



TRABAJO TEÓRICO EXPERIMENTAL

Revisão e comparação dos recentes requisitos de integração de fontes renováveis de energia

Review and comparison of recent requirements for the integration of renewable energy sources

Revisión y comparación de los actuales requisitos de integración de fuentes renovables de energía

Yandi A Gallego Landera^{1,*}, Francisco A. S. Neves¹, Rafael C Neto¹, Alejandro A Benítez Alonso¹, Lesyani León Viltre²


¹ Universidade Federal de Pernambuco, Brasil

² Universidade Central de Las Villas, Cuba

* Autor para correspondência: yandi.gallego@ufpe.br

Recibido: 2 de setembro de 2020

Aprobado: 20 de novembro de 2020

Licencia de uso y distribución Creative Commons Reconocimiento-No Comercial 4.0 Internacional 

Resumo/Abstract/ Resumen

O crescimento da geração de energia renovável e a integração à rede elétrica começaram a afetar a segurança e estabilidade da operação do sistema elétrico. Por tanto, os requisitos de integração da rede tornaram-se a principal preocupação, já que as fontes de energia renováveis, como eólica e solar fotovoltaica, começaram lentamente a substituir as usinas convencionais. De acordo com isso, alguns dos novos regulamentos e requisitos técnicos foram estabelecidos para garantir a estabilidade da rede. Este estudo realiza uma revisão atualizada dos requisitos recentes para integração de usinas de energia renovável na rede elétrica. A revisão é realizada comparando os principais requisitos relacionados à estabilidade de tensão, estabilidade de frequência, qualidade de energia, regulamentos de energia ativa e reativa em relação à estabilidade da rede. A revisão rigorosa indica que, embora os requisitos de integração recentes possam melhorar a estabilidade da rede, melhorias adicionais ainda são necessárias.

Palavras chave: estabilidade da rede, geração de energia renovável, requisitos de integração.

The growth of renewable energy generation and its integration to the electrical grid began to affect the safety and stability of the electrical system. Therefore, as renewable energy sources, such as wind and solar photovoltaic, slowly began to replace conventional plants, grid integration requirements became one of the main concerns of the researchers. As consequence, new technical requirements have been established to ensure the stability of the electrical system. In this scenario, this paper performs a review of the current requirements for the integration of renewable power plants to the electrical grid. The review is carried out by comparing the main requirements related to voltage stability, frequency stability, power quality, and active and reactive power regulations in relation to grid stability. The present study indicates that, although current integration requirements may improve stability, further improvements are still needed.

Key Words: grid stability, renewable energy generation, integration requirements.

Cómo citar este artículo:

Yandi A. Gallegos y otros.. Revisão e comparação dos recentes requisitos de integração de fontes renováveis de energia.

2020, vol. 41, n. 3, septiembre/diciembre. ISSN:1815-5901.

Sitio de la revista: <http://rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE>

El crecimiento de la generación de energía renovable y la integración a la red eléctrica comenzaron a afectar la seguridad y estabilidad de la operación del sistema eléctrico. Por tanto, los requisitos de integración a la red se convierten en la principal preocupación, ya que fuentes de energía renovables, como la eólica y la solar fotovoltaica, lentamente comienzan a reemplazar las plantas convencionales. En consecuencia, se han establecido nuevos requisitos técnicos para garantizar la estabilidad de la red. Este estudio realiza una revisión de los actuales requisitos para la integración de plantas de energía renovable a la red eléctrica. La revisión se realiza comparando los principales requisitos relacionados con la estabilidad de voltaje, estabilidad de frecuencia, calidad de energía, regulaciones de energía activa y reactiva en relación a la estabilidad de la red. Una revisión rigurosa indica que, a pesar que los actuales requisitos de integración puedan mejorar la estabilidad, mejoras adicionales son todavía necesarias.

Palabras clave: Estabilidad, fuentes renovables de energía, requisitos de integración.

INTRODUÇÃO

O crescimento da geração de energia renovável e sua integração na rede elétrica em grande escala acelerou a atualização dos requisitos ou normas de conexão, neste texto denominados de códigos de rede. As organizações internacionais mais relevantes que desenvolvem os padrões de rede são, IEEE (*Institute of Electrical and Electronic Engineers*) nos Estados Unidos, IEC (*International electro-technical commission*) na Suíça e DKE (Organização responsável pela criação e manutenção de normas e especificações de segurança abrangendo as áreas de engenharia elétrica, eletrônica e tecnologia de informação na Alemanha) [1].

O que se busca com as novas atualizações desses códigos de rede é fazer com que as fontes de energias renováveis passem a agir de maneira semelhante aos geradores convencionais e, assim, contribuam para melhorar a qualidade da tensão e da frequência e melhorando a estabilidade, confiabilidade e segurança do sistema elétrico, tanto sob condição normal de operação, quanto durante contingências [2]. Novas atualizações de código incluem regulação de tensão, regulação de frequência, suportabilidade a faltas (*Voltage Ride-Through - VRT*), que inclui suportabilidade a afundamentos de tensão ou a tensão nula (*Low-Voltage Ride-Through - LVRT* ou *Zero- Voltage Ride-Through - ZVRT*) e suportabilidade a elevações de tensão (*High-Voltage Ride-Through - HVRT*), além dos requisitos de qualidade de energia do ponto de acoplamento comum (PCC), injeção de energia reativa para ajudar na estabilidade da tensão e controle de potência ativa para auxiliar a estabilidade da frequência durante distúrbios.

A capacidade de FRT (*Fault Ride Through*) é identificada como "a capacidade dos geradores de permanecer estáveis e conectados à rede quando ocorrem falhas na rede de transmissão" [3]. O principal objetivo dos requisitos de FRT é evitar a desconexão de uma parte indesejável da geração de energia durante contingências, pois, a depender da potência injetada a partir de fontes renováveis de energia, o desequilíbrio entre cargas e geração, decorrente de seu desligamento pode levar à perda de estabilidade dos geradores conectados ao sistema elétrico [4]. No entanto, manter o sistema de fontes renováveis de energia conectado durante a falha pode ajudar a amortecer as oscilações mais rapidamente porque a velocidade de reação do conversor eletrônico de potência não é limitada como em sistemas de potência convencionais, em que as oscilações estão associadas ao movimento mecânico das máquinas girantes com elevada inércia. Isso significa que ele poderia fornecer energia reativa durante a falha e contribuir para a estabilidade do sistema [5].

Diversos códigos de rede com requisitos para a penetração das fontes de energia renováveis nos sistemas elétricos, foram também revisados em vários países, entre eles, destacam-se:

A Alemanha que é um dos países líderes nesse campo, impondo em 2008 dois códigos de rede que contemplavam à alta penetração de energias renováveis como a eólica [6] e a fotovoltaica [7]. Desde então esses requisitos têm servido como referências para o desenvolvimento de códigos de rede para outros países e para a integração de outras fontes renováveis de energia. Em julho de 2010, o código de rede alemão estipulou que as usinas deveriam poder contribuir com suporte dinâmico da rede, enquanto que em janeiro de 2011, tais limites foram significativamente ampliados [8-10]. Espanha, que como a Alemanha, é líder na produção e instalação de tecnologia fotovoltaica e está adotando esses novos requisitos em seus códigos de rede [9, 11]; A Itália, que adotou uma nova versão do código de rede para sistemas de geração distribuída, o qual inclui explicitamente a geração fotovoltaica nas normas CEI 0-16 [12], e CEI, 0-21 [13] e a atualizou recentemente em 2016 [14]. Os Estados Unidos aplicaram novos requisitos de integração fotovoltaica a partir de 2009, com a norma IEEE 1547 [15], a qual foi revisada e atualizada em 2018 [16]. A PREPA (*Puerto Rico Electric Power Authority*) publicou, a partir de 2013, requisitos técnicos para interconectar a geração eólica e solar à rede [17]; Austrália, que impôs os requisitos da norma AS4777, cuja atualização mais recente segue o Regulamento Nacional de Eletricidade [18, 19].

O Japão publicou os requisitos de FRT em 2011 pela Organização de Energia e Desenvolvimento Industrial (*Energy and Industrial Development Organization- NEDO*) [20]. No entanto, recentemente, foi realizada uma grande revisão dos padrões para sistemas de conversão de energia fotovoltaica conectados a redes de baixa tensão, considerando-se a importância do LVRT (*Low Voltage Ride Through*) para o sistema de energia fotovoltaicos monofásicos durante uma falha na rede [21]. Outros países também revisaram o seus códigos de rede para a interconexão de fontes de energia renováveis, como Dinamarca [22], China [23] e Irlanda [24], além dos padrões europeus IEC 61727 [25].

Requisitos de integração de fontes de energia renováveis

A. *Voltage Ride Through* – VRT

Um dos requisitos mais importantes estabelecidos devido à alta penetração de usinas de energia renovável, como energia eólica e fotovoltaica, no sistema elétrico é o VRT [26-28]. No passado, a baixa integração de fontes renováveis de energia permitia que os regulamentos exigissem que essas fontes de energia fossem desconectadas diretamente da rede em caso de falha. No entanto, como as usinas de energia renovável se tornaram uma das principais fontes de geração de energia, desativá-las durante falhas pode exacerbar o problema e levar à instabilidade. Portanto, a maioria das normas atuais impõe o VRT como um requisito obrigatório para qualquer usina de geração de energia renovável conectada à rede [29]. O VRT exige que as usinas renováveis atuem como usinas convencionais, permanecendo conectadas ao sistema de energia durante falhas e realizando serviços auxiliares (por exemplo, injeção/absorção de corrente reativa) para garantir a estabilidade e ajudar na recuperação das condições normais de operação após um distúrbio. Conforme mencionado na introdução deste trabalho, existem diferentes tipos de VRT, os quais são abordados nas subseções seguintes.

- ***Low Voltage Ride Through* – LVRT**

A rápida desconexão de uma usina de geração baseada em fontes de energia renováveis pode afetar seriamente a estabilidade do sistema elétrico. Portanto, os códigos de rede de diversos países exigem que as usinas de geração renovável permaneçam conectadas quando ocorrem distúrbios que causem uma queda de tensão para valor abaixo de uma determinada porcentagem da tensão nominal (normalmente 15%) e, em alguns casos, até zero por um período especificado. Após a remoção do distúrbio, a usina de geração renovável deve recuperar rapidamente sua produção de energia ativa e reativa para o nível de pré-falha [30]. Alguns códigos de rede estipulam ainda que a usina de geração renovável deve fornecer à rede corrente reativa para suportar a tensão do sistema como é feito como geradores síncronos tradicionais. Essa habilidade é chamada de LVRT [8, 15]. Exigências quanto a LVRT de vários países é comparada na tabela 1 e apresentada graficamente na figura 1. O código de rede dinamarquês [22] exige que os sistemas eólicos e fotovoltaicos conectados à rede permaneçam no modo de continuidade por meio segundo (tempo máximo de duração da falha T_{maxf}) quando a tensão no PCC cai até 80% da tensão nominal, se a tensão no PCC se recuperar até 90% da tensão original dentro de 1,5s (tempo máximo de recuperação T_{maxr}), a geração renovável permanecerá em modo de operação sem comandar a abertura de seus disjuntores; caso contrário, a desconexão é obrigatória. Os requisitos LVRT dos códigos de rede dos demais países são semelhantes aos requisitos dinamarqueses, com uma pequena diferença observada em relação ao período de tempo e aos níveis de tensão. De acordo com os regulamentos da Dinamarca, China e Japão, se a tensão cair até 80% abaixo de seu valor nominal, a geração renovável deverá suportar a falha e permanecer conectada à rede por um certo tempo; caso contrário, ele deve ser desconectado rapidamente. Requisitos similares foram impostos no Reino Unido, Romênia, Estados Unidos e Porto Rico onde a usina de geração renovável deve permanecer conectada mesmo que a tensão do PCC caia para 15% do valor de referência. O código de rede brasileiro, também possui requisitos de LVRT para suas unidades geradoras, indicando que a tensão no ponto de conexão pode cair até 20% do seu valor nominal por 0,5 s seguido pela recuperação da tensão para 85% da tensão nominal no PCC em 1 s [31].

- ***Zero Voltage Ride Through* – ZVRT**

O ZVRT pode ser considerado um caso especial de LVRT porque o ZVRT representa um caso extremo no qual a tensão diminui para se tornar zero.

Para esse cenário, a geração renovável pode permanecer no modo de conexão e dar suporte a rede por um período específico de tempo [32]. Assim como no LVRT, as usinas de geração renovável devem ajudar na recuperação de tensão e na estabilidade do sistema através da injeção de corrente reativa durante situações de tensão nula [33].

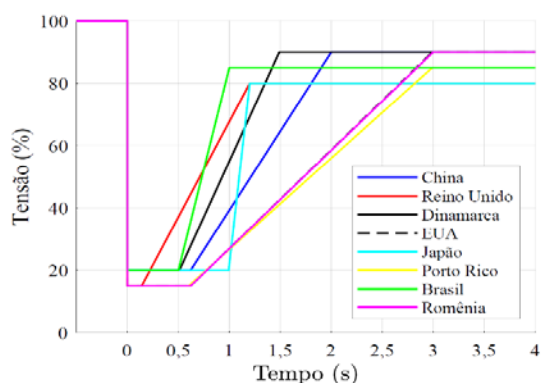


Fig. 1. Requisitos de LVRT em vários países

Tabela 1. Parâmetros ZVRT em vários países.

País	Durante falha		Após falha	
	V_{min} %	T_{maxf} (s)	V_{max} %	T_{maxr} (s)
Dinamarca	20	0,5	90	1,5
China	20	0,625	90	2
Reino Unido	20	0,14	80	1,2
Japão	20	1	80	1,2
Romênia	20	0,625	90	3
EUA (NERC)	20	0,625	90	3
Porto Rico (PREPA)	20	0,6	85	3
Brasil	20	0,5	85	1

Entre os vários exemplos de países com padrões que permitem a redução da tensão do PCC para zero destaca-se: o padrão italiano, por exigir que as usinas de geração renovável resistam a falhas e ainda estejam conectadas ao sistema por 200ms quando a tensão no ponto de conexão do sistema cai para zero. Se a tensão no ponto de conexão se recuperar para 85 % da tensão nominal dentro de 1,5s após a falha, as unidades de geração fotovoltaica permanecerão em operação contínua sem desconectar [14]. O código de rede alemão estipula o ZVRT quando a tensão cai para zero por um tempo máximo de 150 ms, seguido pela recuperação de tensão para 90% da tensão nominal no PCC em 1,5s [8]. Os requisitos de ZVRT no código de rede espanhol em sua versão mais atualizada impõem à geração renovável que resista à perturbação com queda de tensão até o 0% da tensão nominal no PCC durante 150ms, seguido pela restauração da tensão para 85 % no próximo segundo. O código de rede australiano é mais restrito entre os avaliados, porque a geração renovável precisa se manter conectada mesmo que a tensão, após cair para zero, mantenha-se abaixo de 80% da nominal por até 450 ms [2]. A seguir, os requisitos ZVRT dos códigos de rede desses e de outros países estão resumidos na tabela 2 e na figura 2. Vários regulamentos examinados proíbem a desconexão a rede durante a queda de tensão, mesmo quando a tensão cai para zero. No entanto, os valores da tensão de recuperação na porcentagem indicada e os tempos para alcançá-la são em sua maioria diferentes. Em todos os casos, o ZVRT deve ser aplicado no PCC [34].

- **High Voltage Ride Through – HVRT**

O desligamento das fontes renováveis durante uma sobretensão impossibilita a sua contribuição, através da regulação da potência reativa, para a estabilidade do sistema. Sendo assim, os códigos de rede só permitem a desconexão quando a sobretensão excede valores de intensidade e duração de tempo especificados [35]. Esses requisitos, conhecidos como requisitos de HVRT, são resumidos e comparados por país na tabela 3 e figura 3, a tabela 3, apresenta e compara os regulamentos HVRT aplicados por diferentes países em seus códigos de rede. Embora os distúrbios de aumento de tensão (ou seja, sobretensão) ocorram com menos frequência, eles foram regulados de maneira semelhante aos distúrbios de queda de tensão (ou seja, subtensão) [36]. No entanto, alguns países (como China, Japão, Canadá e Romênia) que aplicam LVRT a qualquer gerador renovável não impuseram requisitos semelhantes de HVRT. A figura 3, mostra graficamente e compara os atuais requisitos de HVRT impostos pela Alemanha, Dinamarca, Espanha, Estados Unidos, Itália, Austrália, África do Sul e Malásia. As regulamentações impostas pelo PREPA são as mais rigorosas entre as avaliadas, pois exigem que os geradores renováveis permaneçam conectados e suportem um aumento de até 140% do seu valor nominal durante 1s [37]. Eles são seguidos pela Espanha [11] e Austrália [19], que permitem uma sobretensão de até 130% do valor nominal antes da desconexão da rede.

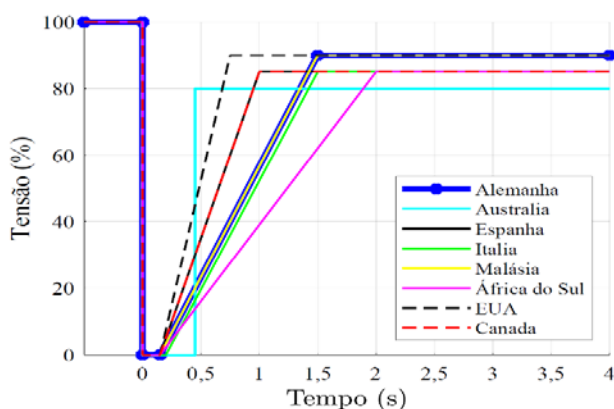


Fig. 2. Requisitos de ZVRT em vários países

Tabela 2. Parâmetros ZVRT em vários países.

País	Durante falha		Após falha	
	V_{min} %	T_{maxf} (s)	V_{max} %	T_{maxr} (s)
Alemanha	0	0,15	90	1,5
Canadá	0	0,15	85	1
Austrália	0	0,45	80	0,45
Espanha	0	0,5	85	1
Itália	0	0,2	85	1,5
África do Sul	0	0,15	85	2
EUA (WECC)	0	0,15	90	1,75
Malásia	0	0,15	90	1,5

O Brasil, em seu código de rede, estabelece que as usinas de energia renovável devem suportar uma sobretensão de até 120% por um período máximo de 2,5s, seguida de uma redução na tensão para um valor máximo de 110% [31]. Com base na comparação fornecida acima, observa-se que é difícil encontrar requisitos uniformes de VRT em nível global, devido aos diferentes níveis de penetração de energia renovável na rede principal e as diferentes metodologias operacionais das redes nacionais.

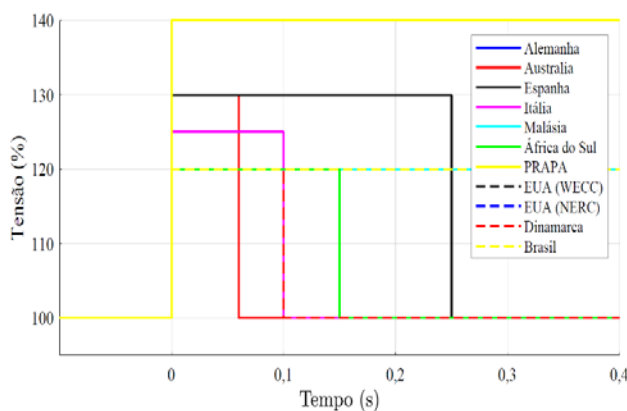


Fig. 3. Requisitos de HVRT em vários países

Tabela 3. Parâmetros ZVRT em vários países.

País	Durante falha	
	V_{max} %	T_{maxr} (s)
Alemanha	120	0,1
Austrália	130	0,6
Itália	125	0,1
Espanha	130	0,25
Malásia	120	contínuo
África do Sul	120	0,15
EUA (WECC)	120	1
EUA (NERC)	120	1
PRAPA	140	1
Brasil	120	2,5

Em países como China, Japão, Romênia, Canadá e reino Unido os requisitos HVRT não estão definidos nos códigos de rede

B. Injeção/Absorção de Corrente Reativa

A maioria dos códigos de rede discutidos aqui exige que a geração renovável possa suportar falhas e permanecer conectada, além de poder operar de maneira semelhante aos geradores síncronos tradicionais. Portanto, eles também devem ser capazes de injetar energia reativa no sistema para ajudar na recuperação de tensão e manter a estabilidade do sistema elétrico [38].

Esse suporte através de energia reativa deve ser realizado simultaneamente com o LVRT/ZVRT durante o período em que a tensão estiver abaixo do valor nominal (cargas indutivas) para reduzir a queda de tensão e acelerar a recuperação de tensão durante e após uma falha, e preservar a estabilidade de tensão. Os geradores renováveis devem absorver a energia reativa durante o HVRT para provocar redução da tensão [39].

A quantidade de energia reativa injetada ou absorvida deve ser avaliada de acordo com a queda ou aumento de tensão, respectivamente. Portanto, de acordo com os códigos de rede a quantidade de potência reativa em função de i_q (parcela de corrente responsável pela potência reativa) durante distúrbios no sistema deve ser apresentada de acordo com a curva mostrada na figura 4, [40, 41].

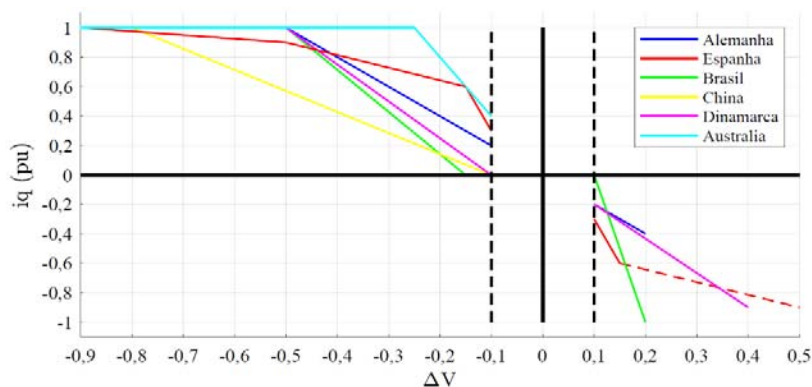


Fig. 4. Requisitos de injeção/absorção de corrente reativa de acordo com os diferentes códigos de rede.

Segundo o código de rede alemão se a tensão diminuir ou aumentar dentro da banda morta ($\pm 10\%$), as usinas de geração renovável devem manter a operação normal e nenhuma ação de injeção ou absorção corrente reativa pode ser realizada. Uma vez que o aumento ou diminuição da tensão exceda a banda morta, a geração renovável deve, através dos métodos de controle implementados em seus inversores, injetar energia reativa no sistema elétrico ao qual estão conectados. Para cada 0,1 pu. De queda/aumento de tensão, o inversor deve injetar/absorver 0,2 p.u. de corrente reativa i_q , tomando como base a sua corrente nominal.

Se a tensão se tornar menor que 50% do valor nominal, a corrente reativa que deve ser injetada na rede é 100% do seu valor nominal. Por outro lado, o código espanhol exige que os sistemas baseados em energia renovável sejam capazes de injetar/absorver energia reativa de acordo com a curva mostrada na Figura 4. Em caso de sobretensão, o comportamento deve ser refletido, mas, como explicado acima, quando a tensão atingir mais de 130%, os relés de proteção requerem desconexão. Além disso, assim que a falha for eliminada, o controlador de tensão permanecerá ativado por pelo menos 30 s depois que o nível de tensão voltar à faixa operacional normal [42]. O código de rede PREPA, de Porto Rico, estipulou que, durante uma falha na rede, as fontes de energia renovável devem injetar/absorver um 5% de corrente reativa por cada 1% e de variação de tensão se a tensão exceder a faixa morta de $\pm 15\%$ [43]. Por outro lado, o código de rede australiano exige que cada 1% de redução de tensão, sejam fornecidos 4% de corrente reativa no PCC [18]. No caso do código de rede brasileiro, ele exige que as usinas de geração renovável devem ser capazes de ajudar na tensão através da injeção de energia reativa para tensões de sequência positivas abaixo de 85% e a absorção de energia reativa para tensões acima de 110%, conforme exibido na figura 4, [31].

C. Restauração de Energia Ativa

O fluxo de potência ativa é o objetivo mais importante do sistema elétrico. Portanto, após a remoção da falha, é essencial restaurar a geração de energia ativa a uma taxa limite. De acordo com o código de rede alemão [6] depois que a falha é eliminada, a energia ativa deve ser fornecida imediatamente e aumentada em rampa até o valor original com uma taxa de variação limitada a 20% de sua capacidade nominal por segundo para as usinas geradoras que permaneceram conectadas e 10%/s para aqueles que tiveram uma desconexão ou desconexão curta. Por outro lado, o código de rede espanhol [42], exige que, durante as falhas, as usinas geradoras deve limitar a corrente ativa dentro da área cinza da figura 5, (excluindo os incrementos/reduções da corrente ativa devido ao controle de frequência). Como pode ser visto, a limitação de corrente ativa é uma função de P_{ao} , a potência ativa que a instalação estava gerando antes da perturbação, ΔV , faixa de variação da tensão em torno da tensão nominal e da tensão nominal V .

O controle de corrente ativa dependente da tensão mencionado anteriormente garante que, após a eliminação da falha sem desconexão, o nível de potência ativa antes da perturbação seja restaurado suavemente em 250ms. O código de rede dinamarquês estipulou que, depois da eliminação da falha, é necessário que a tensão das usinas que permanecem conectadas atinja 90% do seu valor nominal no PCC para voltar a fornecer energia reativa, recuperando-se a 90% da potência ativa pré-falha em 0,5 s [44]. Segundo os requisitos da PREPA depois da eliminação da falha é requerido um aumento imediato na potência ativa das usinas que permaneceram conectadas de pelo menos 10%/s de sua capacidade nominal [43]. No caso do Brasil, o código de rede afirma que a potência ativa da usina geradora deve recuperar-se a 85% do valor pré-falha em até 4 s após a recuperação da tensão a 85% da tensão nominal [31]. A tabela 4, apresenta e compara as taxas de variação da potência ativa após a eliminação da falha aplicadas por diferentes países em seus códigos de rede em usinas geradoras que permaneceram conectadas durante uma perturbação.

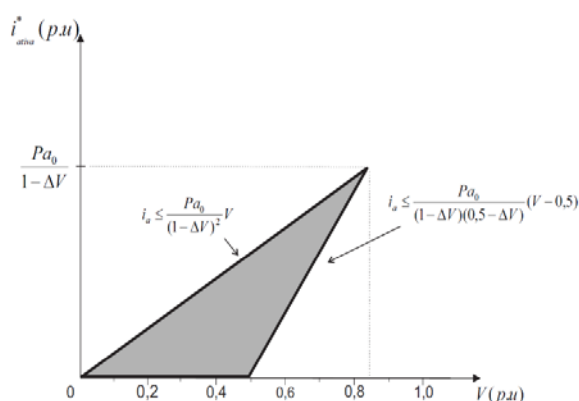


Fig. 5. Limitação de potência ativa na Espanha durante o FRT

Tabela 4. Recuperação da potência ativa após eliminação da falha.

País	Tempo (s)	P (% de P de pré-falha)
Alemanha	5	100
Austrália	0,1	95
Espanha	0,250	100
Dinamarca	0,5	90
PREPA	10	100
Brasil	4	85
China	600	100
Egipto	10	100
França	10	95
Irlanda	1	ND
Reino Unido	0,5	90

D. Regulamentos de estabilidade de frequência e controle de potência ativa

Para manter uma frequência estável na rede elétrica (normalmente 50 ou 60 Hz), a potência ativa deve ser igual à demanda de carga a qualquer momento, uma vez que qualquer desequilíbrio entre a geração e a demanda por eletricidade causa uma variação de frequência. Portanto, os geradores convencionais (ou seja, usinas hidrelétricas ou termelétricas a combustível fóssil) geralmente são equipadas com controle de velocidade, que é ativado durante um desequilíbrio. O regulador de velocidade serve como controle primário de carga e evita grandes desvios de frequência [45, 46]. Entretanto, as unidades de geração baseadas em fontes renováveis de energia não têm controle direto para lidar com a variação de frequência. Como esse tipo de geração hoje em dia está substituindo as plantas tradicionais, os métodos alternativos de estabilidade de frequência chamaram a atenção dos pesquisadores [47]. Os códigos de rede internacionais exigem que as usinas de geração renovável tenham métodos para gerenciar o fornecimento de energia ativa em relação às variações de frequência. Com base em uma curva típica de variação de frequência e potência ativa, conforme exemplificado na figura 6, [34] á medida que a frequência aumenta, a energia ativa gerada deve diminuir. Por exemplo, o código de rede alemão exige que a potência ativa seja reduzida 40%/Hz quando a frequência varia entre 50,2 Hz e 51,5 Hz, de acordo com a equação (1).

$$\Delta P = 20P_m \frac{50,2\text{Hz} - f_{rede}}{50} \quad \text{Para } 50,2 < f_{rede} < 51,5 \quad (1)$$

em que, f_{rede} indica a frequência da rede, ΔP representa a variação de potência e P_m indica a potência instantânea disponível.

No entanto, se a frequência fica entre 47,5 Hz e 50,2 Hz, as unidades geradoras devem retornar a potência ativa ao seu valor nominal. Se a frequência se tornar maior que 51,5 Hz ou menor que 47,5 Hz, é necessária uma desconexão rápida das unidades de geração renovável [6]. O código da rede irlandesa exige que a fonte renovável de energia aumente/diminua a energia gerada quando a frequência atinge valor e baixo de 49,8 Hz e acima de 50,2 Hz respectivamente, caso contrário, a operação normal continuará [24]. O código de rede da Malásia exige que as usinas fotovoltaicas reduzam a potência de saída com um gradiente de 40%/Hz se a frequência se tornar superior a 50,5 Hz [48]. Alguns países não possuem uma regulamentação de suporte de frequência definida, enquanto outros, como a África do Sul, deixaram esse problema para os operadores de sistemas de transmissão e/ou distribuição [49]. O código de rede da China não exige uma redução de energia ativa quando a frequência aumenta; no entanto, as usinas de energia renovável devem suportar uma variação de frequência entre 50,2 Hz e 50,5 Hz ou desconectar-se da rede [23]. O código de rede brasileiro permite operação contínua em uma faixa entre 58,5 e 62,5 Hz, uma operação abaixo de 58,5 Hz por um tempo de até 20s e acima de 62,5 Hz por um tempo máximo de 10s, ordenando a desconexão instantânea para valores abaixo de 56 Hz e acima de 63 Hz [31]. A tabela 5, apresenta a faixa de variação de frequência permitida sobre a qual as usinas de energia renovável devem permanecer em operação normal, sem nenhuma redução na potência ativa, em diferentes países.

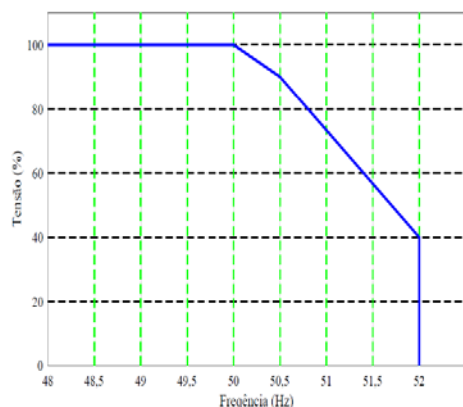


Fig. 6. Resposta típica da potência ativa a variações de frequência

Tabela 5. Limites de frequência de operação normal em vários países.

País	Tempo (s)	P (% de P de pré-falha)
Alemanha	50	$47,5 < f_{rede} < 51,5$
Dinamarca	50	$48,5 < f_{rede} < 51$
Espanha	50	$47,5 < f_{rede} < 51,5$
Canadá	60	$59,4 < f_{rede} < 60,6$
China	50	$49,5 < f_{rede} < 50,2$
PREPA	60	$57,5 < f_{rede} < 61,5$
EUA (NERC)	60	$58,5 < f_{rede} < 61$
Japão (leste)	50	$47,5 < f_{rede} < 51,5$
Japão (oeste)	60	$58 < f_{rede} < 61,8$
Austrália	50	$47,5 < f_{rede} < 52$
África do Sul	50	$49 < f_{rede} < 51$
Malásia	50	$47 < f_{rede} < 52$
Irlanda	50	$49,5 < f_{rede} < 50,5$
Romênia	50	$47,5 < f_{rede} < 52$
Reino Unido	50	$47,5 < f_{rede} < 52$
Brasil	60	$58,5 < f_{rede} < 62,5$

REQUISITOS DE QUALIDADE DE ENERGIA

A integração em grande escala de energia renovável no sistema elétrico pode levar a problemas de qualidade de energia [50]. Portanto, normas foram desenvolvidas em vários países no que se refere à qualidade de energia produzida por usinas de energia renovável. As principais preocupações de qualidade de energia associadas à integração de geração renovável são harmônicos, flutuações de tensão e desequilíbrio de tensão [51]. Portanto, esta seção concentra-se nesses requisitos.

A. Harmônicos

A distorção harmônica é um sério problema de qualidade de energia, caracterizada pelas ondas de tensão não serem senoidais. Uma das principais fontes dessa distorção no nível de geração é o uso de dispositivos eletrônicos de energia. Os sistemas de geração renovável utilizam conversores de frequência como interface para conexão com a rede elétrica e esses dispositivos podem produzir essa distorção [52].

Portanto, normas rígidas foram emitidas para garantir um baixo nível de distorção harmônica causada pela penetração de energia renovável no PCC. A qualidade da energia é geralmente medida usando distorção harmônica total (THD) de tensão e corrente, a qual pode ser definida da seguinte forma (equação (2)) [53, 54]:

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{max}} V_h^2}}{V_1} \quad (2)$$

onde V_1 é a amplitude da componente fundamental, $V_2...V_{h_{max}}$ são as amplitudes das componentes harmônicas de ordem 2 a h_{max} , as variáveis h_{max} e h representam a última série de harmônicos e a ordem dos harmônicos, respectivamente [54]. Por exemplo, as normas IEEE Std 519-201, IEEE 1547 Stds e IEC [55] exigem que o THD de tensão e corrente seja inferior a 5% no PCC. As normas de alguns países, incluindo a brasileira ABNT 16149 [56] e os regulamentos técnicos da Malásia [48], exigem que o DHT também não exceda 5% no PCC. As normas romenas exigem um DHT de máximo 3% para usinas fotovoltaicas e eólicas integradas ao sistema de transmissão [57]. Em geral, a maioria dos países segue os padrões IEEE ou IEC [58]. O Reino Unido adota o EREC G83, que é notavelmente rigoroso. Os limites atuais de distorção harmônica de acordo com os diferentes padrões estão listados na tabela 6.

Tabela 6. Limites atuais de distorção de harmônicos em diferentes padrões.

Código de rede	Tipo	Ordem harmônica	Límite de distorção	THD (%)
IEEE 929, IEEE 1547 AS 4777.2 (Austrália), GB/T (China) e ECM (Malásia)	Ímpar	$33 < h$	ND	<5%
		$23 \leq h \leq 33$	<0,6%	
		$17 \leq h \leq 21$	<1,5%	
	Par	$11 \leq h \leq 15$	<2%	
		$10 \leq h \leq 32$	<0,5%	
		$2 \leq h \leq 8$	<1%	
Reino Unido (EREC G83 Stds.)	Ímpar	$h = 3, 5 \text{ e } 7$	<(2,3, 1,14 e 0,77)%	<3%
		$h = 9, 11 \text{ e } 13$	<(0,4, 0,33, e 0,21)%	
	Par	$h = 2, 4 \text{ e } 6$	<(1,08, 0,43, e 0,3)%	
		$8 \leq h \leq 40$	<0,23%	
Canadá (CAN/CSA C22.3 Stds.)	Ímpar	$33 < h$	<0,33%	<5%
		$23 \leq h \leq 33$	<0,6%	
		$17 \leq h \leq 21$	<1,5%	
		$11 \leq h \leq 15$	<2%	
		$9 \leq h \leq 3$	<4%	
	Par	$34 < h$	<1,0%	
		$22 \leq h \leq 32$	<0,5%	
		$16 \leq h \leq 20$	<0,4%	
		$10 \leq h \leq 14$	<0,2%	
		$8 \leq h \leq 40$	<0,1%	
IEC 61000-3-2	Ímpar	$h = 3, 5 \text{ e } 7$	<(3,45, 1,71 e 1,15)%	<5%
		$h = 9, 11 \text{ e } 13$	<(0,6, 0,5 e 0,3)%	
		$15 \leq h \leq 39$	<0,225%	
	Par	$h = 2, 4 \text{ e } 6$	<(1,6, 0,65 e 0,45)%	
		$8 \leq h \leq 40$	<0,345%	

B. Desequilíbrio de tensão

Um desequilíbrio de tensão ocorre quando as tensões das fases diferem em magnitude ou em relação ao deslocamento de fase nominal (120°) e pode ser calculada como a razão entre as componentes de tensão de sequência positiva e a negativa [59]. Em geral, os padrões mundiais identificaram que o limite de desequilíbrio de tensão apropriado está entre 1% e 2% [60]. A qualidade da energia, no que se refere a desequilíbrio de tensão, é monitorada em várias normas usando o fator de desequilíbrio de tensão (VUF), que é dado como se mostra na equação (3) [31, 61, 62]:

$$VUF = \frac{V^+}{V^-} 100\% \quad (3)$$

Onde V^+ e V^- são as tensões de sequências positiva e negativa, respectivamente. Como o desequilíbrio de tensão é um bom indicador da qualidade da energia fornecida ao sistema elétrico, alguns padrões e códigos de rede limitam o VUF no PCC e garantem que uma tensão trifásica equilibrada seja injetada na rede. Por exemplo, a norma IEEE [63] exige que o desequilíbrio de tensão não exceda 3%, enquanto os padrões IEC exigem que todos os geradores de distribuição mantenham um VUF menor que 2% [25]. As normas romenas impuseram um desequilíbrio máximo de tensão de 1% no ponto de interconexão de usinas fotovoltaicas e eólicas [57]. A recomendação do Reino Unido (ENA, 1990), também seguida pela Malásia, afirma que o desequilíbrio da tensão da rede não deve exceder 2% no PCC ou 1,3% na carga [48]. No Canadá, o padrão CAN/CSA-C61000-2-2 estabeleceu um desequilíbrio máximo de tensão de 2% [64]. No caso de Brasil, tanto o desempenho da Rede Básica quanto ao desequilíbrio de tensão é caracterizado a partir da comparação do indicador KS95%, que exprime a relação entre as componentes da tensão de sequência negativa (V^-) e positiva (V^+) com os limites global e individual. O KS95% é obtido do valor que foi superado em apenas 5% dos registros de VUF obtidos no período de 1 dia (24 horas), considerando os valores das componentes de sequência positiva e negativa integralizadas em 10 (dez) minutos, ao longo de 7 (sete) dias consecutivos, chegando-se a sete valores obtidos, em base diária. Assim, o indicador KS95% será o maior dos sete valores obtidos anteriormente.

Os limites global e individual estabelecidos em Brasil são de $KS95\% \leq 2\%$ e $KS95\% \leq 1.5\%$ respectivamente. Caso as tensões de sequência negativa variem de forma intermitente e repetitiva, é permitido ultrapassar os limites especificados em até o dobro, desde que a duração cumulativa das tensões de sequência negativa, acima dos limites contínuos estabelecidos, não ultrapasse 5% do período de monitoração.

C. Flutuações

Flutuação de tensão é a variação aleatória, repetitiva ou esporádica, do valor eficaz da tensão. De um modo geral, podem-se relacionar as flutuações aleatórias e repetitivas com a operação de cargas não lineares que apresentem consumo de potência variável no tempo, enquanto as flutuações esporádicas relacionam-se com manobras de rede ou de carga. As flutuações de tensão podem provocar uma série de distúrbios ao se propagarem através da rede, sendo chamadas de cintilação ou *flicker* (de seu nome em inglês) e causam alterações na intensidade da iluminação por lâmpadas incandescentes [65]. Os níveis de severidade de cintilação, causados pela flutuação de tensão, são quantificados pelo Indicador de Severidade de Cintilação de Curta Duração (P_{st}) e pelo Indicador de Severidade de Cintilação de Longa Duração (P_{lt}), conforme descrição e recomendação da Comissão Internacional de Eletrotécnica na IEC 61000-4-15 (*Flickermeter-Functional and design specifications*). O indicador P_{st} representa a severidade dos níveis de cintilação causados pela flutuação de tensão verificada num período contínuo de 10 minutos e é calculado a partir dos níveis instantâneos de sensação de cintilação, conforme a equação (4):

$$P_{st} = \sqrt{0,0314P_{0,1} + 0,0525P_1 + 0,0657P_3 + 0,28P_{10} + 0,08P_{50}} \quad (4)$$

Onde P_i corresponde ao nível de sensação de cintilação que foi ultrapassado durante $i\%$ do tempo, resultante do histograma de classificação por níveis, calculado conforme estabelecido na IEC-61000-4-15.

O indicador P_{lt} representa a severidade dos níveis de cintilação causados pela flutuação de tensão verificada num período contínuo de 2 horas e é calculado a partir dos valores de P_{st} conforme a equação (5):

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} (P_{st_i})^3} \quad (5)$$

Segundo os indicadores de severidade de cintilação, aqui adotados como representativos da flutuação de tensão, $P_{st} = 0$ indica que não há oscilação de tensão e $P_{lt} = 1$ indica contaminação por *flicker* [66]. O nível aceitável de *flicker* para geradores renováveis de média tensão ou de pequena e média escala geralmente é considerado como 1,0 e 0,25 para P_{st} e P_{lt} , respetivamente [67]. Um resumo dos limites de *flicker* especificados é apresentado na tabela 7.

Tabela 7. Limites de *flicker* em diferentes níveis de tensão com base em diferentes normas.

Norma	Nível de tensão	P_{lt}	P_{st}
IEEE Std. 519	MT	0,7	0,9
	AT-EHT	0,6	0,8
China	MT-AT	0,7	ND
IEC61000		0,8	1
Malásia	BT (Menos de 11 kV)	0,8	1
	MT (11-33) kV	0,7	0,9
	AT (Por cima de 33 kV)	0,6	0,8
EUA	BT	0,7	0,9
	MT-AT	0,7	0,8
Brasil	BT-MT0,7	0,8	1

CONCLUSÕES

A comparação acima apresentada dos requisitos de integração de fontes renováveis de energia destaca a diferença entre as normas estabelecidas pelos diversos países e operadores de sistemas elétricos. Portanto, é difícil estabelecer uma explicação técnica ou financeira precisa dos requisitos atuais de conexão devido aos vários métodos operacionais das redes nacionais e aos vários níveis de integração de usinas de energia renovável em todo o mundo. Por exemplo, os códigos de rede em alguns países impõem o controle da capacidade de VRT para cada fonte de energia renovável vinculada à rede, independentemente do nível de interconexão, enquanto alguns países, como a Alemanha, impõem apenas requisitos de VRT para geração de energia renovável em larga escala. Essa distinção pode resultar em menor qualidade de energia nas redes elétricas de alguns países ou em custos adicionais para desenvolvedores e fabricantes de usinas de energia renovável. O Conselho Europeu de Energia Renovável (EREC) e a Associação Europeia de Energia Eólica (EWEA) exigem que os operadores de sistemas de energia melhorem seus recentes requisitos de interconexão Normas de integração harmonizadas devem garantir operação confiável e boa qualidade de energia para a grande maioria das redes elétricas, embora esta seja uma tarefa difícil, devido às especificidades de cada sistema. Os fabricantes de sistemas de energia renovável têm o desafio constante de modificar o design de *hardware* e/ou *software* para garantir que os requisitos de cada entidade sejam atendidos. Portanto, o desenvolvimento de um conjunto de requisitos comum reduzirá o custo e fará com que todos os fabricantes e operadores se sintam satisfeitos. Os principais objetivos da harmonização global podem ser resumidos da seguinte forma:

- Facilitar procedimentos de fabricação e melhoria de sistemas de energia renovável em todo o mundo, reduzindo o custo total;
- Estabelecer normas comuns e adequadas para a incorporação de usinas de energia renovável de grande ou pequena escala na rede;
- Desenvolver requisitos técnicos eficientes que dependem das experiências e antecedentes de vários operadores de sistemas de energia.

Os requisitos desenvolvidos devem garantir eficiência econômica. Portanto, os regulamentos técnicos caros são requeridos somente quando são necessários para garantir má operação estável, segura e confiável do sistema de energia. Além disso, é possível ignorar algumas regulamentações custosas quando a penetração da energia renovável é baixa. Além do nível de penetração, os requisitos para integração de energia renovável devem considerar a robustez do sistema de energia e/ou a tecnologia de geração renovável. Além disso, os requisitos de integração de várias áreas, países e organizações podem variar no futuro de forma coerente e harmonizada.

REFERÊNCIAS

- [1] ARULKUMAR, K., Palanisamy, K., and Vijayakumar, D., "Recent advances and control techniques in grid connected PV system—A review," *International Journal of Renewable Energy Research*. 2016, v. 6, n. 3, p. 1037-1049, ISSN. 1309-0127. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://www.researchgate.net/file.PostFileLoader.html?id=5974257cb0366dc1d972af38&assetKey=AS%3A519140299087872%401500784100207>
- [2] AL-SHETWI, Q., A., Zahim, S. M., and Lina, R. N., "A review of the fault ride through requirements in different grid codes concerning penetration of PV system to the electric power network," *ARNP journal of engineering and applied sciences*. 2015, v. 10, n. 21, p. 9906-9912, ISSN. 1819-6608. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/288229248_A_review_of_the_fault_ride_through_requirements_in_different_grid_codes_concerning_penetration_of_PV_system_to_the_electric_power_network
- [3] SALEH, K. A., El Moursi, M. S., and Zeineldin, H. H., "A new protection scheme considering fault ride through requirements for transmission level interconnected wind parks," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*. 2015, v. 11, n. 6, p. 1324-1333, ISSN. 1551-3203. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7271068>
- [4] KHAN, S., Gawlik, W., and Palensky, P., "Reserve Capability Assessment Considering Correlated Uncertainty in Microgrid," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. 2016, v. 7, n. 2, p. 637-646, ISSN. 1949-3029. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7346488>
- [5] DUONG, M. Q., Tran, N. T. N., Sava, G. N., and Scripcariu, M., "The impacts of distributed generation penetration into the power system," in *2017 International Conference on Electromechanical and Power Systems (SIELMEN)*. 2017, p. 295-301, ISBN. 153861846X. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8123336>
- [6] GMBH, E. O. N. *TransmissionCode 2007 Network and System Rules of the German Transmission System Operators GmbH*, Batreuth, Germany 2007. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKewjp9YTmwJHtAhWSq1kKHYB8C7cQFjAAegQIBxAC&url=https%3A%2F%2Fwww.vde.com%2Fresource%2Fblob%2F937766%2Fbfe325518ace878935966b6efbc493e4%2Ftransmissioncode-2007--network-and-system-rules-of-the-german-transmission-system-operators-data.pdf&usq=AOvVaw1I-1sYuvQtNdpUrSD2_Lj
- [7] BONFIGLIO, A., Delfino, *et al.* "An approximate methodology to verify the compliance of large photovoltaic power plants to system operator steady-state requirements," *Electric Power Systems Research*. 2015, v. 127, p. 80-92, ISSN. 0378-7796. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S037877961500156X>
- [8] CRĂCIUN, B. I., *et al.* "Overview of recent grid codes for PV power integration," in *2012 13th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM)*. 2012, p. 959-965, ISBN. 1467316539. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6231767?denied=>
- [9] ANZALCHI, A. and Sarwat, A., "Overview of technical specifications for grid-connected photovoltaic systems," *Energy conversion and management*. 2017, v. 152, p. 312-327, ISSN. 0196-8904. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0196890417308737>
- [10] FEILAT, E., Azzam, S., and Al-Salaymeh, A., "Impact of large PV and wind power plants on voltage and frequency stability of Jordan's national grid," *Sustainable cities and society*. 2018, v. 36, p. 257-271, ISSN: 2210-6707. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2210670717308557>
- [11] GARCÍA Sánchez, T., Gómez Lázaro, E., and Molina García, A., "A review and discussion of the grid-code requirements for renewable energy sources in Spain," in *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPO'14)*, 2014, p. 565-570, ISBN. 2172-038X. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/316970119_A_Review_and_Discussion_of_the_Grid-Code_Requirements_for_Renewable_Energy_Sources_in_Spain
- [12] ITALIANO, C. E. "Reference technical rules for the connection of active and passive consumers to the HV and MV electrical networks of distribution Company", *Italian std. CEI 0-16* Dernière consultation 2012. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <http://www.dg2092.it/wp-content/uploads/2014/02/CEI-0-16-ed-III-V1-dicembre-2013.pdf>

- [13] ITALIANO, C. E. *Reference technical rules for the connection of active and passive users to the LV electrical utilities, Italian Std CEI 0-21*. Dernière consultation 2014. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://www.hylaw.eu/database/national-legislation/italy/cei-0-21-07-2016-technical-reference-rules-for-the-connection-of-active-and-passive-users-to-the-lv>
- [14] ITALIANO, C. E. *Reference technical rules for the connection of active and passive consumers to the HV and MV electrical networks of distribution Company, Italian Std CEI 0-21*. Dernière consultation 2016 [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <http://www.mcenergy.it/images/CEI-0-21.pdf>
- [15] IEEE. *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, Std 1547.2-2008*. United States 2009. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: https://standards.ieee.org/standard/1547_2-2008.html
- [16] IEEE. *IEEE standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces, IEEE Std 1547™-2018*. United States 2018. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8332112>
- [17] CABRERA-Tobar, A., *et al*. "Review of advanced grid requirements for the integration of large scale photovoltaic power plants in the transmission system," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016, v. 62, p. 971-987, ISSN. 1364-0321. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S136403211630154X>
- [18] GU, H., Yan, R., and Saha, T., "Review of system strength and inertia requirements for the national electricity market of Australia," *CSEE Journal of Power and Energy Systems*. 2019, v. 5, p. 295-305, ISSN. 2096-0042. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8779818>
- [19] MEHRDAD, T. H. and Muttaqi, K. M., "Low voltage ride through of wind energy systems," in *Sustainable Power Systems*, ed: Springer, 2017, p. 41-60, ISBN. 9789811022296. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/312326979_Low_Voltage_Ride_Through_of_Wind_Energy_Systems
- [20] KOBAYASHI, H., "Fault ride through requirements and measures of distributed PV systems in Japan," in *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. 2012, p. 1-6, ISBN. 1467327298. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6345319>
- [21] YANG, Y., *et al*. "Wide-scale adoption of photovoltaic energy: Grid code modifications are explored in the distribution grid," *IEEE Industry Applications Magazine*, 2015 vol. 21, p. 21-31, ISSN. 1077-2618. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7137649>
- [22] Energinet. *Technical regulation 3.2. 2 for PV power plants with a power output above 11 kW, Tech. Rep 3.2. 2*. Fredericia, Denmark 2015. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://en.energinet.dk/-/media/C4ED8450A81243EE83ED795040D5DADD.PDF?la=en&hash=56CE2D05FBB235E28A01D454022FE26744C074EF>
- [23] Comitee, S. A. *Technical requirements for connecting photovoltaic power station to power system, GB/T 19964-2012*. China 2012. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://www.codeofchina.com/standard/GBT19964-2012.html>
- [24] EirGrid. *Operating Security Standards, GC.v6.2015*. Ireland 2015. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/GridCodeVersion6.pdf>
- [25] CLEVELAND, F., "IEC 61850-7-420 communications standard for distributed energy resources (DER)," in *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 2008, p. 1-4, ISBN. 1424419050. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/224325472_IEC_61850-7-420_communications_standard_for_distributed_energy_resources_DER
- [26] DÖŞOĞLU, M. K., "Hybrid low voltage ride through enhancement for transient stability capability in wind farms," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2016 v. 78, p. 655-662, ISSN. 0142-0615. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0142061515005700>
- [27] TARAFDAR Hagh, M. and Khalili, T., "A review of fault ride through of PV and wind renewable energies in grid codes," *International Journal of Energy Research*, 2019 vol. 43, p. 1342-1356, ISSN. 0363-907X. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1002/er.4247>
- [28] RUHANG, X., Zixin, S., Qingfeng, T., and Zhuangzhuang, Y., "The cost and marketability of renewable energy after power market reform in China: A review," *Journal of Cleaner Production*, 2018 v. 204, p. 409-424, ISSN. 0959-6526. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0959652618327306>

- [29] AYODELE, T. R., Jimoh, A., Munda, J. L., and Agee, J., "Challenges of grid integration of wind power on power system grid integrity: A review," *world*. 2020, v. 3, p. 6, ISSN. 2673-4060. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/255990984_Challenges_of_Grid_Integration_of_Wind_Power_on_Power_System_Grid_Integrity_A_Review
- [30] MEEGAHAPOLA, L., Datta, M., Nutkani, I., and Conroy, J., "Role of fault ride-through strategies for power grids with 100% power electronic-interfaced distributed renewable energy resources," *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, 2018 v. 7, p. e292, ISSN. 2041-8396. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/wene.292>
- [31] Eletrico, O. N. d. S. *Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão, Procedimentos de Rede-Submódulo 3.6*. Brasil 2010. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKewipg8L_y5HtAhUhvIkKHZx3BiUQFjAAegQIBhAC&url=http%3A%2F%2Fwww.ons.org.br%2F%252FProcedimentosDeRede%252FM%25C3%25B3dulo%25203%252FSubm%25C3%25B3dulo%25203.6%252FSubm%25C3%25B3dulo%25203.6.pdf&usq=AOvVaw1vPOrgBY-W0aBV216gcjAb
- [32] ZHANG, Z., Yang, Y., Ma, R., and Blaabjerg, F., "Zero-voltage ride-through capability of single-phase grid-connected photovoltaic systems," *Applied Sciences*, 2017 v. 7, p. 315, ISSN. 2076-3417. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKewi2_9KqzJHtAhUn1VkKHZGmBUYQFjAAegQIBhAC&url=https%3A%2F%2Fpdfs.semanticscholar.org%2F5e61%2Ff0c5a5c315861bb0b1b59790331536340b34.pdf&usq=AOvVaw0yLJ20DUMh0aS90zUnYPn3
- [33] SUTHERLAND, P. E., "Ensuring stable operation with grid codes: A look at Canadian wind farm interconnections," *IEEE Industry Applications Magazine*, 2015, v. 22, p. 60-67, ISSN. 1077-2618. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7312437>
- [34] AL-SHETWI, A. Q. and Sujod, M. Z., "Modeling and control of grid-connected photovoltaic power plant with fault ride-through capability," *Journal of Solar Energy Engineering*, 2018 vol. 140, ISSN. 0199-6231. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://asmedigitalcollection.asme.org/solarenergyengineering/article-abstract/140/2/021001/367923>
- [35] LIU, G., Hu, J., Tian, G., Xu, L., and Wang, S., "Study on high voltage ride through control strategy of PMSG-based wind turbine generation system with SCESU," *The Journal of Engineering*, 2019 v. 2019, p. 4257-4260, ISSN. 2051-3305. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/332699978_Study_on_high_voltage_ride_through_control_strategy_of_PMSG-based_wind_turbine_generation_system_with_SCESU
- [36] HAIDAR, A. M. and Julai, N., "An improved scheme for enhancing the ride-through capability of grid-connected photovoltaic systems towards meeting the recent grid codes requirements," *Energy for Sustainable Development*, 2019 vol. 50, p. 38-49, ISSN. 0973-0826. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0973082618312900>
- [37] BACHA, S., Picault, D., Burger, B., Etxeberria-Otadui, I., and Martins, J., "Photovoltaics in microgrids: An overview of grid integration and energy management aspects," *IEEE Industrial Electronics Magazine*, 2015 vol. 9, p. 33-46, ISSN. 1932-4529. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7063339>
- [38] OON, K. H., Tan, C., Bakar, A., Che, H. S., Mokhlis, H., and Illias, H., "Establishment of fault current characteristics for solar photovoltaic generator considering low voltage ride through and reactive current injection requirement," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2018 vol. 92, p. 478-488, ISSN. 1364-0321. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032118303393>
- [39] ETXEGARAI, A., Eguia, P., Torres, E., Iturregi, A., and Valverde, V., "Review of grid connection requirements for generation assets in weak power grids," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2015 vol. 41, p. 1501-1514, ISSN. 1364-0321. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S136403211400803X>
- [40] HUKA, G. B., Li, W., Chao, P., and Peng, S., "A comprehensive LVRT strategy of two-stage photovoltaic systems under balanced and unbalanced faults," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2018 vol. 103, p. 288-301, ISSN. 0142-0615. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S014206151830022X>
- [41] BIGHASH, E. Z., Sadeghzadeh, S. M., Ebrahimzadeh, E., and Blaabjerg, F., "Improving performance of LVRT capability in single-phase grid-tied PV inverters by a model-predictive controller," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2018 vol. 98, p. 176-188, ISSN. 0142-0615. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0142061517316393>

- [42] Electrica, R. *Technical Requirements for Wind Power and Photovoltaic Installations and Any Generating Facilities Whose Technology Does Not Consist of a Synchronous Generator Directly Connected to the Grid, O.P. 12.2*. Madrid, Spain 2008. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <http://joacarvalhosa.weebly.com/uploads/6/6/1/5/6615139/espanha.pdf>
- [43] CRĂCIUN, B.-I., Kerekes, T., Séra, D., Teodorescu, R., and Annakkage, U. D., "Power ramp limitation capabilities of large PV power plants with active power reserves," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2016 vol. 8, p. 573-581, ISSN. 1949-3029. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7572873>
- [44] SERBAN, E., Ordonez, M., and Pondiche, C., "Voltage and frequency grid support strategies beyond standards," *IEEE transactions on power electronics*, 2016 vol. 32, p. 298-309, ISSN. 0885-8993. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7429781>
- [45] DREIDY, M., Mokhlis, H., and Mekhilef, S., "Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: A review," *Renewable and sustainable energy reviews*, 2017 vol. 69, p. 144-155, ISSN. 1364-0321. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032116309212>
- [46] SEDIGHIZADEH, M., Esmaili, M., and Mousavi-Taghiabadi, S. M., "Optimal energy and reserve scheduling for power systems considering frequency dynamics, energy storage systems and wind turbines," *Journal of Cleaner Production*, 2019 vol. 228, p. 341-358, ISSN. 0959-6526. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0959652619314404>
- [47] STRAM, B. N., "Key challenges to expanding renewable energy," *Energy Policy*, 2016 vol. 96, p. 728-734, ISSN. 0301-4215. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421516302646>
- [48] Commission, E. *Grid Code for Peninsular Malaysia* Malaysia 2016. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwiCrajezpHtAhVGw1kKH3-CdgQFJAaegQIAxAC&url=https%3A%2F%2Fwww.st.gov.my%2Fen%2Fgeneral%2Fadd_counter%2F605%2Fdownload%2Fread_count&usg=AOvVaw3-hoIN1zVwV55VKwAGmFtl
- [49] SEWCHURRAN, S. and Davidson, I. E., "Guiding principles for grid code compliance of large utility scale renewable power plant intergration onto South Africa's transmission/distribution networks," in *2016 IEEE International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, 2016, p. 528-537, ISBN. 1509033882. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7884392>
- [50] LIANG, X., "Emerging power quality challenges due to integration of renewable energy sources," *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2016 vol. 53, p. 855-866, ISSN. 0093-9994. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7738432>
- [51] BADWAWI, R. A., Abusara, M., and Mallick, T., "A review of hybrid solar PV and wind energy system," *Smart Science*, 2015 vol. 3, p. 127-138, ISSN. 2308-0477. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/305285542_A_Review_of_Hybrid_Solar_PV_and_Wind_Energy_System
- [52] JAALAM, N., Rahim, N., Bakar, A., Tan, C., and Haidar, A. M., "A comprehensive review of synchronization methods for grid-connected converters of renewable energy source," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016 vol. 59, p. 1471-1481, ISSN. 1364-0321. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032116000964>
- [53] JANNESAR, M. R., *et al.* "Optimal probabilistic planning of passive harmonic filters in distribution networks with high penetration of photovoltaic generation," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2019 vol. 110, p. 332-348, ISSN. 0142-0615. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0142061518322233>
- [54] MEMON, M. A., Mekhilef, S., Mubin, M., and Aamir, M., "Selective harmonic elimination in inverters using bio-inspired intelligent algorithms for renewable energy conversion applications: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2018 vol. 82, p. 2235-2253, ISSN. 1364-0321. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032117312145>
- [55] CHO, N., Lee, H., Bhat, R., and Heo, K., "Analysis of harmonic hosting capacity of IEEE Std. 519 with IEC 61000-3-6 in distribution systems," in *2019 IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia)*, 2019, p. 730-734, ISBN. 1538674343. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8715918>
- [56] FIGUEIRA, H. H., Hey, H. L., Schuch, L., Rech, C., and Michels, L., "Brazilian grid-connected photovoltaic inverters standards: A comparison with IEC and IEEE," in *2015 IEEE 24th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, 2015, p. 1104-1109, ISBN. 1467375543. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7281626>

- [57] ILISIU, D. and Munteanu, C., "Integration of the wind farms into the Romanian power system," in *2009 CIGRE/IEEE PES Joint Symposium Integration of Wide-Scale Renewable Resources Into the Power Delivery System*, 2009, p. 1-1, ISBN. 1424448603. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/5211201>
- [58] GAO, D. W., Muljadi, E., Tian, T., Miller, M., and Wang, W., "Comparison of standards and technical requirements of grid-connected wind power plants in China and the United States," National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2016. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKewiqn4r3z5HtAhUo01kKH3aCcsQFjAAegQIAhAC&url=https%3A%2F%2Fwww.nrel.gov%2Fdocs%2Ffy16osti%2F64225.pdf&usg=AOvVaw25GP_ZYEZVXDSACUKepE4s
- [59] SHANG, L., Hu, J., Yuan, X., and Huang, Y., "Improved virtual synchronous control for grid-connected VSCs under grid voltage unbalanced conditions," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 2019 vol. 7, p. 174-185, ISSN. 2196-5625. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en:
- [60] RAFI, F. H. M., Hossain, M., Rahman, M. S., and Taghizadeh, S., "An overview of unbalance compensation techniques using power electronic converters for active distribution systems with renewable generation," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2020 vol. 125, p. 109812, ISSN. 1364-0321. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/9028793>
- [61] KIM, Y.-J., "Development and analysis of a sensitivity matrix of a three-phase voltage unbalance factor," *IEEE Transactions on Power Systems*, 2018 vol. 33, p. 3192-3195, ISSN. 0885-8950. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8295147>
- [62] NEUKIRCHNER, L., Görbe, P., and Magyar, A., "Voltage unbalance reduction in the domestic distribution area using asymmetric inverters," *Journal of Cleaner Production*, 2017 vol. 142, p. 1710-1720, ISSN. 0959-6526. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0959652616319710>
- [63] Association, I. S. *IEEE standard for interconnecting distributed resources with electric power systems—amendment 1, IEEE Std 1547a-2014 (Amendment to IEEE Std 1547-2003)*. 2014. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6818982>
- [64] PAPACHRISTOU, A. C., Awad, A. S., Turcotte, D., Wong, S., and Prieur, A., "Impact of DG on voltage unbalance in Canadian benchmark rural distribution networks," in *2018 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, 2018, p. 1-6, ISBN. 1538654199. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8598420>
- [65] O'DRISCOLL, E. and O'Donnell, G. E., "Industrial power and energy metering—a state-of-the-art review," *Journal of Cleaner Production*, 2013 vol. 41, p. 53-64, ISSN. 0959-6526. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0959652612005173>
- [66] SILSÜPÜR, M. and Türkay, B. E., "Flicker source detection methods based on IEC 61000-4-15 and signal processing techniques—a review," *Balk. J. Electr. Comput. Eng.*, 2015 vol. 3, p. 93-97, ISSN. 1844-7600. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/281229345_Flicker_Source_Detection_Methods_Based_on_IEC_61000-4-15_and_Signal_Processing_Techniques_-_A_Review
- [67] MACII, D. and Petri, D., "Rapid voltage change detection: limits of the IEC standard approach and possible solutions," *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, 2019 vol. 69, p. 382-392, ISSN. 0018-9456. [Consultado el: 5 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8676381>

CONFLITO DE INTERESSES

Os autores declaram não haver conflito de interesses

CONTRIBUIÇÃO DOS AUTORES

Yandi Gallego Landera. <https://orcid.org/0000-0002-9576-4796>

Conformação da ideia da pesquisa, desenvolvimento do estudo, coleta de dados, desenho do artigo, redação do texto do artigo, revisão crítica do conteúdo e aprovação final.

Francisco A. S. Neves. <https://orcid.org/0000-0003-0564-7500>

Conformação da ideia da pesquisa, coleta de dados, desenho do artigo, redação do texto do artigo, revisão crítica do conteúdo e aprovação final.

Rafael C. Neto. <https://orcid.org/0000-0002-7963-4051>

Conformação da ideia da pesquisa, coleta de dados, desenho do artigo, redação do texto do artigo, revisão crítica do conteúdo e aprovação final.

Alejandro Alberto Benitez Alonso. <https://orcid.org/0000-0002-3318-2205>

Conformação da ideia da pesquisa, coleta de dados, desenho do artigo, redação do texto do artigo, revisão crítica do conteúdo e aprovação final.

Lesyani Leon Viltre . <https://orcid.org/0000-0003-1822-2480>

Conformação da ideia da pesquisa, coleta de dados, revisão crítica do conteúdo e aprovação final.