

CONVERSÃO DE CENTRAIS TERMOELÉTRICAS EM COMPENSADORES SÍNCRONOS COMO MEDIDA DE ESTABILIDADE DA FREQUÊNCIA DOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE ENERGIA

Resumo

As metas de neutralidade carbónica estabelecidas pela União Europeia e por diversos países em todo o mundo impulsionaram uma transformação dos Sistemas Elétricos de Energia (SEE), caracterizada pela substituição gradual da geração térmica síncrona por Fontes de Energia Renovável (FER), como a eólica e a solar.

A transição energética, embora necessária para alcançar as metas estabelecidas, introduz desafios significativos à estabilidade dos SEE, uma vez que as FER ainda não contribuem para a estabilidade em níveis equiparáveis aos de um gerador síncrono, seja ao nível da inércia, que tem registado uma redução assinalável nos últimos anos, seja no controlo de tensão ou na potência de curto-circuito.

Neste contexto, os compensadores síncronos apresentam-se como uma solução promissora para assegurar, de forma eficaz, o papel de estabilidade até agora desempenhado pela produção termoelétrica. Entre as soluções de compensação síncrona destacam-se duas abordagens: a conversão de centrais termoelétricas em compensadores síncronos e a construção de novos compensadores.

A solução de conversão representa uma oportunidade única para rentabilizar ativos que seriam, de outro modo, descomissionados, apresentando custos de investimento até 50 % inferiores e prazos de implementação mais reduzidos, comparativamente à construção de novos compensadores síncronos. Porém, esta potencial vantagem económica e operacional deve ser avaliada face aos requisitos técnicos exigidos e à viabilidade de conversão específica a cada central.

Neste artigo, faz-se uma análise da viabilidade técnica e económica da conversão de centrais termoelétricas em

compensadores síncronos, identificando os principais desafios e modificações técnicas, os aspetos económicos envolvidos, e comparando as vantagens e desvantagens desta opção face à construção de novos compensadores.

Na realidade, as centrais termoelétricas podem desempenhar um papel essencial na transição energética, através da sua conversão em compensadores síncronos, proporcionando os benefícios económicos e as condições técnicas necessárias para que a crescente integração das FER decorra sem colocar em causa os níveis de fiabilidade dos Sistemas Elétricos de Energia.

1. Introdução

A transição energética nos modelos de produção de eletricidade tem-se tornado cada vez mais visível a nível global, com previsões a apontar que, até 2050, em muitos países, a maior parte da eletricidade será gerada a partir de fontes renováveis, com destaque para a energia eólica e solar [1], [2]. No caso de Portugal Continental, em 2024, a produção renovável satisfaz 70 % do consumo, da qual 27 % teve origem na energia eólica e 9 % na energia solar, registando novos máximos de quotas anuais [3].

Em sentido contrário, a produção não renovável, como a das centrais de ciclo combinado a gás natural, tem vindo a diminuir progressivamente, alinhada com os compromissos europeus de descarbonização, nomeadamente no âmbito do Pacto Ecológico Europeu, que estabelece uma redução de 55 % nas emissões líquidas de gases com efeito de estufa até 2030 e a neutralidade carbónica até 2050 [4].

O compromisso com o Pacto Ecológico Europeu, adotado pelos Estados-Membros, tem acelerado a adoção de Fontes de Energia Renovável (FER) em substituição da produção convencional. Esta transição, embora fundamental para

alcançar as metas estabelecidas, acrescenta novos desafios para a operação dos Sistemas Elétricos de Energia (SEE). Com efeito, à medida que a penetração das FER aumenta e a geração térmica (síncrona), caracterizada por grandes massas rotativas, é retirada de serviço, tem-se verificado uma diminuição assinalável da inércia dos SEE, causando desafios à sua estabilidade [5], [6].

A Figura 1 ilustra esta redução na área síncrona da Europa Continental, comparando os valores de inércia equivalente H (s) registados em 2019 (a laranja) com os projetados para 2030 (a azul), considerando um cenário de transição energética assente nas políticas já declaradas pelos Estados-Membros para alcançar a neutralidade carbónica [7].

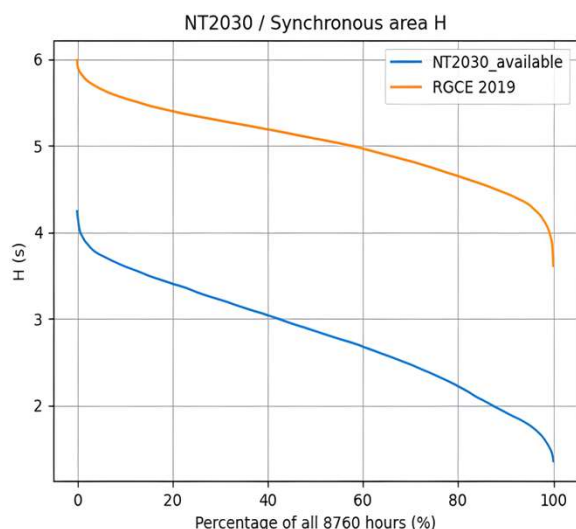


Figura 1. Constante de inércia equivalente H (s) na área síncrona da Europa Continental: comparação entre os valores registados em 2019 e os projetados para 2030 (Extraído de [7])

A redução da inércia, que poderá inclusive atingir um terço do valor registado em 2019 [5], mostra-se diretamente associada à crescente penetração de produção eólica e solar, uma vez que estas tecnologias, pelas suas características e pelo modo como são ligadas à rede, ainda contribuem de forma muito reduzida para a inércia dos SEE [5], [8]. Com efeito, a Tabela 1 apresenta a contribuição de inércia por tipo de produção na Europa Continental.

Tabela 1. Constantes típicas de inércia por tipo de produção na Europa Continental (Adaptado de [8])

Tipo de produção	H (s)	Fator de carga
Nuclear	5,9	0,96
Térmica – gás, carvão	4,2	0,54 – 0,60
Hídrica – convencional	2,7 – 3,7	0,46 – 0,61
Eólica	0	0
Solar	0	0
Outros	3,3 – 3,8	0,50 – 0,83

Como se pode observar na Tabela 1, a produção convencional destaca-se como a principal contribuidora para a inércia dos sistemas elétricos, enquanto as tecnologias de energia eólica e solar, cada vez mais predominantes nos SEE, apresentam um contributo ainda considerado desprezível ou nulo.

Neste contexto, e com a crescente e inevitável predominância das FER no funcionamento dos SEE, são várias as soluções tecnológicas que têm sido exploradas para assegurar a estabilidade dos sistemas na falta de geração síncrona, entre as quais se apresentam as principais na Figura 2.

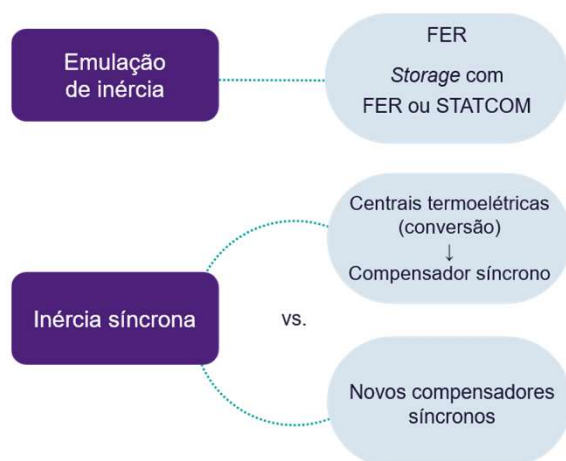


Figura 2. Soluções para compensação de inércia nos sistemas elétricos de energia.

Por um lado, ainda que emergentes, as soluções de emulação de inércia, por exemplo, associando *Energy Storage Systems* (ESS) com fontes de energia renovável ou com *STATic synchronous COMPensators* (STATCOM). Por outro, o uso de compensadores síncronos, uma tecnologia já amplamente desenvolvida e presente nos SEE há décadas na compensação de energia reativa, na contribuição para o aumento da potência de curto-circuito e que, intrinsecamente, também são capazes de oferecer inércia aos SEE [9], [10].

Pela sua maturidade tecnológica e capacidade de oferecer inércia de forma intrínseca, os compensadores síncronos são vistos como uma das soluções mais promissoras para, de forma eficaz e a curto-médio prazo, mitigar a redução de inércia dos SEE, oferecendo a robustez e estabilidade de que os sistemas elétricos necessitam para funcionar com fiabilidade e segurança [11], [12].

Neste contexto, as opções dividem-se em duas abordagens principais: a construção de novos compensadores síncronos em locais estratégicos ou a conversão de unidades de produção convencional existentes em compensadores síncronos, como é o caso das centrais termoelétricas já descomissionadas ou em fase de descomissionamento.

Porém, a escolha entre uma das duas opções depende tanto da viabilidade técnica da conversão como da económica, uma vez que nem todas as centrais se encontram em iguais condições técnicas e estado de conservação. Na literatura atual, a informação necessária para conduzir esta avaliação encontra-se dispersa e limitada, sobretudo ao nível técnico.

Assim, este artigo, pretende-se fazer uma análise para a conversão de centrais termoelétricas em compensadores síncronos, tendo em vista o seu papel relevante a curto-médio prazo na estabilidade dos SEE, mas também de criar, fruto da investigação realizada [13], uma base de conhecimento sobre a Inércia dos SEE, sobre a qual futuras investigações sobre o tema se possam suportar.

2. Conceitos fundamentais

A inércia nos Sistemas Elétricos de Energia (SEE) é essencial para garantir a estabilidade da rede elétrica, contribuindo para uma operação segura e fiável. A inércia de um sistema elétrico pode ser entendida como a sua capacidade em se opor a mudanças súbitas na frequência, resultantes de situações de desequilíbrio entre a produção e o consumo, que ocorrem, por exemplo, pela saída da rede de um gerador aquando de um defeito. Quanto maior for a inércia de um sistema, maior será a sua estabilidade perante tais desequilíbrios e, portanto, menor o desvio de frequência que é observado na rede.

2.1. Inércia síncrona

Atualmente, a inércia dos sistemas elétricos é assegurada, em grande medida, pela energia cinética acumulada pelas massas rotativas dos sistemas de produção convencional, que rodam de forma síncrona com a rede, como é o caso das centrais termoelétricas, hídricas e nucleares [14]. Sabendo da contribuição preponderante das máquinas síncronas e seus acoplamentos para a inércia e estabilidade dos SEE, importa compreender como esta se quantifica.

A constante de inércia de um gerador síncrono H_i pode ser definida como sendo a relação direta entre a energia cinética acumulada pelas massas rotativas em movimento síncrono com a rede e a potência aparente nominal da máquina [15]:

$$H_i = \frac{E_C}{S_i} = \frac{J \cdot \omega^2}{2 \cdot S_i} \quad (2.1)$$

Onde:

J corresponde ao momento de inércia da massa rotórica (e seus acoplamentos) em $\text{kg} \cdot \text{m}^2$;

ω é a velocidade angular em rad/s ;

S_i é a potência aparente nominal de um gerador síncrono i , em MVA;

H_i é a constante de inércia de um gerador síncrono i , em segundos.

Por sua vez, a constante de inércia de um sistema H_{sys} , com i geradores a ele interligados, é calculada a partir da média ponderada de todas as contribuições:

$$H_{sys} = \sum_{i=1}^n \frac{H_i \cdot S_i}{S_{sys}} \quad (2.2)$$

Onde:

S_{sys} é a potência aparente nominal de todos os grupos interligados ao sistema, em MVA;

H_{sys} é a constante de inércia do sistema, em segundos.

A partir das equações apresentadas, conclui-se que quanto maior for a constante de inércia de um sistema H_{sys} , maior é a energia cinética acumulada pelas massas rotóricas (e seus acoplamentos), energia que é libertada de forma imediata perante um desequilíbrio na rede, atenuando de forma natural a variação na frequência.

Equação de movimento de uma máquina síncrona

Por forma a analisar e relacionar o comportamento de uma máquina síncrona perante um desequilíbrio na rede, e como a inércia rotacional atenua, de forma natural, a variação de frequência que daí poderá surgir, é fundamental recorrer à equação de movimento de uma máquina síncrona, a qual traduz o comportamento dinâmico do rotor em relação ao eixo de referência síncrono. Na forma simplificada e considerando todas as unidades em p.u. (*per unit*), a equação de movimento pode ser expressa por [13]:

$$\frac{2 \cdot H_i}{\omega} \cdot \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_a = P_{mec} - P_{elec} \Leftrightarrow \frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{P_a \cdot \omega}{2 \cdot H_i} \quad (2.3)$$

Onde:

P_{mec} é a potência mecânica gerada pela turbina e P_{elec} a potência elétrica produzida pelo gerador;

P_a é a potência de aceleração resultante do desequilíbrio entre P_{mec} e P_{elec} ;

H_i é a constante de inércia de um gerador síncrono;

$\frac{d^2 \delta}{dt^2}$ corresponde à aceleração angular da máquina;

ω corresponde à velocidade angular da máquina.

A análise da equação de movimento (2.3) permite concluir que, perante um mesmo desequilíbrio na rede de valor P_a , quanto maior for a constante de inércia H_i de um gerador síncrono, menor será a aceleração angular da máquina e, consequentemente, menor o desvio de frequência em relação ao valor nominal ou de sincronismo, situação desejável para manter a estabilidade durante tal evento.

Tal equivale a afirmar que valores elevados da constante de inércia H_i contribuem para uma menor taxa de variação da frequência (em Hz/s) durante situações de desequilíbrio, oferecendo robustez aos SEE, isto é, capacidade de manter a frequência na vizinhança dos valores nominais.

2.2. Taxa de variação da frequência

Através da análise à equação de movimento demonstrou-se que os desequilíbrios entre a produção e o consumo afetam a velocidade angular das máquinas e, consequentemente, a frequência, afastando-a dos valores nominais.

Para quantificar a velocidade com que ocorre este desvio de frequência num SEE, utiliza-se o indicador RoCoF (*Rate of Change of Frequency*), o qual reflete a robustez do sistema perante um desequilíbrio. Recorrendo à equação de movimento da máquina síncrona, e reorganizando-a em ordem à taxa de variação da frequência $\frac{df}{dt}$, obtém-se [13]:

$$\frac{df}{dt} = \frac{P_{mec} - P_{elec}}{S_{sys}} \cdot \frac{f}{2 \cdot H_{sys}} \quad (2.4)$$

Considerando que o desequilíbrio ($P_{mec} - P_{elec}$) pode ser representado por ΔP , e que o indicador RoCoF representa o desvio de frequência que ocorre num determinado intervalo de tempo $\left(\frac{df}{dt}\right)$, pode-se reescrever a equação anterior como:

$$RoCoF = \frac{\Delta P}{S_{sys}} \cdot \frac{f}{2 \cdot H_{sys}} \quad (2.5)$$

Onde:

ΔP corresponde ao desequilíbrio de potência entre a produção e o consumo em MW;

f é a frequência nominal do sistema em Hz;

RoCoF é a taxa de variação de frequência no momento do desequilíbrio em Hz/s.

Analisando a expressão da equação (2.5), confirma-se, conforme esperado, que o indicador RoCoF é inversamente proporcional à constante de inércia do sistema H_{sys} . Assim, quanto maior for a inércia do sistema, menor será a taxa de variação da frequência perante um desequilíbrio e, por isso, menor o desvio de frequência que é observado na rede.

2.3. Serviços de sistemas e Inércia sintética

As soluções de emulação de inércia, ainda que emergentes, procuram dotar os conversores de eletrônica de potência – que interligam as FER à rede elétrica – com a capacidade de emular inércia, também conhecida como inércia sintética.

Neste conceito, presente em pequena escala nos SEE, recorre-se a conversores capazes de assegurar a regulação ativa da frequência e da tensão (tecnologia *grid-forming*) e a algoritmos de controlo para emular inércia através das FER, isto é, de modo a que forneçam potência ativa adicional em momentos de desequilíbrio do sistema. Uma das principais dificuldades de implementação decorre, em regra, da necessidade de as FER serem operadas abaixo do seu ponto de potência ótimo (*curtailment* da produção), diminuindo os proveitos económicos na produção de energia [6], [9], [10].

Igualmente representadas por este conceito encontram-se as soluções de emulação de inércia que incluem a associação de *Battery Energy Storage Systems* (BESS) com FER ou com *STATic synchronous COMPensators* (STATCOM), da qual resulta uma maior flexibilidade na gestão da inércia pela capacidade de não só fornecer potência ativa em situações de desequilíbrio do sistema, mas também de a absorver recorrendo ao BESS. A sua implementação em larga escala é, contudo, ainda muito limitada pelo elevado custo e pelas preocupações relacionadas com a sua vida útil [11], [12].

O conceito de emulação de inércia, nas suas diferentes abordagens de implementação, é ilustrado na Figura 3.

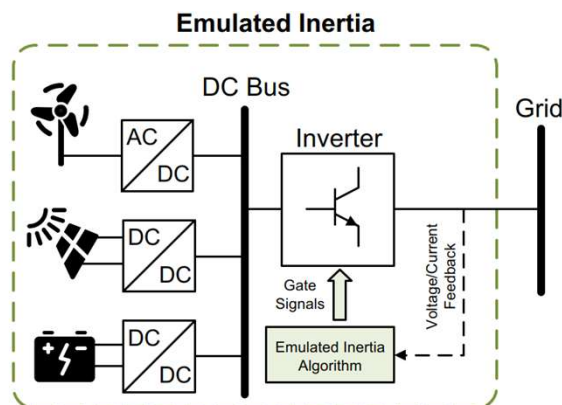


Figura 3. Conceito de emulação de inércia (Extraído de [9])

Apesar dos avanços neste domínio e dos resultados promissores dos primeiros estudos com esta tecnologia, a implementação da inércia sintética em larga escala enfrenta ainda desafios técnicos e económicos complexos, para os quais a comunidade científica continua a procurar respostas. Por este motivo, a contribuição das FER para a inércia global dos sistemas permanece, atualmente, muito limitada, o que justifica os valores nulos apresentados na Tabela 1 [13], [14].

Assim, as soluções de inércia sintética, embora promissoras para o médio e longo prazo, encontram-se ainda numa fase emergente, carecendo de maior maturidade tecnológica e económica antes de poderem ser implementadas em larga escala como uma alternativa viável à inércia síncrona [11], [14]. Com efeito, não se prevê uma adoção generalizada da tecnologia antes de 2028, sendo esperado que até lá um grande volume de conversores de potência (associados às FER já em fase de construção) seja instalado sem a capacidade de contribuir com inércia [15], traduzindo a necessidade de implementar soluções de curto-médio prazo como as referidas em [13].

3. Conclusões

Atualmente, a inércia dos SEE é assegurada, em grande medida, pela energia cinética acumulada nas grandes massas rotativas dos sistemas de produção convencional, que rodam de forma síncrona com a rede, como é o caso das centrais termoelétricas, hídricas e

nucleares. Contudo, em linha com os objetivos da transição energética, a geração térmica (síncrona) vai sendo progressivamente retirada de serviço e substituída por Fontes de Energia Renovável (FER), como a eólica e a solar. Estas, apesar dos avanços tecnológicos, ainda não contribuem para a inércia dos SEE de forma comparável a um gerador síncrono.

Em resultado, tem-se assistido uma diminuição assinalável da inércia nas principais áreas síncronas da Europa Continental, criando desafios acrescidos à sua estabilidade. O declínio nos níveis de inércia torna os SEE mais vulneráveis, refletindo-se em valores iniciais mais elevados de RoCoF face a um desequilíbrio entre a produção e o consumo, aumentando o risco da ocorrência de *splits* nas áreas síncronas. Estes eventos colocam em causa a operação segura e fiável dos sistemas, como exemplificado pelo caso ocorrido em 2021, no qual a separação dos SEE da Península Ibérica da área síncrona da Europa Continental resultou num desastre significativo de cargas e em períodos de indisponibilidade.

Em resposta aos desafios impostos pela transição energética, são várias as soluções tecnológicas que têm vindo a ser exploradas para garantir a estabilidade dos sistemas na falta de geração síncrona, entre as quais, as soluções de emulação de inércia ou de inércia sintética. Estas soluções, embora promissoras para o médio e longo prazo, encontram-se ainda numa fase emergente, carecendo de uma maior maturidade tecnológica e económica antes de poderem ser implementadas em larga escala como uma alternativa viável à inércia síncrona.

A mesma limitação verifica-se nos serviços de sistema estabelecidos na maior parte dos países da Europa Continental, cujos mecanismos de regulação da frequência – tradicionais ou baseados em inércia sintética – não conseguem fornecer uma resposta (inercial) imediata perante um desequilíbrio na rede. É, por isso, a inércia intrínseca das máquinas síncronas que (ainda) se encontram

ligadas à rede que assegura aos SEE a necessária e imediata resposta inercial para limitar os valores iniciais de RoCoF durante um desequilíbrio, oferecendo um intervalo de tempo essencial para que os Operadores da Rede de Transporte (ORT) possam ativar os mecanismos de controlo de frequência previstos.

Neste contexto, os compensadores síncronos, tecnologia já amplamente consolidada e presente nos SEE há várias décadas na compensação de energia reativa, são identificados como uma solução que poderá, de forma eficaz, assumir o papel que tem sido desempenhado pela produção termoelétrica convencional, contribuindo para mitigar a redução de inércia no curto e médio prazo. Estes, além da sua natureza intrínseca de contribuir com inércia rotacional, oferecem ainda versatilidade no apoio a outros serviços de sistema, como o controlo de tensão e o reforço da potência de curto-circuito. Entre as soluções de compensação síncrona destacam-se duas abordagens principais: a construção de novos compensadores síncronos ou a conversão de centrais termoelétricas existentes em compensadores síncronos.

Em algumas dessas iniciativas, a conversão de centrais termoelétricas existentes em compensadores síncronos foi preferida face à construção de raiz de um novo compensador síncrono, quer pela otimização de custos, quer por rapidez de implementação. Justifica-se, por isso, um dos objetivos do trabalho aqui proposto, nomeadamente, a criação de uma metodologia de análise à conversão de centrais termoelétricas existentes em compensadores síncronos, que descreva as principais modificações técnicas necessárias e que avalie as vantagens, desvantagens e custos comparativamente à construção de novos compensadores.

Assim, com este artigo, pretendeu-se não só contextualizar o problema, como também fornecer uma visão clara dos desafios e oportunidades que se colocam pela inevitável transição energética e da sua relação com a estabilidade dos SEE.

Referências bibliográficas

- [1] IEA, «World Energy Outlook 2023», International Energy Agency, 2023.
- [2] DNV, «Energy transition outlook new power systems - Electricity, renewables generation, and grids through to 2050», 2024.
- [3] REN, «Caracterização da Rede Nacional de Transporte para Efeitos de Acesso à Rede - Situação a 31 de dezembro de 2024», REN, mar. 2025.
- [4] Parlamento Europeu e Conselho da União Europeia, «Regulamento (UE) 2024/1735 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024, que cria um regime de medidas para o reforço do ecossistema europeu de fabrico de produtos de tecnologias neutras em carbono e que altera o Regulamento (UE) 2018/1724». Jornal Oficial da União Europeia, 28 de junho de 2024.
- [5] ENTSO-E, «TYNDP 2022 - System dynamic and operational challenges», mai. 2023.
- [6] P. Makolo, R. Zamora, U. Perera, e T. T. Lie, «Flexible Synthetic Inertia Optimization in Modern Power Systems», *Inventions*, vol. 9, n.o 1, p. 18, jan. 2024, doi: 10.3390/inventions9010018.
- [7] ENTSO-E, «Project Inertia phase II - Recovering power system resilience in case of system splits for a future-ready decarbonised system: Supporting technical report», ENTSO-E, jan. 2025.
- [8] ENTSO-E, «Inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF)», Brussels, Belgium, Version 17, dez. 2020.
- [9] J. Jia, G. Yang, A. H. Nielsen, E. Muljadi, P. Weinreich-Jensen, e V. Gevorgian, «Synchronous Condenser Allocation for Improving System Short Circuit Ratio», em 2018 5th International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems (EPECS), abr. 2018, pp. 1–5. doi: 10.1109/EPECS.2018.8443358.
- [10] H. T. Nguyen, G. Yang, A. H. Nielsen, e P. H. Jensen, «Combination of Synchronous Condenser and Synthetic Inertia for Frequency Stability Enhancement in Low-Inertia Systems», *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 10, n.o 3, pp. 997–1005, jul. 2019, doi: 10.1109/TSTE.2018.2856938.
- [11] ENTSO-E, «Project inertia – Phase II: Updated frequency stability analysis in long term scenarios, relevant solutions and mitigation measures», ENTSO-E, nov. 2023.
- [12] DIGSILENT, «Repurposing existing generators as synchronous condensers», ARENA, 3971-ETR-01, jun. 2023.
- [13] A. Mendes, «Conversão de centrais termoelétricas em compensadores síncronos como medida de estabilidade da frequência dos sistemas elétricos de energia», Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia, Instituto Superior de Engenharia do Porto, Porto, 2025. [Online]. Disponível em: <http://hdl.handle.net/10400.22/30798>
- [14] ENTSO-E, «The inertia challenge in Europe – Present and long-term perspective Insight», ago. 2021.
- [15] M. Khatibi e S. Ahmed, «Impact of Distributed Energy Resources on Frequency Regulation of the Bulk Power System», em 2019 IEEE Conference on Power Electronics and Renewable Energy (CPERE), jun. 2019, pp. 258–263. doi: 10.1109/CPERE45374.2019.8980107.