máximo abaixo da velocidade nominal do aerogerador, é apresentado na Figura 12.

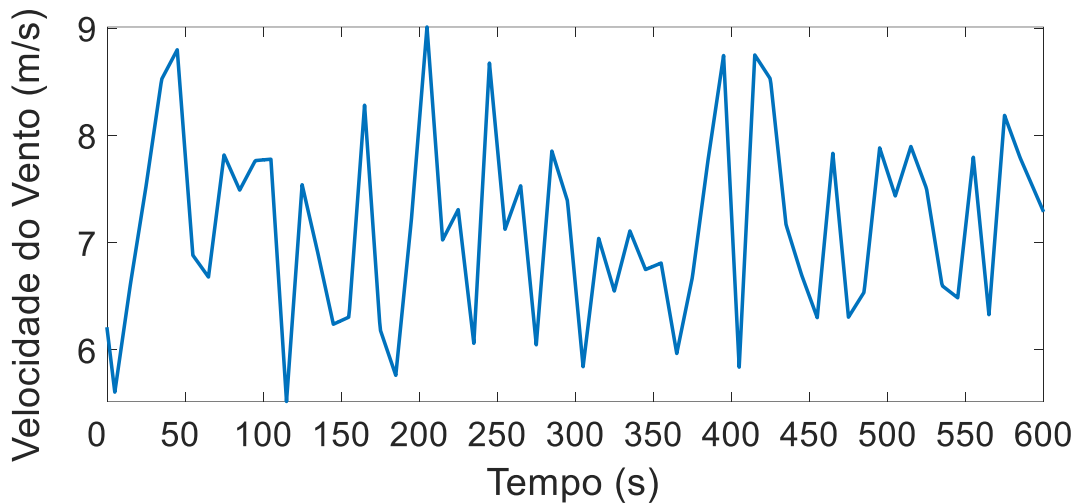


Figura 12: Perfil de velocidade do vento considerado no cenário.

A fim de compensar a variação da geração eólica durante este período, atribui-se um valor de 1,0 ao K_{AGC} das fontes hidrelétrica e termelétrica para que estas possam participar da regulação secundária de frequência da rede.

Em função da dificuldade de análise de desempenho dos controladores por meio da resposta dinâmica dos estados neste cenário, propõe-se uma função custo baseada na norma H_2 da variação da frequência da microrrede como índice de desempenho. Essa norma, por sua vez, representa uma ideia de energia de um dado sinal que, neste caso, visa-se minimizar. Utiliza-se, para tanto, o estado de desvio de frequência do sistema como parâmetro de análise. A função custo proposta pode ser descrita matematicamente pela Eq. (42).

$$\varepsilon_{\Delta f} = \int_0^T \Delta f(t)^2 \cdot dt \quad (42)$$

Sendo que $\varepsilon_{\Delta f}$ é o índice referente à função custo baseada na norma H_2 do sinal de desvio de frequência da microrrede, em $\text{Hz}^2 \cdot \text{s}$; e T é o período sob análise, em segundos.

A resposta de variação da frequência é apresentada na Figura 13; a Figura 16 demonstra a resposta da velocidade do rotor do aerogerador; a variação de potência ativa fornecida pelo aerogerador é exposta na Figura 19. Apresentam-se as mesmas respostas com destaque para o primeiro distúrbio de carga-geração na Figura 14, Figura 17 e Figura 20; e detalhado para o segundo distúrbio de carga-geração na Figura 15, Figura 18 e Figura 21. A Figura 22 apresenta a resposta da função custo apresentada na Eq. (42) para o período analisado. As métricas de desempenho são apresentadas na Tabela 6, sendo que os índices Δf_{\max} e $\Delta P_{w_{\min}}$ se referem ao distúrbio de carga-geração com valor negativo.

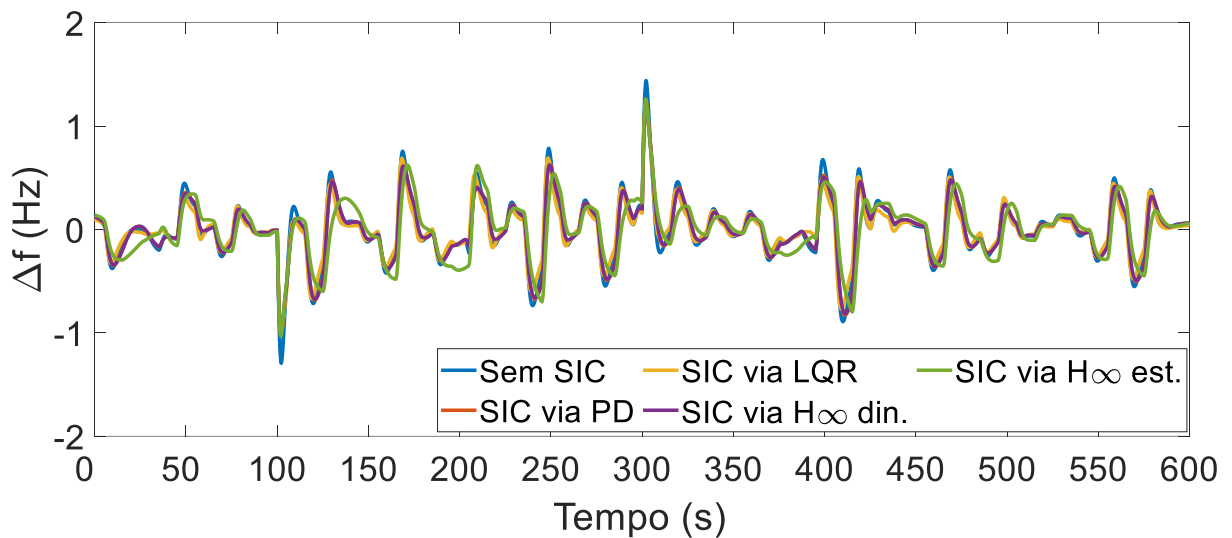


Figura 13: Variação da frequência da microrrede nos cenários com variação da velocidade do vento.

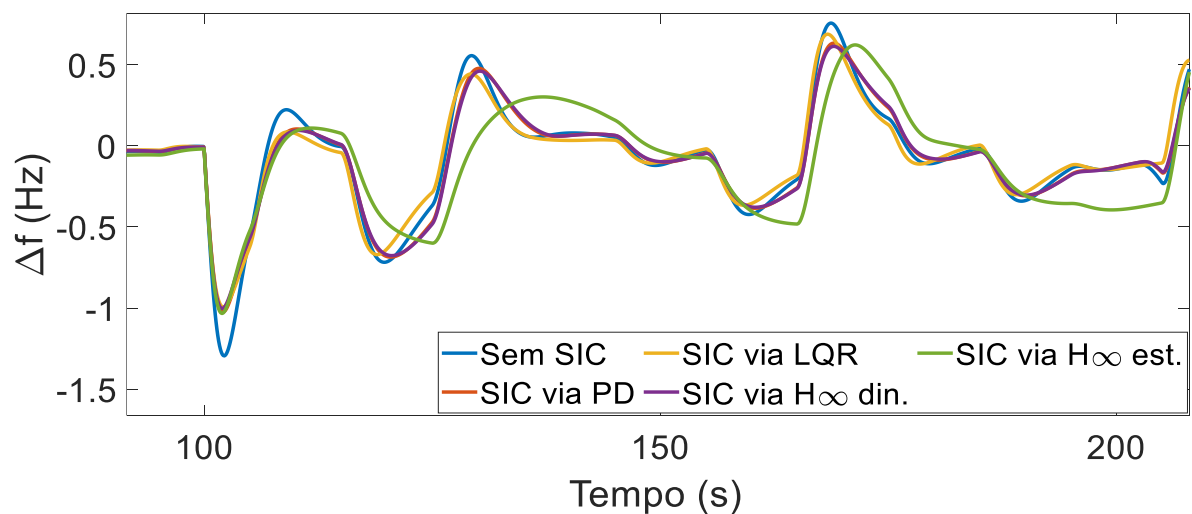


Figura 14: Variação da frequência da microrrede nos cenários com variação da velocidade do vento – primeiro distúrbio de carga-geração detalhado.

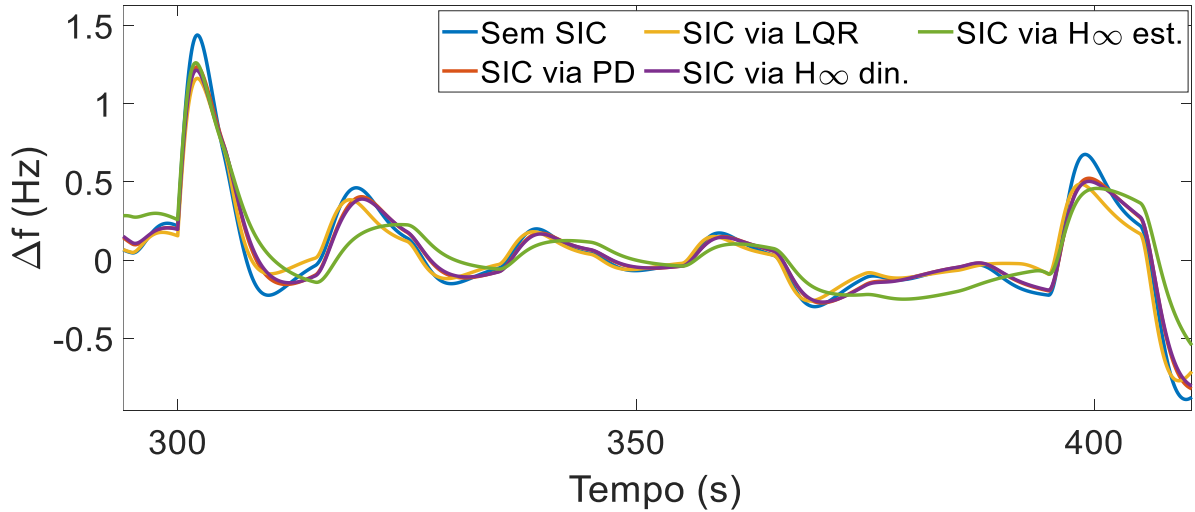


Figura 15: Variação da frequência da microrrede nos cenários com variação da velocidade do vento – segundo distúrbio de carga-geração detalhado.

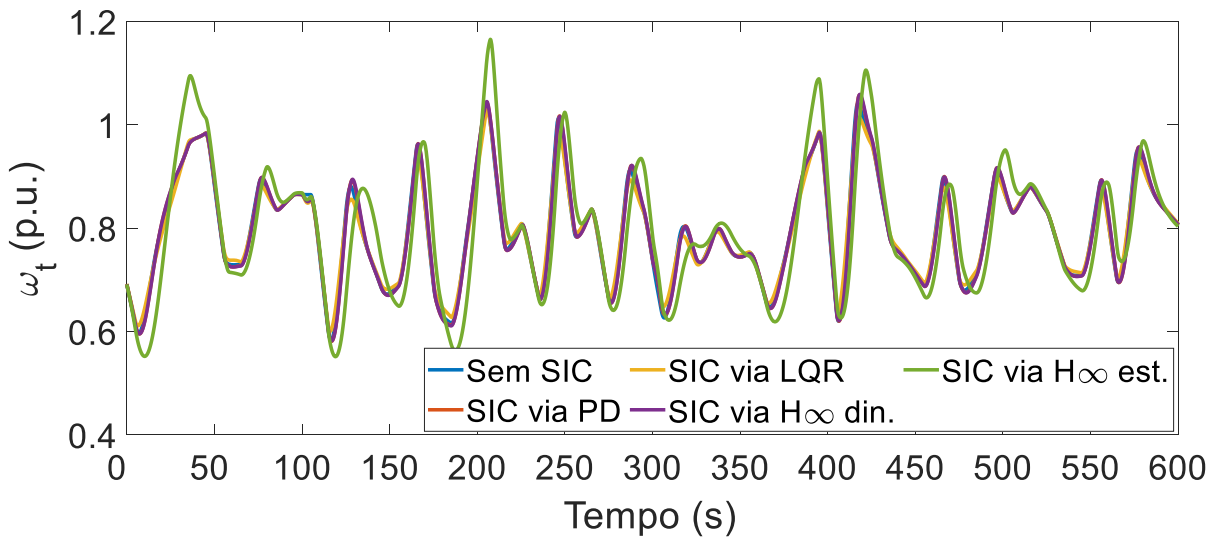


Figura 16: Resposta da velocidade do rotor do aerogerador nos cenários de variação da velocidade do vento.

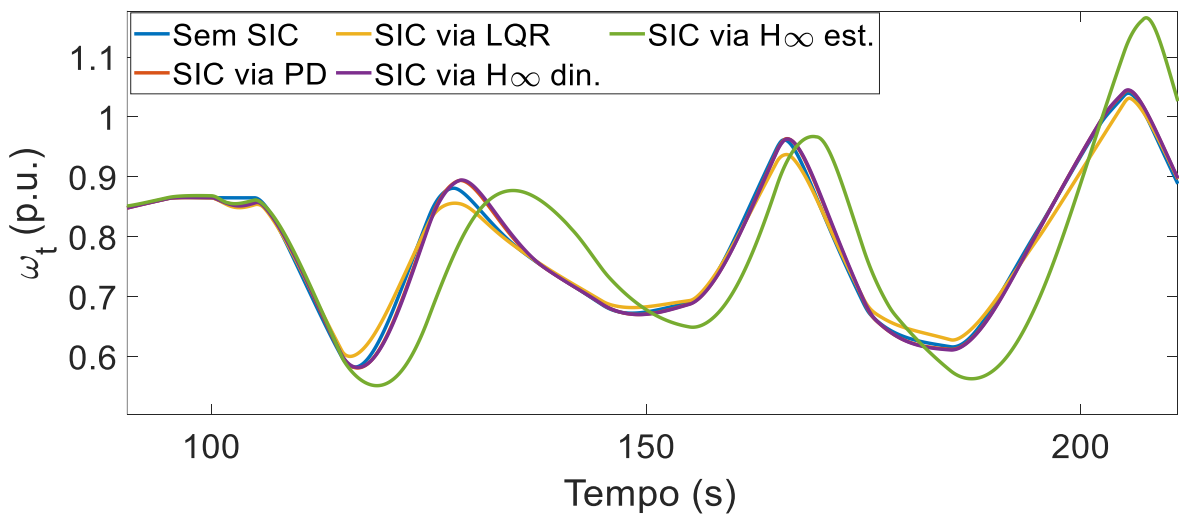


Figura 17: Resposta da velocidade do rotor do aerogerador nos cenários de variação da velocidade do vento – primeiro distúrbio de carga-geração detalhado.

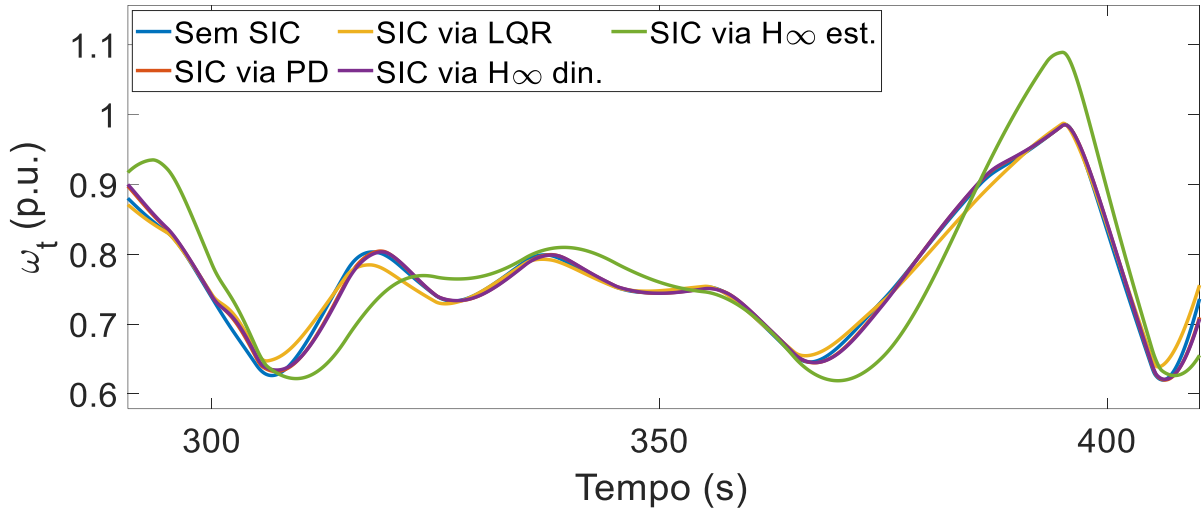


Figura 18: Resposta da velocidade do rotor do aerogerador nos cenários de variação da velocidade do vento – segundo distúrbio de carga-geração detalhado.

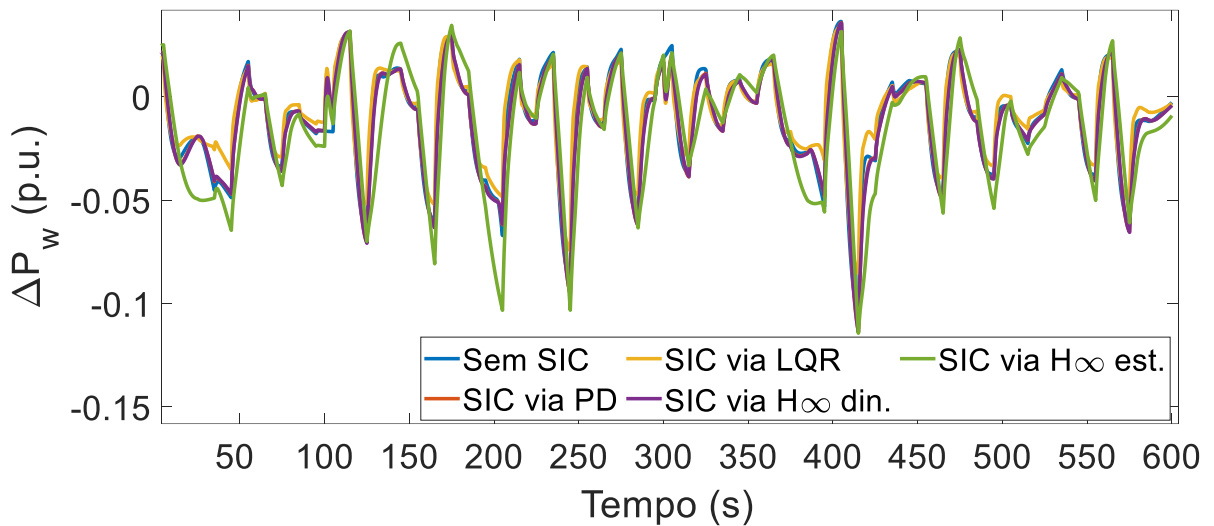


Figura 19: Variação da potência elétrica do aerogerador em cenários com variações da velocidade do vento.

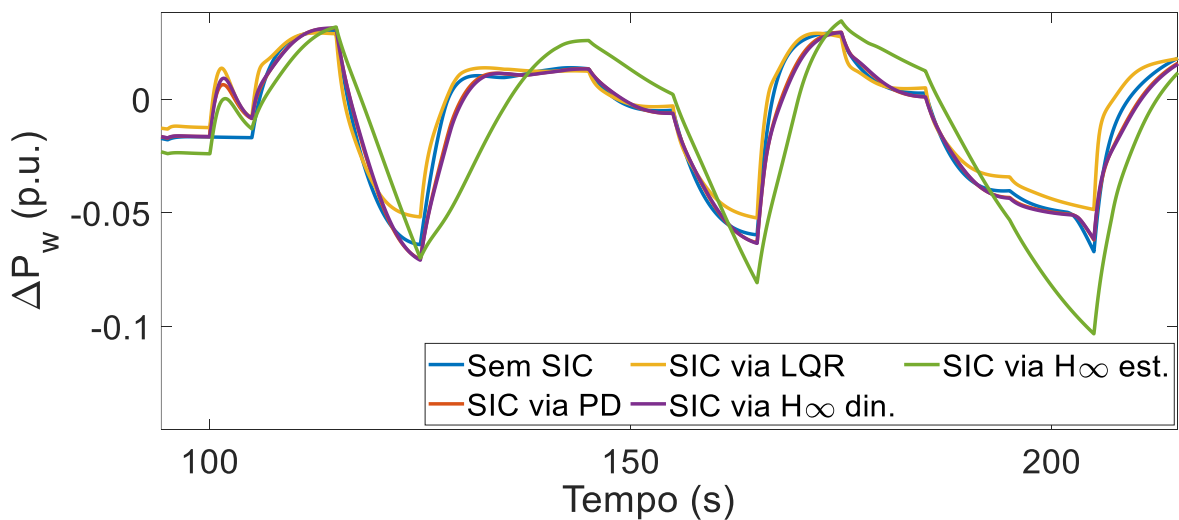


Figura 20: Variação da potência elétrica do aerogerador em cenários com variações da velocidade do vento – primeiro distúrbio de carga-geração detalhado.

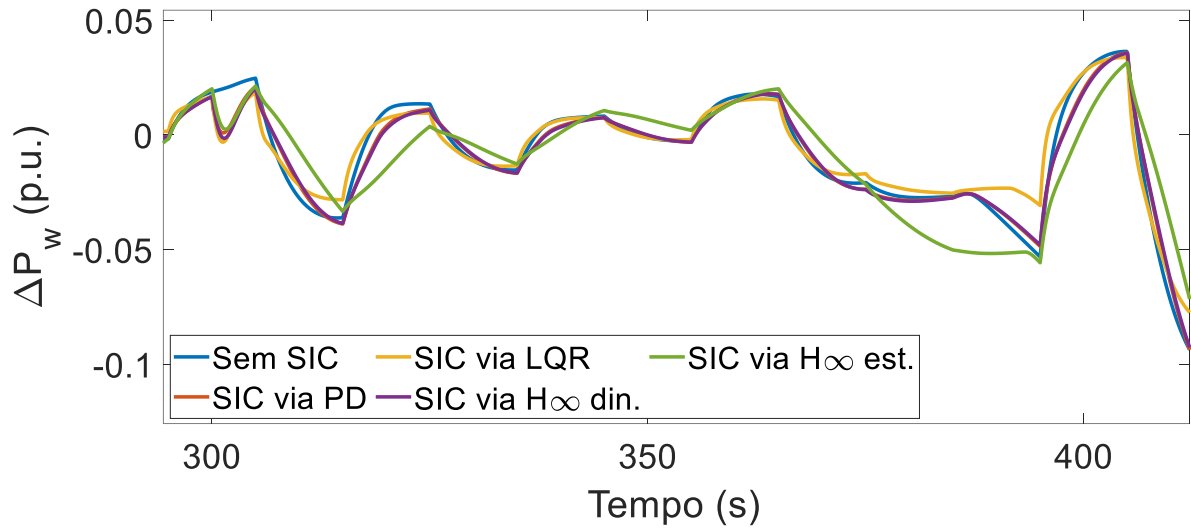


Figura 21: Variação da potência elétrica do aerogerador em cenários com variações da velocidade do vento – segundo distúrbio de carga-geração detalhado.

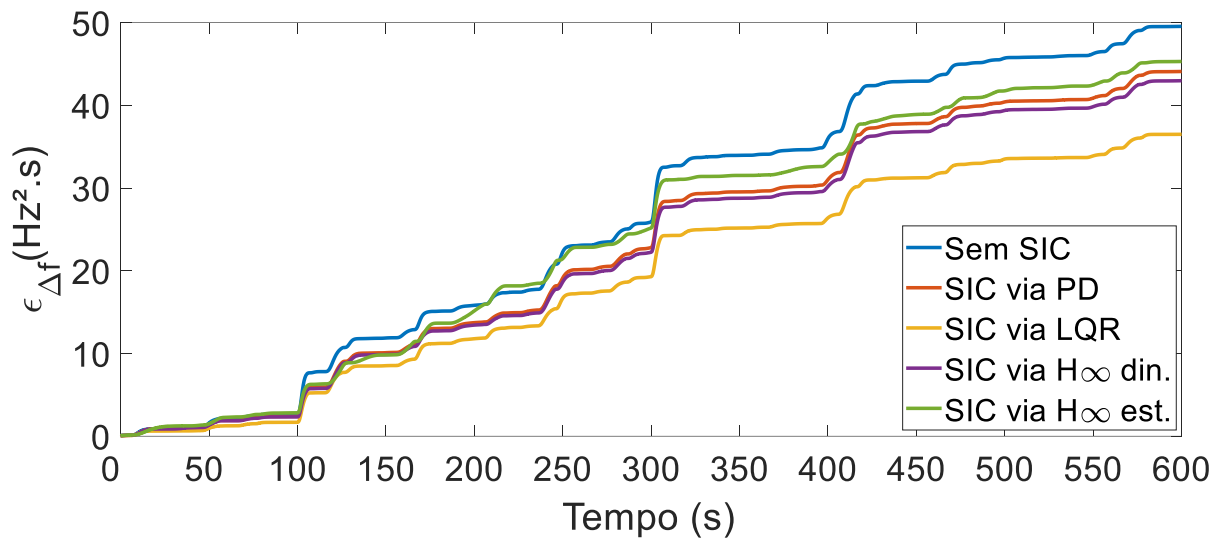


Figura 22: Função custo aplicada ao desvio de frequência da microrrede durante o período analisado.

Tabela 6: Métricas de desempenho para os cenários com variações da velocidade do vento.

Topologia	Δf_{\min} (Hz)	Δf_{\max} (Hz)	$\Delta P_{w\min}$ (p.u.)	$\Delta P_{w\max}$ (p.u.)	$\epsilon_{\Delta f}$ (Hz ² .s)
Sem SIC	-1,35	1,44	0,000	0,000	49,55
SIC via PD	-1,02	1,24	-0,021	0,023	44,09
SIC via LQR	-0,98	1,16	-0,025	0,031	36,50
SIC via H _∞ Est.	-1,03	1,26	-0,019	0,019	45,30
SIC via H _∞ Din.	-1,00	1,21	-0,022	0,026	42,98

Observa-se da Figura 13 à Figura 15 que todos os cenários com SIC resultam em melhor resposta de frequência da microrrede em relação ao cenário sem contribuição do aerogerador na resposta inercial, apresentando menores excursões de frequência em torno do

ponto de operação. Com base na Figura 16 até a Figura 21, constata-se também que o aerogerador opera de maneira estável durante o período considerado, apresentando resposta da velocidade da turbina e de potência ativa dentro dos limites operativos do mesmo.

A questão principal a ser verificada é que variação da velocidade do vento atua na malha de controle do aerogerador como uma mudança de referência de velocidade da turbina e, conseqüentemente, de potência ativa. Como as malhas de SIC e RV são acopladas, espera-se desempenhos distintos para cada controlador em função dos seus objetivos.

O projeto via norma H_∞ com realimentação estática de estados visa a atenuação dos efeitos do distúrbio no estado de frequência da microrrede, entretanto, essa abordagem torna lenta a resposta tanto do rastreamento de velocidade ótima da turbina, conforme pode ser observado na Figura 16, quanto da potência ativa do aerogerador, exposta na Figura 19. Logo, como a variação da velocidade do vento impacta no referencial de velocidade da turbina eólica, verifica-se pelas respostas de variação da frequência da microrrede uma deterioração da resposta inercial do aerogerador neste cenário dinâmico em relação às demais técnicas de SIC apresentadas.

O SIC projetado pela norma H_∞ com realimentação dinâmica de frequência da microrrede, por sua vez, em função de ser projetado sem realimentação da velocidade da turbina, apresenta menores impactos à malha do RV. Desta forma, observa-se da Figura 16 até a Figura 18 um desempenho da regulação da velocidade da turbina equivalente ao do SIC via PD. O diferencial desta topologia em relação ao SIC via PD pode ser observado na Figura 20 e Figura 21, em vista que proporciona uma maior contribuição inercial na presença do distúrbio de carga-geração, o que reflete nas menores excursões de frequência apresentadas na Figura 13.

O diferencial da topologia baseada em LQR pode ser observado na Figura 16 e na Figura 19, em vista que esta técnica otimiza a resposta dos estados frente a variações do ponto de operação. Neste cenário com perfil de vento dinâmico, verifica-se que o desempenho do controlador LQR com rastreamento de referência se mostra superior na regulação de frequência da microrrede em relação às demais estratégias abordadas. Com base nas métricas de desempenho apresentadas na Tabela 6 também é possível corroborar essa situação, apresentando maior contribuição de potência ativa e menores excursões de frequência em comparação às demais técnicas para os dois distúrbios de carga-geração.

Por fim, como principal ponto de análise deste cenário, de forma a avaliar de forma comparativa o desempenho das topologias propostas, a função custo baseada na norma H_2 do sinal de frequência da microrrede foi calculada para o período avaliado. Com base na Figura 22

e na Tabela 6, constata-se que o SIC via LQR apresenta um índice de 36,5 Hz².s ao final do período analisado, valor este 27% menor que no cenário sem SIC e aproximadamente 17% menor quando comparado aos cenários com SIC via PD, H_∞ estático e H_∞ dinâmico. Em termos gerais, esse índice aponta que a técnica de SIC via LQR otimiza a resposta de frequência da microrrede, minimizando as excursões de frequência por meio da compensação tanto dos impactos dos distúrbios de carga-geração quanto do perfil de vento variável.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O trabalho apresentado contribui com a discussão da participação na regulação de frequência de redes elétricas por fontes alternativas de energia conectadas por inversor, sendo que o enfoque foi dado à concepção de uma estratégia de controle aplicado à geração eólica. Em face desta mudança de paradigma do sistema, já que tanto as pesquisas como algumas regulamentações dentro do setor elétrico apontam para a participação destas fontes neste cenário, é importante avaliar os impactos da inércia sintética tanto nas redes elétricas quanto à própria fonte de energia utilizada para essa finalidade.

Os resultados apresentados buscam salientar que, na contramão dos estudos verificados na literatura que, em grande parte, visam otimizar a todo custo o desempenho da rede, deve-se dar importância à otimização dos indicadores de frequência em consonância às restrições energéticas e operativas das fontes geradoras. Neste sentido, a consideração das dinâmicas da fonte geradora, neste caso eólica, possibilita uma análise da malha de controle em termos de desempenho e robustez, parâmetros indispensáveis à implementação adequada destes serviços ancilares.

No âmbito das topologias baseadas em controle H_∞ , destaca-se o bom desempenho frente a distúrbios de carga-geração. Tanto o método com realimentação estática de estados, quanto por realimentação dinâmica de saída, proporcionam maior atenuação dos efeitos dos distúrbios de carga-geração no estado de frequência da microrrede, assim contribuindo de maneira mais expressiva à resposta inercial do sistema e conseqüente redução dos afundamentos de frequência.

Contudo, considerando um cenário com perfil de vento dinâmico, o melhor desempenho é verificado no cenário com controle de inércia sintética via LQR. A otimização do rastreamento dos estados do sistema frente a variações de referência e mudança do ponto de operação da fonte, caso este gerado por um perfil de vento variável, junto ao fato de que as malhas de regulação de velocidade e de emulação de inércia sintética são acopladas, possibilitam uma maior contribuição do aerogerador na regulação de frequência do sistema, bem como uma estratégia mais eficaz para controle de velocidade da turbina. Esse fator permite um compromisso ótimo entre o desempenho do controle de inércia sintética e a regulação de velocidade da turbina, já que um dos problemas da inserção da malha de controle inercial suplementar é justamente a redução do tempo de resposta do regulador de velocidade do

aerogerador, o que pode levar a fonte à instabilidade e consequente atuação de proteções devido a um rastreamento de referência ineficaz.

Conclui-se que a hipótese apresentada se mostrou válida, em vista que as topologias propostas tiveram melhores resultados em comparação aos cenários sem SIC e com SIC PD convencional. Contudo, como os objetivos de robustez e rastreamento ótimo do sistema se mostram conflitantes, as topologias propostas apresentaram melhores desempenhos em objetivos distintos. Logo, fica claro que a operação ótima do aerogerador com controle de inércia sintética passa pela consideração do desempenho do sistema frente a distúrbios em consonância à regulação de velocidade da turbina eólica a partir do rastreamento de máxima potência. Em termos gerais, verifica-se um problema de otimização energética onde há campo para investigação. Estratégias de controle multiobjetivo que visem minimizar de forma ponderada tanto a norma H_∞ quanto a norma H_2 do sistema devem possibilitar um projeto ótimo desse serviço ancilar considerando o compromisso entre desempenho e custo energético para emulação da inércia sintética. De maneira complementar, o uso de técnicas de projeto do controlador a partir da inserção de limites dinâmicos do sistema, tal como por meio da inserção de malhas *anti-windup*, devem permitir uma operação do controle de inércia sintética sem comprometer os limites operativos dos estados do aerogerador. Vislumbra-se que o uso de técnicas *anti-windup* baseadas em LMIs deve possibilitar um projeto integrado junto à minimização das normas H_2 - H_∞ do sistema.

5.1 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

Com base nas constatações apresentadas, sugere-se como continuidade desta pesquisa o desenvolvimento de trabalhos que avaliem as seguintes questões:

- Concepção de uma estratégia de controle que contemple na etapa de projeto os compromissos de minimização de efeito dos distúrbios e o rastreamento ótimo de velocidade da turbina eólica;
- Concepção de estratégias de controle ótimo e/ou robusto considerando limites paramétricos e dinâmicos do sistema na etapa de projeto;
- Avaliação experimental do desempenho dos controladores propostos em aerogerador real, bem como em microrrede com maior número de unidades geradoras;

- Transposição das técnicas de projeto propostas para operação do aerogerador conectado à barra infinita, bem como realização de análise de estabilidade de frequência do sistema para este cenário.

5.2 TRABALHOS PUBLICADOS

Durante o período do mestrado foram desenvolvidos e publicados dois trabalhos em tema correlato ao da pesquisa, ligado ao controle de máquinas síncronas. Ligado ao tema da pesquisa, um trabalho fora apresentado e publicado em anais de congresso internacional. Segue abaixo a lista com os trabalhos citados.

MAGNUS, D. M. et al. An Educational Laboratory Approach for Hybrid Project-Based Learning of Synchronous Machine Stability and Control: A Case Study. **IEEE Transactions on Education**, v. 63, p. 48-55 2020.

MAGNUS, D. M. et al. Experimental and Educational Platform for Operation Tests and Parameterization of Power System Regulators and Stabilizers. **IEEE Latin America Transactions**, v. 17, p. 54-62, 2019.

MAGNUS, D. M.; PFITSCHER, L. L.; SCHARLAU, C. C. **A Synergy Analysis of Synthetic Inertia and Speed Controllers on Variable Speed Wind Turbines**. *In: 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Latin America (ISGT Latin America)*, Gramado: IEEE, 2019.

REFERÊNCIAS

- ACKERMANN, T. et al. Paving the Way: A Future Without Inertia Is Closer Than You Think. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 15, n. 6, p. 61–69, 2017.
- ALIPOOR, J.; MIURA, Y.; ISE, T. Power System Stabilization Using Virtual Synchronous Generator With Alternating Moment of Inertia. **IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics**, v. 03, n. 2, p. 451–458, 2015.
- ALIPOOR, J.; MIURA, Y.; ISE, T. Stability assessment and optimization methods for microgrid with multiple VSG units. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 9, n. 2, p. 1462–1471, 2018.
- ALTIN, M. et al. Optimization of Synthetic Inertial Response from Wind Power Plants. **Energies**, v. 11, n. 5, p. 1051–1065, 2018a.
- ALTIN, M. et al. Optimization of Short-Term Overproduction Response of Variable Speed Wind Turbines. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 9, n. 4, p. 1732–1739, 2018b.
- ASHABANI, M. et al. Inducverters: PLL-Less Converters With Auto-Synchronization and Emulated Inertia Capability. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 7, n. 3, p. 1660–1674, 2016.
- ATTYA, A. B.; DOMINGUEZ-GARCIA, J. L.; ANAYA-LARA, O. A review on frequency support provision by wind power plants: Current and future challenges. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 81, p. 2071–2087, 1 jan. 2018.
- ATTYA, A. B. T.; DOMINGUEZ-GARCIA, J. L. Insights on the Provision of Frequency Support by Wind Power and the Impact on Energy Systems. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 9, n. 2, p. 719–728, 2018.
- 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.
- BEVRANI, H. **Robust Power System Frequency Control**. 2a. ed. Basel: Springer, 2014.
- BEVRANI, H.; ISE, T.; MIURA, Y. Virtual synchronous generators: A survey and new perspectives. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 54, p. 244–254, 2014.
- BLOOM, A. et al. It's Indisputable: Five Facts about Planning and Operating Modern Power Systems. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 15, n. 6, p. 22–30, 2017.
- BOYD, S., GHAOUI, L. E., FERON, E. AND BALAKRISHNAN, V. **Linear Matrix Inequalities in Systems and Control Theory**. Philadelphia: SIAM, 1994.
- BRYSON, A. E.; Y.C., H. **Applied Optimal Control: Optimization, Estimation and Control**. 2. ed. Washington: Hemisphere, 1975.
- BURL, J. B. **Linear Optimal Control: H2 and Hinfinity Methods**. Menlo Park: Addison Wesley Longman, 1999.
- CHAMORRO, H. R. et al. Synthetic inertia control based on fuzzy adaptive differential evolution. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 105, n. 9, p. 803–813, fev. 2019.
- DREIDY, M.; MOKHLIS, H.; MEKHILEF, S. Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 69, p. 144–155, 1 mar. 2017.
- EPE. Balanço Energético Nacional - BEN 2019. **EPE**, p. 303, 2019.
- FANG, J. et al. A Battery/Ultracapacitor Hybrid Energy Storage System for Implementing the Power Management of Virtual Synchronous Generators. **IEEE Transactions**

on **Power Electronics**, v. 33, n. 4, p. 2820–2824, 2018.

FANG, J.; LI, X.; TANG, Y. Grid-Connected power converters with distributed virtual power system inertia. **2017 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, ECCE 2017**, v. 1, n. 10, p. 4267–4273, 2017.

FATHI, A.; SHAFIEE, Q.; BEVRANI, H. Robust Frequency Control of Microgrids Using an Extended Virtual Synchronous Generator. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 33, n. 6, p. 6289–6297, 2018.

FERNANDEZ-GUILLAMON, A. et al. An adaptive frequency strategy for variable speed wind turbines: Application to high wind integration into power systems. **Energies**, v. 11, n. 6, 2018.

FINI, M. H.; GOLSHAN, M. E. H. Determining optimal virtual inertia and frequency control parameters to preserve the frequency stability in islanded microgrids with high penetration of renewables. **Electric Power Systems Research**, v. 154, p. 13–22, jan. 2018.

FU, Y. et al. DFIG virtual inertia control in micro-grid based on setting trigger condition and ZN method for parameters optimisation. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 11, n. 15, p. 3765–3775, 19 out. 2017.

FU, Y.; WANG, Y.; ZHANG, X. Integrated wind turbine controller with virtual inertia and primary frequency responses for grid dynamic frequency support. **IET Renewable Power Generation**, v. 11, n. 8, p. 1129–1137, 28 jun. 2017.

GONZALEZ-LONGATT, F. et al. **Practical limit of synthetic inertia in full converter wind turbine generators: Simulation approach**. (IEEE, Ed.)2016 19th International Symposium on Electrical Apparatus and Technologies, SIELA 2016. **Anais...Bourgas: IEEE**, 2016

HAFIZ, F.; ABDENNOUR, A. Optimal use of kinetic energy for the inertial support from variable speed wind turbines. **Renewable Energy**, v. 80, p. 629–643, ago. 2015.

HAFIZ, F.; ABDENNOUR, A. An adaptive neuro-fuzzy inertia controller for variable-speed wind turbines. **Renewable Energy**, v. 92, p. 136–146, jul. 2016.

HOSSAIN, M. et al. Overview of AC Microgrid Controls with Inverter-Interfaced Generations. **Energies**, v. 10, n. 9, p. 1300, 2017.

IEA. **Key World Energy Statistics**. Paris: IEA, 2017.

JIA, F.; CAI, X.; LI, Z. Frequency-Distinct Control of Wind Energy Conversion System Featuring Smooth and Productive Power Output. **IEEE Access**, v. 6, p. 16746–16754, 2018.

KERDPHOL, T. et al. Virtual inertia control-based model predictive control for microgrid frequency stabilization considering high renewable energy integration. **Sustainability (Switzerland)**, v. 9, n. 5, 2017.

KERDPHOL, T. et al. Robust Virtual Inertia Control of an Islanded Microgrid Considering High Penetration of Renewable Energy. **IEEE Access**, v. 6, p. 625–636, 2018.

KERDPHOL, T. et al. Robust Virtual Inertia Control of a Low Inertia Microgrid Considering Frequency Measurement Effects. **IEEE Access**, v. 7, p. 57550–57560, 2019a.

KERDPHOL, T. et al. Self-Adaptive Virtual Inertia Control-Based Fuzzy Logic to Improve Frequency Stability of Microgrid with High Renewable Penetration. **IEEE Access**, v. 7, p. 76071–76083, 2019b.

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**, v. 15, n. 2, p. 61–73, 2017.

KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. New York: McGraw-Hill, 1994.

LI, P. et al. Strategy for wind power plant contribution to frequency control under variable wind speed. **Renewable Energy**, v. 130, p. 1226–1236, 1 jan. 2019.

LIU, D. et al. Modeling and control of a V2G charging station based on synchronverter

technology. **CSEE Journal of Power and Energy Systems**, v. 4, n. 3, p. 326–338, 24 set. 2018.

LIU, J. et al. PV-based virtual synchronous generator with variable inertia to enhance power system transient stability utilizing the energy storage system. **Protection and Control of Modern Power Systems**, v. 2, n. 1, p. 39, 2017.

LIU, Y.; ZHOU, X.; OUYANG, S. Capacitor voltage synchronising control-based VSG scheme for inertial and primary frequency responses of Type-4 WTGs. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 12, n. 14, p. 3461–3469, 14 ago. 2018.

LÖFBERG, J. **YALMIP: A toolbox for modeling and optimization in MATLAB**. Proceedings of the IEEE International Symposium on Computer-Aided Control System Design. **Anais...2004**

LU, L. Y.; CHU, C. C. Consensus-Based Droop Control of Isolated Micro-Grids by ADMM Implementations. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 9, n. 5, p. 5101–5112, 2018.

LYU, X. et al. Advanced frequency support strategy of photovoltaic system considering changing working conditions. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 12, n. 2, p. 363–370, 2018.

MA, Y. et al. Virtual Synchronous Generator Control of Full Converter Wind Turbines with Short-Term Energy Storage. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 64, n. 11, p. 8821–8831, nov. 2017.

MA, Y. et al. Research on Improved VSG Control Algorithm Based on Capacity-Limited Energy Storage System. **Energies**, v. 11, n. 3, 2018.

MAGNUS, D. M.; PFITSCHER, L. L.; SCHARLAU, C. C. **A Synergy Analysis of Synthetic Inertia and Speed Controllers on Variable Speed Wind Turbines**. (IEEE, Ed.) 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America). **Anais...Gramado: IEEE**, 2019

MILLER, N. W. Keeping It Together: Transient Stability in a World of Wind and Solar Generation. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 13, n. 6, p. 31–39, 2015.

NASIRI, M.; MILIMONFARED, J.; FATHI, S. H. Modeling, analysis and comparison of TSR and OTC methods for MPPT and power smoothing in permanent magnet synchronous generator-based wind turbines. **Energy Conversion and Management**, v. 86, p. 892–900, 1 out. 2014.

NGUYEN, N.; MITRA, J. Reliability of power system with high wind penetration under frequency stability constraint. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 33, n. 1, p. 985–994, 2018.

OCHOA, D.; MARTINEZ, S. Fast-Frequency Response Provided by DFIG-Wind Turbines and its Impact on the Grid. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 32, n. 5, p. 4002–4011, 2017.

ONS. **Procedimentos de Rede - Submódulo 3.6: Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão**. Rio de Janeiro: ONS, 2016.

ONS. **Plano da Operação Energética 2017/2021 - PEN 2017**. Rio de Janeiro: ONS, 2017.

ONS. **Plano da Operação Energética - PEN 2019-2023. Sumário Executivo**. Rio de Janeiro: ONS, 2019.

PRADHAN, C.; NARAYAN, C.; KUMAR, A. Adaptive virtual inertia-based frequency regulation in wind power systems. **Renewable Energy**, v. 115, p. 558–574, 2018.

PULENDRAN, S.; TATE, J. E. Energy Storage System Control for Prevention of Transient Under-Frequency Load Shedding. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 8, n. 2, p. 1–10, 2017.

REMON, D.; CAÑIZARES, C. A.; RODRIGUEZ, P. Impact of 100-MW-scale PV plants with synchronous power controllers on power system stability in northern Chile. **IET**

Generation, Transmission & Distribution, v. 11, n. 11, p. 2958–2964, 2017.

SAARINEN, L. et al. Linear synthetic inertia for improved frequency quality and reduced hydropower wear and tear. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 98, n. October 2017, p. 488–495, 2018.

SEN, S.; KUMAR, V. Microgrid control : A comprehensive survey. **Annual Reviews in Control**, v. 45, p. 118–151, 2018.

SHAHRIARI, S. A. A. et al. Dynamic state estimation of a permanent magnet synchronous generator-based wind turbine. **IET Renewable Power Generation**, v. 10, n. 9, p. 1278–1286, 2016.

SHINTAI, T.; MIURA, Y.; ISE, T. Oscillation damping of a distributed generator using a virtual synchronous generator. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 29, n. 2, p. 668–676, 2014.

STURM, J. F. Using SeDuMi 1.02, A Matlab toolbox for optimization over symmetric cones. **Optimization Methods and Software**, v. 11, n. 1–4, p. 625–653, jan. 1999.

TAMRAKAR, U. et al. Virtual Inertia: Current Trends and Future Directions. **Applied Sciences**, v. 7, n. 7, p. 654, 2017.

TIELENS, P.; VAN HERTEM, D. The relevance of inertia in power systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 55, p. 999–1009, 2016.

TORRES L., M. A. et al. Self-Tuning Virtual Synchronous Machine: A Control Strategy for Energy Storage Systems to Support Dynamic Frequency Control. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 29, n. 4, p. 833–840, 2014.

ULLAH, N. R.; THIRINGER, T.; KARLSSON, D. Temporary Primary Frequency Control Support by Variable Speed Wind Turbines— Potential and Applications. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 23, n. 2, p. 601–612, maio 2008.

WANG, S.; HU, J.; YUAN, X. Virtual Synchronous Control for Grid-Connected DFIG-Based Wind Turbines. **IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics**, v. 3, n. 4, p. 932–944, dez. 2015.

WANG, W. et al. Adaptive Droop Control of VSC-MTDC System for Frequency Support and Power Sharing. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 33, n. 2, p. 1264–1274, 2018.

WANG, Y. et al. Control of PMSG-Based Wind Turbines for System Inertial Response and Power Oscillation Damping. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 6, n. 2, p. 565–574, abr. 2015.

WEISHENG, W. et al. On the Road to Wind Power. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 14, n. 6, p. 24–34, 2016.

WU, Z. et al. State-of-the-art review on frequency response of wind power plants in power systems. **Journal of Modern Power Systems and Clean Energy**, v. 6, n. 1, p. 1–16, 22 jan. 2018.

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.

YAN, X. et al. Adaptive-MPPT-based control of improved photovoltaic virtual synchronous generators. **Energies**, v. 11, n. 7, p. 1–18, 2018.

ZHANG, S. et al. Primary Frequency Controller with Prediction-Based Droop Coefficient for Wind-Storage Systems under Spot Market Rules. **Energies**, v. 11, n. 9, p. 2340, 2018.

ZHONG, Q. C. et al. Self-synchronized synchronverters: Inverters without a dedicated synchronization unit. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 29, n. 2, p. 617–630, 2014.

ZHONG, Q. C. et al. Improved synchronverters with bounded frequency and voltage for smart grid integration. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 9, n. 2, p. 786–796, 2018.