Comparação de Algoritmos de Suporte de Inércia Virtual para MMCC-STATCOM

Ruan Carlos Ramos da Silva * **Edson Hirokazu Watanabe** **

* *Departamento de Engenharia Elétrica e Automação, Instituto Federal de Mato Grosso, MT, (e-mail: ruan.silva@ifmt.edu.br).*
** *COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, RJ (e-mail: watanabe@coppe.ufrj.br)*

Abstract: This article presents an excerpt from the master's thesis defended by the author in 2023, which deals with Virtual Inertia Control (VIC) for an Modular Multilevel Cascade Converter - Static Synchronous Compensator (MMCC-STATCOM). The possibility of implementing a VIC in an MMCC-STATCOM allows this equipment to contribute to increasing the system's inertia, since the insertion of renewable sources in the electrical power system, through electronic converters, influences the stability of system frequency. However, as the stored energy of MMCC-STATCOM is limited, its allocation must be carried out in the best possible way. Therefore, in this work, the improvement in frequency nadir is compared through the action of three different VICs for an MMCC-STATCOM in situations of frequency dip. This comparison is made through simulation in PSCAD/EMTDC software.

Resumo: Este artigo apresenta um recorte da dissertação de mestrado defendida pelo autor em 2023, que versa sobre o Controle de Inércia Virtual (CIV) para um *Modular Multilevel Cascade Converter - Static Synchronous Compensator (MMCC-STATCOM).* A possibilidade de implementação de um CIV em um MMCC-STATCOM permite que este equipamento possa contribuir para a elevação da inércia do sistema, uma vez que a inserção de fontes renováveis no sistema elétrico de potência, por meio de conversores eletrônicos, influencia na estabilidade de frequência dos sistemas. Porém, como a energia armazenada do MMCC-STATCOM é limitada, sua alocação deve ser efetuada da melhor forma possível. Sendo assim, neste trabalho, compara-se a melhora no nadir da frequência mediante a ação de três diferentes CIVs para um MMCC-STATCOM em situações de afundamento de frequência. Essa comparação é feita por meio de simulação em software PSCAD/EMTDC.

Keywords: Virtual Inertia Control; Frequency Support; MMCC-STATCOM
Palavras-chaves: Controle de Inércia Virtual; Suporte à Frequência; MMCC-STATCOM.

1. INTRODUÇÃO

A ampliação dos sistemas de geração alternativa e renováveis, que em sua grande maioria utilizam conversores de frequência na conexão com a rede, contribui para redução da inércia do sistema (Mohanty et al., 2022; Peng et al., 2021). Dessa forma, a necessidade de suporte de inércia à rede deve ser levada em consideração para eleger as melhores opções de equipamentos que nela devem ser inseridos (Uddin Khan et al., 2021).

No caso dos equipamentos de controle de tensão, o Compensador Síncrono (CS) ganhou importância nos últimos anos devido sua capacidade de corrente de curto-circuito e de suporte de inércia à rede (Marken et al., 2011). Porém, existem casos de empresas no ramo da transmissão, como a alemã *50Hertz Transmission GmbH*, que pretendem utilizar STATCOMs para conter a redução da inércia da rede. A empresa prevê a instalação de 19 STATCOMs, sendo que 11 equipamentos com capacidade de inércia por meio de capacitores ou supercapacitores (Heck et al., 2021).

No âmbito nacional, mesmo que no Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 (EPE, 2022) não aponte a necessidade de ampliação da inércia ao sistema, mas somente a necessidade de novas interligações regionais para promover a gestão global de recursos como a inércia, casos em que haja a abertura das interligações regionais no SIN (Sistema Interligado Nacional), como ocorrido no dia 15 de agosto de 2023 (ONS, 2023), inspiram a necessidade de reforço da inércia em cada região do sistema.

Para que o STATCOM possa oferecer inércia virtual à rede, seu controle deve ser projetado para controlar a injeção para a rede da energia armazenada em seus elementos armazenadores, que podem ser capacitores, baterias ou supercapacitores, em instantes de variação da frequência da rede.

Este controle da injeção de energia, em muitos casos como os relatados em Liu et al. (2014, 2015); Fang et al. (2018); Annakkage et al. (2019); Mohanty et al. (2021); da Silva and Watanabe (2023), apresentam uma resposta melhor no nadir da frequência de um STATCOM em relação ao CS, uma vez que no caso do CS essa injeção de energia inercial

não é controlada, pois é proporcional ao decaimento da frequência.

Portanto, este trabalho propõe a comparação entre três técnicas de Controle de Inércia Virtual (CIV), sendo elas: CIV por meio da equação da máquina síncrona (MSV), proporcional a variação de frequência (PVF) e por rampa de Tensão (RT). O parâmetro de comparação é a melhoria do nadir da frequência devido a entrada de carga.

O STATCOM utilizado na simulação (Figura 1) se baseia em um conversor do tipo MMCC com topologia *Double-Star Chopper Cell* (DSCC). São utilizados os capacitores dos submódulos (SMs) como o elemento armazenador de energia para obtenção de inércia para rede. Uma ampliação dos capacitores dos SMs do STATCOM é executada para que atinja a mesma energia disponível de um CS para um desvio de frequência de 1,5 Hz. Essa ampliação é viável nos aspectos de peso, volume e custo como mostrado em da Silva and Watanabe (2023).

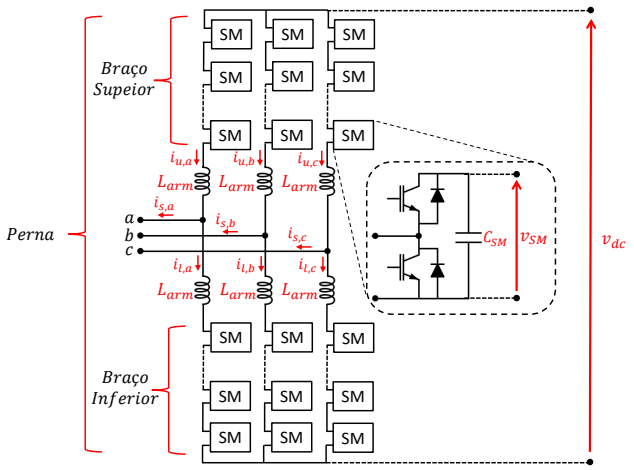

Figura 1. Topologia DSCC-MMCC.

2. SUPORTE À FREQUÊNCIA DA REDE

Os Sistemas Elétricos de Potência (SEP) operam em equilíbrio de carga e geração, sendo necessário controles que ajustem a geração ou façam o corte de carga para garantir esse equilíbrio. Por ordem de atuação, os controles da geração são: resposta inercial, controle primário, secundário e terciário (Liu et al., 2014). Quando ocorre uma entrada de carga, o equilíbrio entre carga e geração é desfeito e imediatamente ocorre um declínio na frequência em busca de um novo ponto de equilíbrio, conforme mostra a Figura 2.

O nadir da frequência é o ponto de menor frequência, e ao atingir esse ponto é comum que o controle primário já tenha começado a atuar em conjunto com a resposta inercial.

A ocorrência da resposta inercial se inicia a partir do início do distúrbio de frequência, podendo durar até uma dezena de segundos. Este fenômeno é a resposta mais imediata e inerente ao sistema, pois se trata da resposta natural do SEP com máquinas rotativas. No caso do declínio da frequência, as massas girante do sistema tem sua energia armazenada em forma de movimento reduzida, sendo que

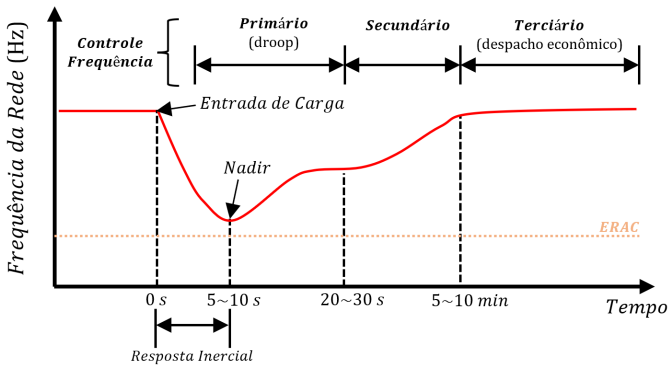

Figura 2. Curva típica da resposta de frequência da rede após uma perturbação e seus estágios.

a diferença de seu valor anterior para o atual tenha sido injetado na rede, contribuindo para o amortecimento da variação de frequência.

No caso do controle primário, este começa sua atuação a partir de alguns segundos e finaliza após duas ou três dezenas de segundos, com o objetivo de se encontrar um equilíbrio de carga e geração. O controle secundário atua de dezenas de segundos até minutos, sendo responsável por devolver a frequência para seu valor nominal (Wu et al., 2018). A alteração dos despachos buscando a melhor ordem econômica é feita pelo controle terciário, já na casa dos minutos.

Portanto, o MMCC-STATCOM deve atuar incrementando a resposta inercial da rede, uma vez que ele possui energia armazenada limitada. Essa atuação eleva a inércia do sistema e faz com que haja um maior amortecimento nas variações de frequência, elevando o nadir de frequência, que pode evitar a necessidade de corte de carga.

2.1 Modelagem da Resposta Inercial

O princípio da inércia aplicado ao movimento rotacional das massas girantes se baseia na equação do balanço entre carga e geração representado pela diferença entre o torque mecânico (T_m) e o torque elétrico (T_e), em Nm, dado por:

$$T_m(t) - T_e(t) = J \cdot \frac{d\omega}{dt}, \tag{1}$$

onde J é o momento de inércia total do sistema, dado em kgm^2, e ω é a velocidade angular dada em rad/s. Multiplicando pela velocidade angular nominal do sistema (ω_n) os dois lados de (1), e utilizando a relação $P = T \cdot \omega$, temos a relação do desvio de ω_n com o equilíbrio da potência, dado por:

$$P_m(t) - P_e(t) = \omega_n \cdot J \cdot \frac{d\omega_n}{dt}. \tag{2}$$

Por meio de parâmetros elétricos como a potência aparente (S) da máquina e sua constante de inércia (H), que representa o tempo no qual uma máquina pode fornecer potência nominal proveniente de sua massa girante, e é dada pela equação da energia cinética (E_c):

$$E_c = H \cdot S, \tag{3}$$

é possível obter, também, o momento de inércia, por meio de:

$$J = \frac{2 \cdot H \cdot S}{\omega_n^2}. \tag{4}$$

Substituindo (4) em (2), e considerando $\omega = 2\pi f$, temos:

$$\Delta P = P_m(t) - P_e(t) = \frac{2 \cdot H \cdot S}{f_n} \cdot \frac{df}{dt}. \tag{5}$$

Considerando a utilização da representação em pu de (5), utilizando a potência nominal S do sistema, obtêm-se a equação do movimento angular da máquina, dado por:

$$\Delta p = p_m(t) - p_e(t) = \frac{2 \cdot H}{f_n} \cdot \frac{df}{dt}\ [pu]. \tag{6}$$

2.2 Dimensionamento da Energia do MMCC-STATCOM para Resposta Inercial

O MMCC-STATCOM utilizado na simulação possui 78 SMs por braço, tensão nominal de 69 kV e com uma capacitância $C_{SM} = 21mF$.

Para que o MMCC-STATCOM efetue o Controle de Inércia Virtual (CIV) é necessário estabelecer uma tensão máxima nos capacitores do SMs (v_{SMmax}) e um tensão mínima (v_{SMmin}). Por meio dessa variação de tensão obtemos a energia armazenada disponível para o CIV (E_a), dada por:

$$E_a = 3 \cdot N \cdot C_{SM}(v_{SMmax}^2 - v_{SMmin}^2). \tag{7}$$

Para estabelecer as tensões v_{SMmin} e v_{SMmax} deve-se encontrar o valor de E_a. Sendo assim, utilizou-se como parâmetro um CS de mesma potência que o MMCC-STATCOM. Conforme Liu et al. (2014), a constante de inércia de um CS varia de 1 à 1,25 segundos, podendo ser maior caso se utilize volante de inércia, o que acentua o valor das perdas rotacionais. Neste trabalho utiliza-se um CS de 160 MVA e constante de inércia $H_{cs} = 1,25s$.

No entanto, como a energia injetada pelo CS durante um distúrbio está relacionada diretamente com a variação da frequência da rede, apenas uma fração de H_{cs} é aproveitada em um instante de afundamento de frequência. Essa parcela aproveitada está definida como a constante de inércia útil do CS (H_{ucs}), por meio de:

$$H_{ucs} = \frac{\frac{1}{2}(J\omega_n^2 - J\omega_{min}^2)}{S} \approx \frac{(\omega_n^2 - \omega_{min}^2)}{\omega_n^2} \cdot H_{cs}. \tag{8}$$

Considerando que a partir de um afundamento de frequência superior a 1,5 Hz, o Operador Nacional do Sistema (ONS) aciona o ERAC (Esquema Regional de Alívio de Carga), obtemos um $H_{ucs} = 62$ ms, por meio de (8). Sendo assim, a energia injetada na rede pelo CS devido ao afundamento de 1,5 Hz é de $E_a = 10MWs$, obtido por meio de (3).

Logo, para dimensionar o dispositivos armazenadores de energia do MMCC-STATCOM, utiliza-se dois princípios, que são:

(i) O MMCC-STATCOM deve ser capaz de controlar 1 pu de potência reativa (160 Mvar) quando não estiver injetando potência ativa.
(ii) A energia armazenada disponível para o CIV deve ser de, pelo menos, $E_a = 10MWs$, para ter a mesma resposta do CS, em afundamentos de frequência de 1,5 Hz;

Para atender o princípio (i) determina-se um valor de v_{SMmin} que preserve a capacidade de controle de 1 pu do MMCC-STATCOM. Neste caso temos $v_{SMmin} = 1,44$ kV, valor este obtido de forma analítica e comprovado em simulação relatado em (da Silva, 2023). Para o princípio (ii) a constante de inércia útil do MMCC-STATCOM (H_{ust}) deve ser igual a 62 ms. Logo, temos $v_{SMmax} = 2,02$ kV para que o MMCC-STATCOM tenha $E_a = 10MWs$ disponível em um afundamento de frequência de 1,5 Hz por meio da (7).

Portanto, os parâmetros do MMCC-STATCOM simulado para o teste dos CIVs é apresentado na Tabela 1.

Tabela 1. Parâmetros do MMCC-STATCOM simulado

Símbolo	Valor	Descrição
S_{st}	160 MVA	Potência Aparente do STATCOM
N	78	Número de SMs por Braço
C_{SM}	21,5 mF	Capacitância do SM
L_{arm}	3 mH	Indutância de Braço
H_{st}	127 ms	Constante de Inércia
H_{ust}	62 ms	Constante de Inércia Útil
E_a	10 MWs	Energia Armazenada para CIV
v_{SMmax}	2,02 kV	Tensão Máxima dos SMs
v_{SMmin}	1,44 kV	Tensão Mínima dos SMs

3. CONTROLE DE INÉRCIA VIRTUAL DO STATCOM

O controle de inércia virtual (CIV) do STATCOM deve ocasionar a injeção de energia ao sistema nos instantes de desequilíbrio de carga e geração. Sua atuação ocorre por meio da alteração do *set-point* da tensão dos capacitores dos SMs (v_{SM}^*).

Com a redução de v_{SM}^* uma energia será entregue à rede, enquanto que uma elevação da tensão de v_{SM}^* ocasiona a retirada de energia do sistema, que agora está armazenada dos capacitores dos SMs.

Dessa forma, o CIV deve monitorar a variação da frequência, e por meio dessa variação pode apresentar variações na forma de injetar ou retirar energia da rede. Três CIVs são apresentados, sendo que dois controles variam a injeção de energia conforme a variação de frequência, e um terceiro que injeta energia de forma linear. Nos três CIVs apresentados, a variável v_{SM}^* é estabelecida em 1 pu, que é dado pelo valor de v_{SMmax}, e a variável $v_{SM(CIV)}^*$ é obtida instantaneamente pela interação de cada CIV e representa o novo *set-point* para a tensão dos capacitores dos SMs.

3.1 Controle de Inércia Virtual pela Equação da Máquina Síncrona (CIV-MSV)

O CIV baseado na Equação da Máquina Síncrona busca imitar o comportamento da máquina síncrona em eventos

de variação de frequência, podendo ser considerado uma máquina síncrona virtual (MSV), já que o conceito de MSV se baseia na capacidade de reproduzir o comportamento similar ao da máquina síncrona com diferentes níveis de precisão, preservando sempre a característica de emulação do efeito de inércia mecânica (D'Arco and Suul, 2014), desde que haja reserva de energia.

Para se obter o CIV-MSV apresentado em Zhu et al. (2013); Liu et al. (2014), deve-se igualar as equações dinâmicas de energia eletrostática disponível nos capacitores dos SMs e a energia cinética da máquina síncrona a ser emulada. Neste caso as equações de variação de potência do STATCOM e do CS são igualadas e depois integradas para se obter a equação dinâmica da energia. Para a máquina síncrona, é utilizada a equação da potência dada em (6). A equação que descreve a dinâmica do fluxo de energia (potência) por unidade nos capacitores em termos de tensão dos SMs é dada por:

$$\Delta p = p_i - p_o = \frac{6C_{SM}v_{dc}}{NS_{st}} \cdot \frac{dv_{dc}}{dt}[pu], \tag{9}$$

relembrando que C_{SM} é a capacitância do SM, 6 é o número de braços, N é o número de SMs, S_{st} é a potência aparente do STATCOM, p_i a potência de entrada e p_o a potência de saída do STATCOM. Igualando as variações de potências de (9) e (6), e atribuindo H_{st} como a constante de inércia do STATCOM com CIV-MSV, temos:

$$\frac{6C_{SM}v_{dc}}{NS_{st}} \cdot \frac{dv_{dc}}{dt} = \frac{2H_{st}}{f_n} \cdot \frac{df}{dt}. \tag{10}$$

Integrando os dois lados de 10, temos:

$$\int_{v^*_{dc}}^{v_{dc}} \frac{6C_{SM}v_{dc}}{NS_{st}} \cdot dv_{dc} = \int_{f^*}^{f} \frac{2H_{st}}{f_n} \cdot df, \tag{11}$$

$$\frac{3C_{SM}[(v_{dc})^2 - (v^*_{dc})^2]}{NS_{st}} = \frac{2H_{st}(f - f^*)}{f^*}. \tag{12}$$

No caso do valor que se deseja obter, v_{dc}, este deve assumir o valor de $v^*_{dc(CI)}$. Reorganizando (12), obtemos a tensão de referência do CIV-MSV $v^*_{dc(CI)}$ que varia em função da frequência dado por:

$$v^*_{dc(CI)} = \sqrt{\frac{2NH_{st}S_{st}}{3C_{SM}} \cdot \frac{(f - f^*)}{f^*} + (v^*_{dc})^2}. \tag{13}$$

Reescrevendo (13) em termos da tensão de referência dos capacitores temos:

$$v^*_{SM(CI)} = \sqrt{\frac{2H_{st}S_{st}}{3C_{SM}N} \cdot \frac{(f - f^*)}{f^*} + (v^*_{SM})^2}. \tag{14}$$

O diagrama de bloco do CIV é apresentado na Figura 3.

3.2 Controle de Inércia Virtual Proporcional à Variação de Frequência (CIV-PVF.)

O controle de inércia proporcional a variação da frequência (CIV-PVF.) é apresentado em Fang et al. (2019); Mohanty et al. (2021, 2022), e os autores se referem a este como apenas um controle de inércia virtual (VIC).

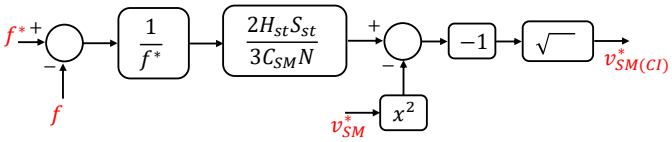

Figura 3. Diagrama de bloco do CIV-MSV.

No controle, a variação de tensão dos capacitores dos SMs ocorre em função da frequência da rede. Uma normalização é aplicada de tal forma que no controle a tensão é relacionada com a variação de frequência da rede por meio de uma constante proporcional K_ω, a Figura 4 mostra o diagrama de bloco utilizado neste controle.

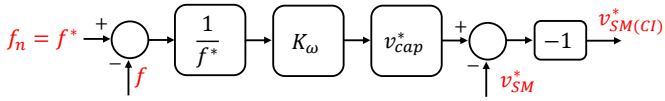

Figura 4. Diagrama de bloco do CIV-PVF.

A constante proporcional K_ω é dada por:

$$K_\omega = \frac{\frac{\Delta v_{SM}}{v^*_{SM}}}{\frac{\Delta f_{max}}{f^*}}, \tag{15}$$

onde: Δf_{max} representa o máximo desvio de frequência e Δv_{SM} a variação de v_{SM} calculada como:

$$\Delta v_{SM} = v^*_{SMmax} - v_{SMmin}. \tag{16}$$

A variável Δf_{max} é de suma importância para o melhor aproveitamento da energia armazenada, pois define o limite de variação de frequência em que o STATCOM fornecerá suporte de inércia para a rede. Neste trabalho utiliza-se $\Delta f_{max} = 1,5$ Hz, uma vez que após um afundamento de 1,5 Hz o ERAC deve ser acionado. Portanto, caso ocorra um afundamento de frequência maior do que 1,5 Hz, o STATCOM terá contribuído com toda a sua energia armazenada para o CIV, restando o acionamento de outro método de controle de frequência da rede.

3.3 Controle de Inércia em Rampa de Tensão (CIV-RT)

O controle de inércia em rampa de tensão (CIV-RT) se baseia na injeção de energia por meio do descarregamento linear dos capacitores do SM. Logo, a tensão dos capacitores dos SMs no tempo apresentam a forma de uma rampa, sem influência da variação da frequência.

Para o funcionamento do CIV-RT calcula-se a taxa de variação (Δv_{SMrt}) por meio do tempo de finalização da injeção de energia t_f. Portanto sua formulação é dada por:

$$\Delta v_{SMrt} = \frac{v_{SMmin} - v_{SM}}{t_f - t}. \tag{17}$$

Para a implementação em tempo discreto, um tempo de amostragem t_w deve ser utilizado, e o novo valor de $v^*_{SM(CI)}$ deve ser calculado a cada nova iteração conforme:

$$v^*_{SM(CI)} = v_{SM} \cdot \Delta v_{SMrt} \cdot t_w. \tag{18}$$

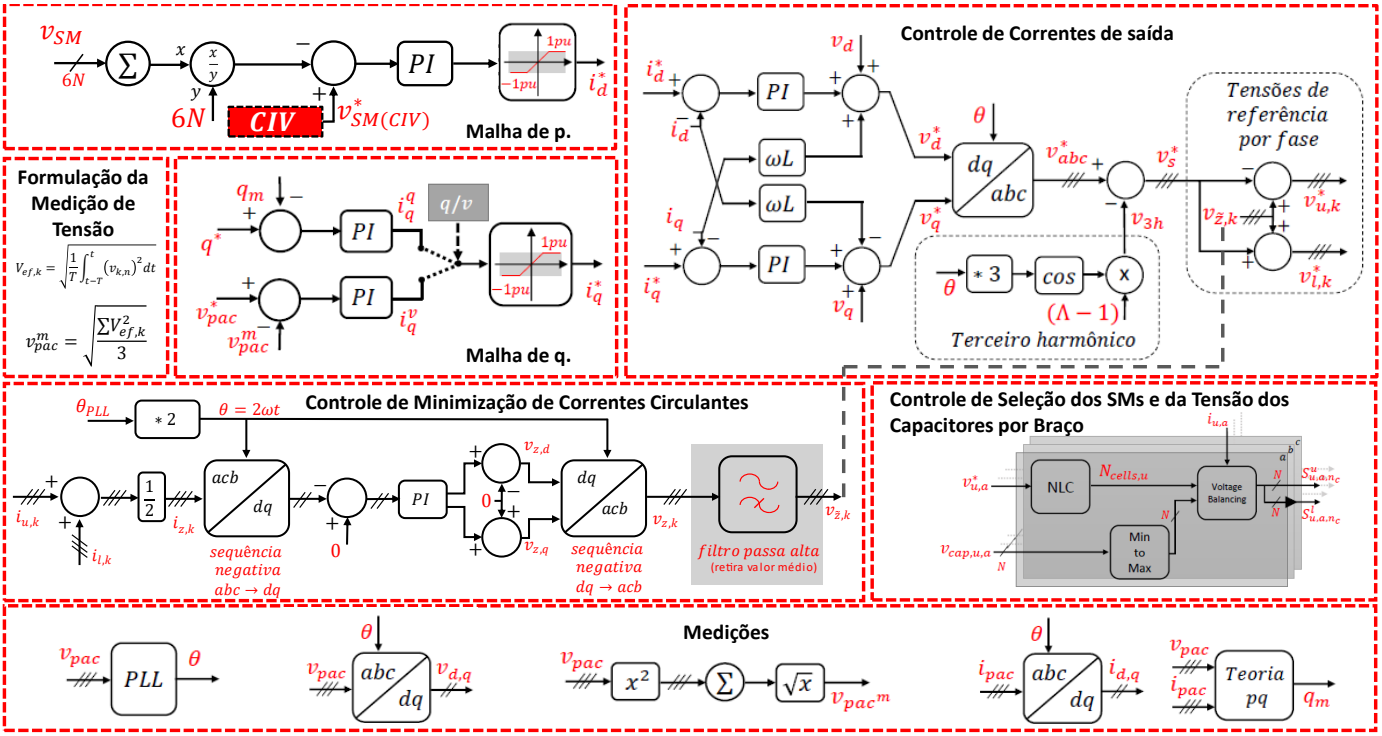

Figura 5. Sistema de controle do MMCC-STATCOM simulado.

4. SISTEMA TESTE

O sistema teste consiste em um arranjo com carga e geração e fluxo de potência unidirecional. A geração é composta por 3 unidades hidrogeradoras de 120 MVA cada, e com constante de inércia de 3,117 s.

A carga de 190 MW e em 13,8 kV é conectada por meio de um transformador 138/13,8 kV. A linha de transmissão entre a carga e geração proporciona uma queda de tensão de 8,5 % em relação à tensão nominal. Dessa forma, um sistema de controle de tensão se faz necessário no barramento onde se conecta o transformador da carga. O equipamento de controle de tensão aplicado é o MMCC-STATCOM com topologia DSCC, dimensionado conforme Tabela 1. A Figura 6 mostra os detalhes desse sistema.

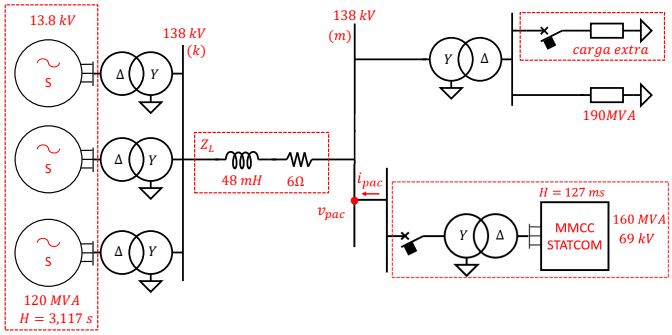

Figura 6. Sistema teste utilizado nas simulações.

Uma carga extra de 5% da carga nominal é acionadas no cenário de comparação dos CIVs.

Ressalta-se que devido medição de corrente i_{pac} estar no sentido do equipamento de controle de tensão (CS ou STATCOM) para a rede, os valores positivo de potência ativa instantânea representam fluxo de potência para a rede.

4.1 Controle do MMCC-STATCOM

Ao contrário do sistema de controle dos STATCOMs de dois ou três níveis, que necessita apenas da malha de controle de corrente de saída, o MMCC-STATCOM necessita de outros controles internos para seu funcionamento, como o controle de correntes circulantes e de balanceamento das tensões dos capacitores dos SMs Paucar (2014). Logo, os controles do MMCC-STATCOM podem ser classificados em três, conforme a sua função:

- Controle de correntes circulantes: desenvolve um papel importante para a eficiência do MMCC, pois com a redução das correntes circulantes a ondulação de tensão nos capacitores dos SMs será reduzido, o que diminui a tensão de projeto dos capacitores dos SMs, além de reduzir as perdas;
- Controle de corrente de saída: responsável por obter as tensões alternadas de saída de referência $v^*_{s,k}$ por meio das correntes de referência obtidas pelas malhas de potência ativa e reativa. A inserção de 1/5 de terceiro harmônico é feito para aumentar o valor da tensão fundamental sem a necessidade de ampliar v_{SM};
- Controle de seleção dos SMs: é responsável por selecionar os SMs que são inseridos para obtenção da tensão de saída. Esse controle também é responsável pelo balanceamento das tensões dos capacitores de cada SM.

A Figura 5 mostra as etapas de controle do MMCC-STATCOM com o bloco CIV na entrada de referência da tensão dos capacitores. Nesse bloco são inseridos os três

CIVs com suas respectivas entradas detalhadas na seção anterior.

5. COMPARAÇÃO DA RESPOSTA INERCIAL DO MMCC-STATCOM PARA CADA CIV

Haja vista a limitação de armazenamento de energia do STATCOM, é necessário encontrar a forma de injeção de energia que resulte na maior elevação do nadir da frequência. Para tal, uma calibração dos CIVs é feita para que seja injetada toda a energia disponível para o CIV, que neste caso é de 10 MWs, conforme dimensionado na seção 2.2.

O sistema teste da Figura 6 é utilizado nesta comparação. O sistema está estável até o instante $t = 5$ s, quando ocorre um incremento de 5% do valor da carga, provocando um afundamento da frequência. A Figura 7 mostra a variação de frequência ocorrida no sistema devido à entrada da carga.

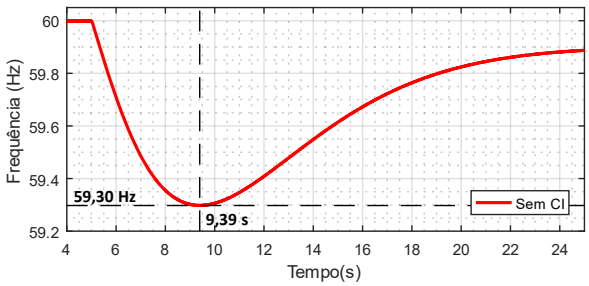

Figura 7. Variação de frequência devido à entrada de carga em $t = 5$ s.

Para o CIV-MSV e o CIV-PVF, os parâmetros H_{st} e k_ω são dimensionados, para entregar toda a energia armazenada disponível para o CIV até a ocorrência do nadir da frequência.

No caso do CIV-RT, por ser o único CIV que não possui a variação da injeção de energia dependente da variação de frequência, é feito um primeiro teste que avalia a influência do tempo de injeção da energia armazenada no nadir da frequência.

Por fim, a comparação da resposta inercial do MMCC-STATCOM com cada CIV é apresentada.

5.1 Determinação de H_{st} e K_ω

Para o afundamento de frequência simulado é possível calcular os valores de H_{st} e K_ω. No caso de H_{st} deve ser levado em consideração o nadir de frequência (f_{nad}), que neste caso é de 59,30 Hz e aplicar em (8), fazendo $H_{ucs} = E_a/S_{st}$, logo temos:

$$\frac{10}{160} = \frac{(2\pi 60)^2 - (2\pi 59,3)^2}{(2\pi 60)^2} \cdot H, \qquad (19)$$

onde: o valor de H de (19) é o H_{st} dimensionado para que o MMCC-STATCOM injete toda energia armazenada durante o afundamento de frequência. O valor encontrado é de 2,7 s. Supondo que o CIV vai contribuir para a elevação do f_{nad}, arredonda-se $H_{st} = 3$ s para a simulação.

O dimensionamento de K_ω deve seguir (15), sendo $\Delta v_{SM} = 0,36$ pu e $\Delta f_{max} = 0,011$ pu. O valor utilizado é $K_\omega = 34$, levando em consideração a contribuição do CIV na elevação de f_{nad}. Esse valores de H_{st} e K_ω fazem com que a tensão dos capacitores atinjam o seu menor valor que é dada por $v_{SMmin} = 1,44$ kV.

5.2 Tempo de Injeção de Energia

Este teste é executado para se obter o t_f do CIV-RT e propõe avaliar qual duração de injeção de energia resulta em melhor resultado quanto ao nadir de frequência.

Em t=5 s é iniciada a injeção de energia, de tal forma que a tensão nos capacitores dos SMs devem ser reduzidos em uma taxa de variação fixa, por meio do CIV-RT, até chegar no limite inferior de tensão (v_{SMmin}) em um tempo t_f.

A Figura 8 mostra o resultado das soluções com CIV-RT, sendo que o tempo final de compensação t_f é de 7,5 s, 10,5 s, 13,5 s e sem CIV. Reforça-se que o instante de inicialização e finalização de injeção de energia que compõe o CIV são inseridos na simulação de forma antecipada, uma vez que o objetivo deste teste é verificar qual t_f apresenta melhor resposta. Em um sistema real haveria atraso na detecção do afundamento de frequência, e a necessidade de um algoritmo que determine o valor t_f conforme a severidade do afundamento. A Tabela 2 mostra os valores das grandezas registradas neste teste.

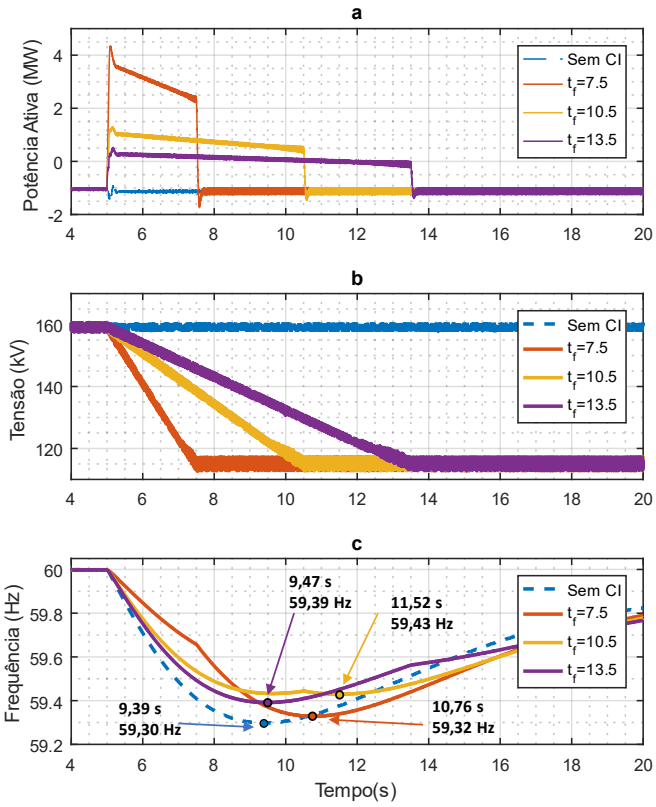

Figura 8. Comparação da (a) potência ativa instantânea, (b) tensão v_{dc} e (c) frequência da rede com STATCOM sem CIV e com CIV e t_f igual a 7,5 s, 10,5 s e 13,5 s, com mesma injeção de energia (10 MWs).

Tabela 2. Resultados da simulação.

CIV	t_i (s)	t_f (s)	t_d (s)	f_{nad} (Hz)	$t_{nad}(s)$
Sem	–	–	–	59,30	9,39
Com	5	7,5	2,5	59,32	10,76
Com	5	10,5	5,5	59,43	11,52
Com	5	13,5	8,5	59,39	9,47

Nos três casos com CIV, todos com 10 MWs injetados, mas com tempos de duração (t_d) diferentes, modificando-se a potência ativa instantânea do STATCOM. Verifica-se que com a mesma energia injetada, os resultados são diferentes. Logo o valor de t_f é ponto-chave para que haja um melhor aproveitamento da energia inercial injetada que culmine com menor afundamento da frequência.

A injeção de energia com t_f= 10,5 s apresenta a melhor resposta, elevando o nadir de frequência de 59,30 Hz para 59,43 Hz. Observa-se que a injeção de melhor resposta apresenta um t_f mais próximo do seu t_{nad}. Dessa forma, um sistema que estime o tempo em que ocorrerá o nadir de frequência, pode definir o t_f que apresente melhor resposta e oriente o controle para buscar a otimização do resultado frente a afundamentos de magnitudes diferentes.

5.3 Resultados da Comparação

Neste teste foram utilizados os parâmetros H_{st}, K_ω e t_f otimizados para a variação de carga de 5%. O mesmo cenário de incremento de carga é executado. A Figura 9 mostra as formas de onda da potência ativa instantânea dos equipamentos testados e a frequência do sistema.

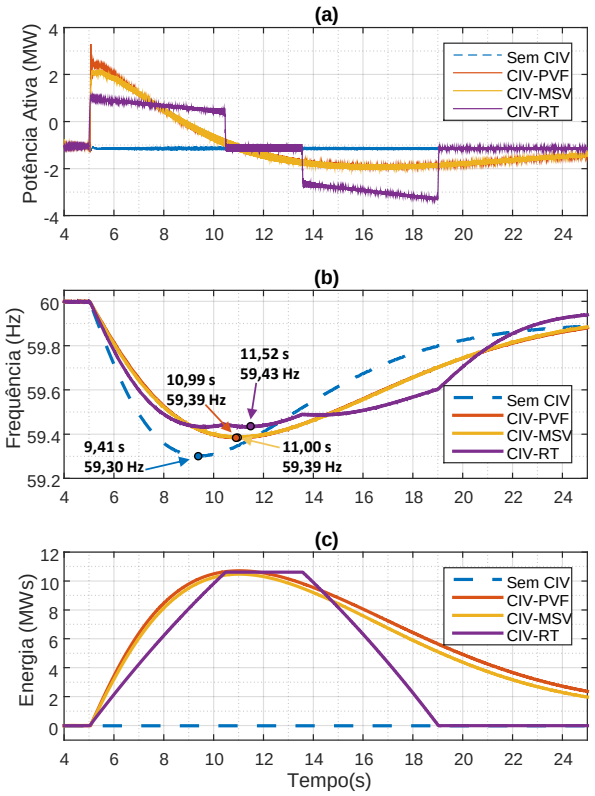

Figura 9. Comparação da (a) potência ativa instantânea e (b) frequência do sistema e (c) energia instantânea injetada por cada CIV.

Com relação às formas de onda da potência ativa instantânea, Figura 9-(a), os STATCOMs com CIV-PVF e CIV-MSV apresentam uma curva muito semelhantes, mostrando que mesmo com equacionamento diferente, se calibrados com mesma precisão, tendem a apresentar respostas semelhantes. Verifica-se, também, que os STATCOMs possuem perdas na ordem de 1 MW, e que varia conforme a potência reativa controlada, que neste caso está em 115 Mvar.

No que se refere a comparação dos CIVs em relação ao nadir de frequência, a Figura 9-(b) mostra esses valores. É possível constatar que a solução com CIV-RT obteve melhor resultado ao elevar a f_{nad} em 0,12 Hz passando de 59,30 para 59,42 Hz em relação ao sistema sem CIV. Comparando os demais CIVs do STATCOM com o desempenho do CIV-RT, observa-se que a forma como a mesma energia é injetada ao longo do tempo é de grande importância, fazendo com que o desempenho deste CIV-RT em relação aos demais seja 1,44 vezes maior na elevação de frequência.

A Figura 9-(c) mostra a energia instantânea injetada pelo STATCOM devido ao cada um dos CIVs. A Tabela 3 mostra os valores de t_{nad}, f_{nad} e E_{inj}.

Tabela 3. Resultados da comparação entre os CIVs.

Equipamento	CIV	t_{nad} (s)	f_{nad} (Hz)	E_{inj} (MJ)
STATCOM	CIV-PVF	10,99	59,39	10,7
STATCOM	CIV-MSV	11,00	59,39	10,5
STATCOM	CIV-RT	11,52	59,43	10,6

Com relação à variação de v_{dc} ocasionada pelos CIVs, Figura 10, verifica-se que para os CIV-PVF e CIV-MSV a elevação da tensão (carregamento dos capacitores dos SMs) se dá de forma natural conforme a elevação da frequência do sistema. No entanto, a tensão v_{dc} só se estabelece em valores nominais quando ocorre a atuação dos controles secundários e terciários do sistema, que são responsáveis pela retomada do valor nominal da frequência do sistema. Para o CIV-RT a retomada da energia armazenada pelos capacitores pode ser feita até seu valor nominal apenas programando um tempo de carregamento, que neste caso é igual ao tempo de descarga dos capacitores. Logo, o CIV-RT apresenta uma vantagem, pois em eventos de afundamento de frequência em sequência, o CIV-RT possui maior chance de estar com a E_a em seu valor máximo rapidamente para um novo evento.

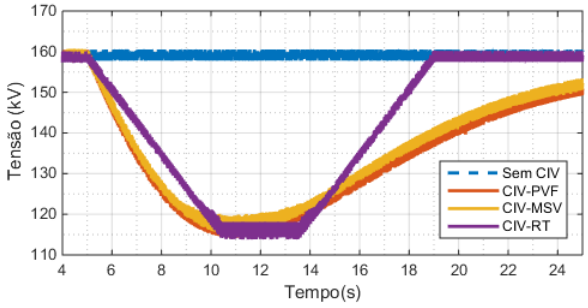

Figura 10. Comparação das variação de v_{dc} para cada algoritmo com CIV.

6. CONCLUSÃO

Verificou-se neste trabalho a possibilidade de um MMCC-STATCOM apresentar CIV e contribuir com suporte de frequência à rede por meio de injeção de energia dos capacitores dos SMs. Comparando-se três CIV, observou-se que o CIV-PVF e CIV-MSV possuem resposta semelhantes, porém o CIV-PVF apresenta maior facilidade de implementação, no entanto o CIV-RT se apresenta como maior eficácia frente a um afundamento de frequência. Além disso, o CIV-RT pode ser útil no carregamento da energia dos capacitores do SM de forma independente da frequência, o que pode conferir uma vantagem para o sistema de suporte de frequência devido a velocidade de estar apto para uma nova atuação.

REFERÊNCIAS

Annakkage, M.S., Karawita, C., Suriyaarachchi, H., and Annakkage, U. (2019). Voltage and frequency support of modular multilevel convertes connected to weak grids. *Cigre Science & Engineering*, 94–104.

da Silva, R.C.R. (2023). *Dimensionamento e Simulação de um MMCC-DSCC STATCOM com Controle de Inércia Sintética*. Master's thesis, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

da Silva, R.C.R. and Watanabe, E.H. (2023). Implementação e dimensionamento de um dscc-mmcc statcom com controle para melhoria na resposta inercial do sistema. In *XIX ERIAC - XIX Encontro Regional Iberoamericano do CIGRE*.

D'Arco, S. and Suul, J.A. (2014). Equivalence of virtual synchronous machines and frequency-droops for converter-based microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(1), 394–395. doi:10.1109/TSG.2013.2288000.

EPE (2022). Plano decenal de expansão de energia 2031. Disponível em: <`https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE\%202031_RevisaoPosCP_rvFinal_v2.pdf`>. Acessado em: 05.03.2023.

Fang, J., Li, H., Tang, Y., and Blaabjerg, F. (2018). Distributed power system virtual inertia implemented by grid-connected power converters. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 33, 8488–8499. doi:10.1109/TPEL.2017.2785218.

Fang, J., Li, H., Tang, Y., and Blaabjerg, F. (2019). On the inertia of future more-electronics power systems. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, 7, 2130–2146. doi:10.1109/JESTPE.2018.2877766.

Heck, C., Sass, F., and Hinz, R. (2021). Statcom strategy and application in east germany hybrid-solutions and grid forming.

Liu, Y., Yang, S., Gunasekaran, D., and Peng, F.Z. (2015). Statcom-based virtual inertia control for wind power generation. *Conference Proceedings - IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition - APEC*, 2015-May, 2189–2194. doi:10.1109/APEC.2015.7104652.

Liu, Y., Yang, S., Zhang, S., and Peng, F.Z. (2014). Comparison of synchronous condenser and statcom for inertial response support. *2014 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, ECCE 2014*, 2684–2690. doi:10.1109/ECCE.2014.6953761.

Marken, P.E., Depoian, A.C., Skliutas, J., and Verrier, M. (2011). Modern synchronous condenser performance considerations. *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 1–5. doi:10.1109/PES.2011.6039011. URL `https://ieeexplore.ieee.org/document/6039011/`.

Mohanty, S., Das, A., and Singh, B. (2021). Chb-statcom implemented with virtual inertia controller in a power electronics dominated grid. *2021 IEEE 6th International Conference on Computing, Communication and Automation, ICCCA 2021*, 920–925. doi:10.1109/ICCCA52192.2021.9666256.

Mohanty, S., Das, A., and Singh, B. (2022). Synthetic inertia based chb-statcom for dynamic frequency control in a high inverter-based-resources network. *2022 IEEE IAS Global Conference on Emerging Technologies, GlobConET 2022*, 1023–1028. doi:10.1109/GlobConET53749.2022.9872484.

ONS (2023). Relatório de análise de perturbação (rap) - análise da perturbação de 15 de agosto de 2023 às 18h 30min. Disponível em: <`https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RAP%202023.08.15%2008h30min%20vers%c3%a3o%20final%20com%20anexos%20de%20diverg%c3%aancia_Final.pdf`>. Acessado em: 13.12.2023.

Paucar, B.C. (2014). *Sistema Hvdc Baseado Em Conversores Multinível Modulares*. Ph.D. thesis, COPPE/UFRJ.

Peng, Q., Fang, J., Yang, Y., Liu, T., and Blaabjerg, F. (2021). Maximum virtual inertia from dc-link capacitors considering system stability at voltage control timescale. *IEEE Journal on Emerging and Selected Topics in Circuits and Systems*, 11, 79–89. doi:10.1109/JETCAS.2021.3049686.

Uddin Khan, M.A., Hong, Q., Liu, D., Alvarez, A.E., Dyśko, A., Booth, C., and Rostom, D. (2021). Comparative evaluation of dynamic performance of a virtual synchronous machine and synchronous machines. In *The 9th Renewable Power Generation Conference (RPG Dublin Online 2021)*, volume 2021, 366–371. doi:10.1049/icp.2021.1362.

Wu, Z., Gao, W., Gao, T., Yan, W., Zhang, H., Yan, S., and Wang, X. (2018). State-of-the-art review on frequency response of wind power plants in power systems. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 6, 1–16. doi:10.1007/s40565-017-0315-y.

Zhu, J., Booth, C.D., Adam, G.P., Roscoe, A.J., and Bright, C.G. (2013). Inertia emulation control strategy for vsc-hvdc transmission systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28, 1277–1287. doi:10.1109/TPWRS.2012.2213101.