

**GESEP – Gerência de Especialistas em Sistemas Elétricos de Potência**



**Título:**

PROPOSTA DE UM SISTEMA DE TRANSMISSÃO BASEADO EM CONVERSORES MODULARES MULTINÍVEL PARA ESCOAMENTO DA ENERGIA DE FONTES RENOVÁVEIS.

**Autores:**

João Victor Farias, Renata Oliveira de Sousa, Heverton Augusto Pereira, Allan Cupertino

**Publicado em:**

VII Congresso Brasileiro de Energia Solar

**Data da Publicação:**

2018

**Citação para a versão publicada:**

J. V. Farias, R. O. de Sousa, H. A. Pereira, A. Cupertino," Proposta de um sistema de transmissão baseado em conversores modulares multinível para escoamento da energia de fontes renováveis," VII Congresso Brasileiro de Energia Solar (CBENS), Gramado, 2018, pp. 1-10.

# PROPOSTA DE UM SISTEMA DE TRANSMISSÃO BASEADO EM CONVERSORES MODULARES MULTINÍVEL PARA ESCOAMENTO DA ENERGIA DE FONTES RENOVÁVEIS

João Victor Matos Farias – joao.farias@ufv.br

Renata Oliveira de Sousa – renata.sousa@ufv.br

Heverton Augusto Pereira – heverton.pereira@ufv.br

Universidade Federal de Viçosa, Departamento Engenharia Elétrica

Allan Fagner Cupertino – afcupertino@ieee.org

Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, Departamento de Engenharia de Materiais

**Resumo.** Devido aos incentivos constantes à geração distribuída, a necessidade de escoamento da energia elétrica para outros pontos e a melhoria na interligação entre os mesmos, é uma demanda crescente dos sistemas elétricos de potência. A forma de transmissão de energia através de corrente contínua em alta tensão (HVDC, do inglês *high-voltage direct current*), vem ganhando visibilidade nos últimos anos. Nesse sentido, o conversor modular multinível (MMC, do inglês *modular multilevel converter*) demonstra ser uma interessante alternativa por alcançar alta eficiência em sistemas de alta potência. Neste trabalho é realizada um estudo de caso sobre a aplicação do MMC em sistemas HVDC para escoamento de energia de fontes renováveis em distâncias consideráveis. Um sistema de 100 MVA de potência nominal com tensão de 230 kV c.c. conecta duas linhas de 138 kV distanciadas de 2.000 km, uma distância equivalente entre as regiões nordeste e sudeste do Brasil. Os resultados apresentados para esta solução mostram que o MMC resulta em uma operação tolerante a falhas, aumentando a confiabilidade e disponibilidade do sistema de transmissão.

**Palavras-chave:** Fontes de energia renovável, Conversor Modular Multinível, Sistemas HVDC.

## 1. INTRODUÇÃO

O conversor modular multinível (MMC, do inglês *modular multilevel converter*) é considerado como a próxima geração de conversores para aplicações de média e alta tensão, devido as diversas aplicações a qual pode ser empregado, como por exemplo: energia renovável, armazenamento de energia, acionamentos elétricos, sistemas de corrente contínua em alta tensão (HVDC, do inglês *high-voltage direct current*), compensadores estáticos síncronos (STATCOMs, do inglês *static synchronous compensators*). Algumas das vantagens do MMC são: alta eficiência, operação com baixa frequência de chaveamento, alta flexibilidade e modularidade e confiabilidade inerente a estrutura do conversor (J. V. Farias, 2017).

Devido à crescente inserção das fontes renováveis à matriz energética mundial, os sistemas HVDC se portam como uma boa alternativa devido à alta eficiência para transmissão a longas distâncias, de grandes quantidades de energia (Menezes, 2015).

O principal objetivo deste trabalho é apresentar uma possível solução para o escoamento da energia elétrica gerada nos locais de menor consumo até as regiões de maior demanda. Este contexto está relacionado com o cenário atual do sistema elétrico de potência brasileiro, uma vez que grande parte da geração de energia elétrica por fontes renováveis está sendo instalada na região nordeste do país. Em contrapartida, a maior parcela de atividade industrial e consumo de eletricidade está concentrada na região sudeste. Neste exemplo, as distâncias podem chegar a valores de 2.000 km, o que viabiliza a utilização de sistemas HVDC, devido suas vantagens como menores custos para projetos a longas distâncias e redução da estrutura de torres de transmissão.

As próximas seções são divididas da seguinte forma: seção 2 é apresentado a topologia, controle e projeto do MMC. A seção 3 detalha o estudo de caso. A seção 4 ilustra os resultados simulados obtidos, analisados e discutidos. Por último as conclusões deste trabalho são apresentadas na seção 5.

## 2. MODULAR MULTILEVEL CONVERTER

A Fig. 1 exibe a topologia do MMC adotado para este trabalho, o *double-star chopper cell* (DSCC) (Akagi, 2009). Cada submódulo (SM) contém duas chaves semicondutoras,  $S_1$  e  $S_2$  e um capacitor  $C$ , que apresenta um resistor de sangria  $R_b$  (Davison, 2011). A função deste resistor é descarregar os capacitores dos submódulos durante falhas ou possíveis processos de manutenção do conversor. Tipicamente, em paralelo com os SMs, uma chave  $S_T$  é responsável pela retirada dos mesmos em caso de falha, podendo ser utilizado também, para manter os SMs de reposição fora do circuito principal enquanto o conversor está funcionando normalmente (Son, 2012). O número de submódulos  $N$  representa a quantidade operante do conversor, enquanto  $M$ , são os SMs adicionais.

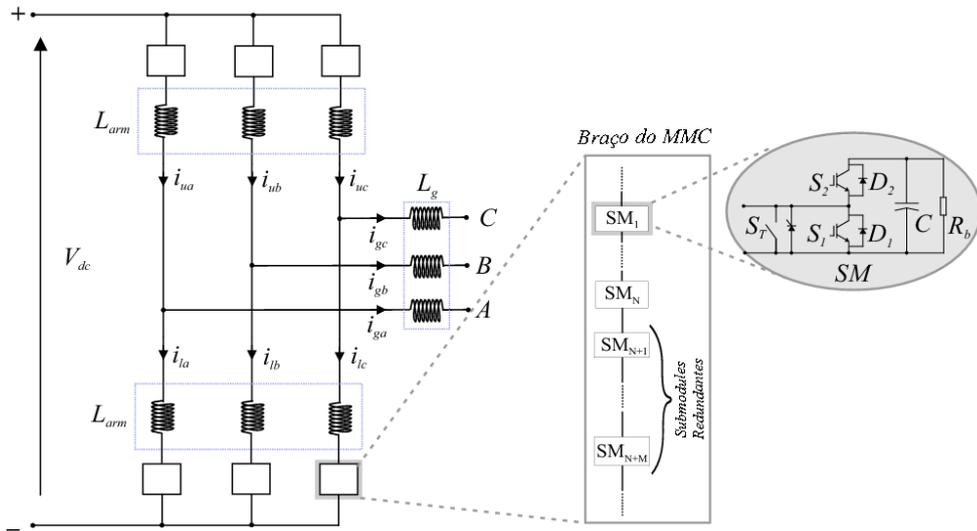


Figura 1 - Topologia do DSCC-MMC.

## 2.1 Controle e projeto do MMC

A estratégia de controle proposta para o DSCC-MMC é mostrada na Fig. 2. O controle de corrente da rede é responsável pela injeção de potência ativa  $P$  na rede trifásica. Essa estratégia é realizada pelas malhas internas implementadas no referencial estacionário ( $\alpha\beta$ ). Basicamente, o loop externo controla o quadrado da tensão de barramento  $V_{dc}$  do conversor. Usando a teoria da potência instantânea (Akagi, et al., 2007), é possível obter expressões para a referência da rede através de:

$$\begin{bmatrix} i_{g\alpha}^* \\ i_{g\beta}^* \end{bmatrix} = \frac{1}{v_{g\alpha}^{+2} + v_{g\beta}^{+2}} \begin{bmatrix} v_{g\alpha}^+ & v_{g\beta}^+ \\ v_{g\beta}^+ & -v_{g\alpha}^+ \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P^* \\ Q^* \end{bmatrix}, \quad (1)$$

onde  $v_{g\alpha}$  e  $v_{g\beta}$  são os componentes estacionários de tensão da rede e  $Q^*$  a potência reativa de referência. Os controladores proporcionais de ressonância (PR) são empregados para seguir a corrente de referência. A dinâmica da corrente de rede no quadro de referência estacionário é dada por (H. A. Pereira, 2015):

$$v_{s,\alpha\beta} = v_{g,\alpha\beta} + \frac{L_{eq} di_{g,\alpha\beta}}{dt} + R_{eq} i_{g,\alpha\beta}, \quad (2)$$

onde  $L_{eq} = L_g + 0.5L_{arm}$ ,  $R_{eq} = R_g + 0.5R_{arm}$  e  $v_{s,\alpha\beta}$  é a tensão de saída equivalente do MMC. Usando esse modelo, os controladores PR podem ser ajustados usando a metodologia proposta por (Yepes, et al., 2011). Ações de compensação direta (*Feedforward*) da tensão da rede estão incluídas para melhorar a dinâmica.

O controle de corrente circulante ou médio é dividido em duas malhas, externa e interna. A malha externa é responsável pelo manejo da tensão média  $\bar{v}_{sm}$  dos SMs por braço do MMC. A tensão média de referência  $v_{sm}^*$  pode ser expressada da seguinte forma:

$$v_{sm}^* = \frac{V_{dc}}{N}, \quad (3)$$

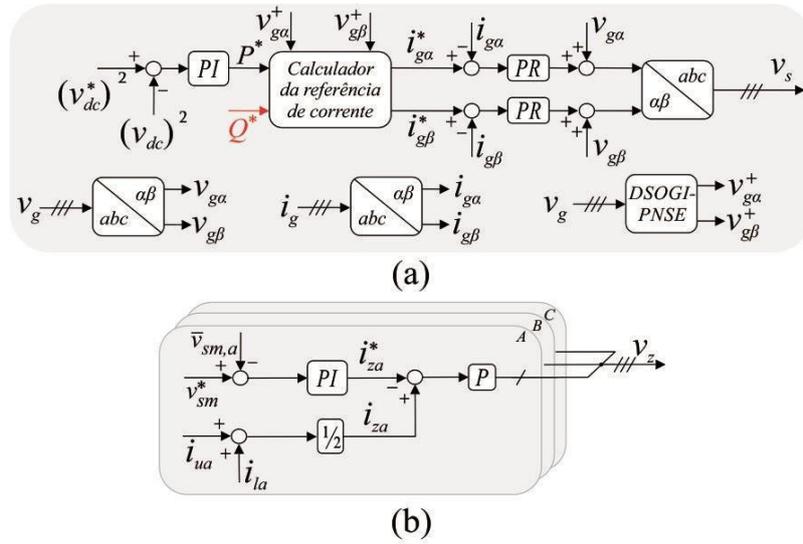


Figura 2 - Estratégia de controle proposta para MMC: (a) Controle de corrente da rede; (b) Controle de corrente circulante.

A malha interna tem a função de reduzir os harmônicos na corrente circulante e a inserção de amortecimento na resposta dinâmica do conversor. A corrente circulante tem a seguinte relação (Akagi, 2009):

$$i_z = \frac{i_u + i_l}{2}. \quad (4)$$

A dinâmica por fase da corrente circulante é dada por (L. Harnefors, 2013):

$$v_c = L_{arm} \frac{di_c}{dt} + R_{arm} i_c, \quad (5)$$

onde  $v_c$  é tensão interna do MMC. Por fim, o sinal de referência normalizado tem a seguinte relação:

$$v_{u,n} = \frac{v_c}{v_{sm,u}^*} - \frac{v_s}{v_{sm,u}^* N_{o,u}} + \frac{1}{2}, \quad (6)$$

$$v_{l,n} = \frac{v_c}{v_{sm,l}^*} + \frac{v_s}{v_{sm,l}^* N_{o,l}} + \frac{1}{2}, \quad (7)$$

onde  $N_{o,u}$  e  $N_{o,l}$  são os números de submódulos operantes para os braços superiores e inferiores, respectivamente. Em posse do sinal de referência normalizado, um método de modulação deve ser empregado, a fim de se obter o chaveamento dos dispositivos semicondutores do MMC. Devido a flexibilidade de modulação para conversores multiníveis e maior facilidade para implementação (Kamran Sharifabadi, 2016), será utilizado a modulação de controle de nível mais próximo (NLC, do inglês *Nearest-Level Control*) juntamente com o método de ordenamento e seleção (do inglês, *sort & select*), conforme ilustrado pela Figura 3.

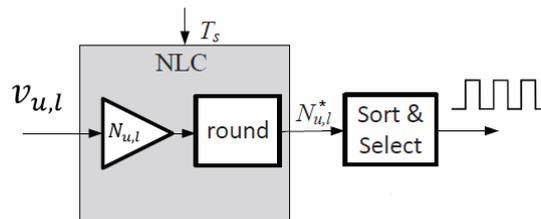


Figura 3 - Conceito do NLC baseado em *sort & select* (Kamran Sharifabadi, 2016).

O princípio de funcionamento do NLC é baseado na utilização mais eficiente dos submódulos de acordo com seu nível de tensão. A referência normalizada  $v_{u,l}$  sofre um ganho de acordo com o número de SMs ativos  $N_{u,l}$ , em seguida esse valor é arredondado pela função *round* de forma que haja apenas números inteiros na saída  $N_{u,l}^*$ :

$$\text{round}(x) = \begin{cases} \text{floor}(x) & x < \text{floor}(x) + 0,5 \\ \text{ceil}(x) & x > \text{floor}(x) + 0,5 \end{cases} \quad (8)$$

A função  $\text{floor}(x)$  é o maior número inteiro menor que  $x$ , em contrapartida,  $\text{ceil}(x)$  é o menor número inteiro maior que  $x$ . A função  $\text{sort \& select}$  é o algoritmo responsável pela ordenação e escolha dos submódulos que devem sair e entrar em operação, essa substituição depende do tempo de amostragem  $T_s$  que será realizado o algoritmo.

O sistema proposto neste trabalho é apresentado na Figura . Será considerada uma estação HVDC de 230 kV. A potência do sistema estudado inicialmente é de 100 MW. A transmissão de energia em no lado c.a. do sistema é em 138 kV, correspondente ao nível de transmissão em corrente alternada empregado comercialmente.

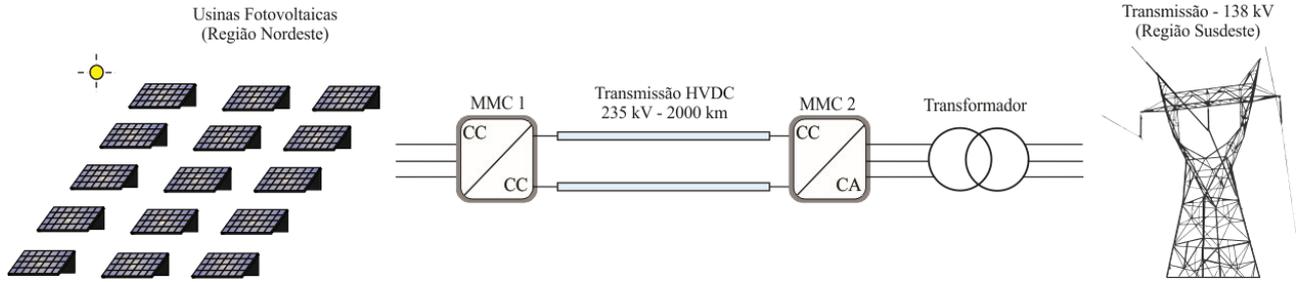


Figura 4 – Diagrama esquemático do sistema de transmissão em corrente contínua proposto.

O projeto do sistema HVDC inclui a determinação dos seguintes componentes:

- Número de submódulos utilizados em cada braço do conversor;
- A capacitância utilizada por submódulo;
- O valor das indutâncias utilizadas no conversor;
- A capacidade de corrente dos indutores e capacitores utilizados;
- Os dispositivos semicondutores utilizados no conversor.

O número de submódulos do conversor é determinado pela seguinte equação:

$$N = \frac{V_{dc}}{f_{us} V_{svc}}, \quad (9)$$

onde  $V_{dc}$  é a tensão do sistema HVDC,  $V_{svc}$  é a tensão de bloqueio máxima dos dispositivos semicondutores e  $f_{us}$  é o fator de utilização de tensão dos dispositivos semicondutores. Devido a razões práticas, a literatura limita o fator de utilização das chaves em 60 % (ABB, 2013), (J. V. Farias, 2017). Para o estudo de caso considerando, se forem utilizados módulos semicondutores com capacidade de bloqueio de 6500 V e  $N = 70$ , o fator de utilização resultante é de  $f_{us} = 50,5 \%$ , que é adequado para a aplicação. Desta forma, cada braço do conversor vai conter 70 submódulos.

O valor da capacitância dos submódulos do conversor em sistemas HVDC está relacionada com os requisitos de energia do conversor. De acordo com (Kalle Ilves, 2014), os requisitos de energia para conversores modulares multinível se encontram na faixa de 30 a 40 kJ/MVA. A energia total armazenada nos capacitores do conversor é dada por:

$$E_{nom} = \frac{1}{6} S_n W_{nom}. \quad (10)$$

Considerando-se  $W_{nom} = 30 \text{ kJ/MVA}$  e  $S_n = 100 \text{ MVA}$ ,  $E_{nom} = 500 \text{ kJ}$ . Por sua vez, a capacitância de cada submódulo é dada por:

$$C = \frac{2NE_{nom}}{V_{dc}^2}. \quad (11)$$

Para o estudo de caso considerado,  $N = 70$  e  $V_{dc} = 230 \text{ kV}$ . Desta forma,  $C = 1,32 \text{ mF}$  é encontrado. Neste caso, capacitores de  $1,5 \text{ mF}$  são utilizados.

Por fim, as indutâncias dos braços do conversor são definidas a partir de dois critérios. Em primeiro lugar, o DSCC-MMC apresenta uma frequência de ressonância interna associada a iteração dos indutores com os capacitores dos submódulos (Ilves K, 2012). A fim de evitar que esta frequência de ressonância ocorra na vizinhança da frequência fundamental, o seguinte critério deve ser atendido:

$$L_{arm}C > \frac{5N}{48 \omega_n^2} \quad (12)$$

onde  $\omega_n$  é a frequência fundamental da rede elétrica em rad/s.

O segundo critério está relacionado com a limitação de correntes associadas a faltas. Quando se considera o cenário mais crítico, ou seja, uma falta entre os barramentos positivos e negativos do sistema de transmissão HVDC, a indutância deve respeitar o seguinte critério:

$$L_{arm} > \frac{V_{dc}}{2\alpha'} \quad (13)$$

onde  $\alpha$  é a máxima taxa de variação de corrente permitida pelos componentes eletrônicos. A literatura sugere valores máximos de  $100 \text{ A}/\mu\text{s}$  para esta variável (Z. Xu, 2016).

Em relação aos valores típicos adotados, quando os submódulos são protegidos por tiristores, a proteção contra curto-circuito fica a cargo destes dispositivos. Neste caso, as indutâncias são responsáveis apenas por reduzir os harmônicos de chaveamento do conversor e facilitar o controle em malha fechada. Neste caso valores na faixa de 0,05 pu (por unidade) são empregados. Por outro lado, quando tiristores não são empregados, os indutores devem ainda limitar a taxa de variação da corrente de curto. Neste caso, valores entre 0,10 e 0,15 p.u. são empregados.

Para o estudo de caso apresentado, considerando o primeiro critério, o valor mínimo de indutância é de 34,2 mH enquanto para o segundo critério é de 1,2 mH. Deve ser observado que um indutor de 0,05 p.u. corresponde a uma indutância 76 mH que atende aos critérios anteriores. Desta forma,  $L_{arm} = 76 \text{ mH}$ . Uma vez que em aplicações HVDC, indutores de núcleo de ar são preferidos, uma relação X/R = 18 é empregada neste trabalho. A preferência desta tecnologia está relacionada a linearidade do indutor, baixa manutenção e fácil isolamento (Kamran Sharifabadi, 2016).

O nível de corrente nos braços do conversor pode ser determinado pela seguinte equação:

$$i_u = i_z + \frac{i_s}{2} \quad (14)$$

onde  $i_s$  é a corrente de saída e  $i_z$  é a corrente circulante por braço do conversor. Se as correntes são equilibradas,  $i_z = i_{dc}/3$ . Desta forma, os valores máximos das correntes do braço do conversor podem ser expressas por:

$$I_{max} = \frac{i_{dc}}{3} + \frac{1}{2} \max(i_s) = \frac{S_n}{3V_{dc}} + \frac{S_n}{\sqrt{3} V_s} \quad (15)$$

Considerando-se os parâmetros do sistema adotado,  $I_{max} = 563,3 \text{ A}$ . Nesta condição, os indutores devem ser projetados para suportar este nível de corrente. Além disso, baseado neste valor, módulos de potência com capacidade de condução de corrente de 600 A podem ser utilizados. Portanto, módulos de potência de 6500 V/600 A são empregados neste estudo. Vale ressaltar que os grandes fabricantes do mercado fornecem soluções para esta faixa de tensão e corrente.

Nos conversores modulares multinível a tolerância a falha é alcançada a níveis extraordinários empregando-se o conceito de redundância (J. V. Farias, 2017). A redundância está relacionada a quantidade de falhas que o conversor é capaz de suportar, sem que o sistema interrompa sua operação. Quando uma falha for detectada em algum dos submódulos, este será removido do circuito principal. Muitos trabalhos na literatura apresentam um fator de redundância com valores próximos a 10%. Isto significa que o conversor deve suportar falhas em até 10 % dos submódulos.

As estratégias de redundância podem ser classificadas de acordo com a utilização dos submódulos redundantes em 2 grupos: estratégias de reserva quente e reserva fria. Nas estratégias de reserva quente, os submódulos adicionais se encontram operantes assim como os demais. Quando uma falha ocorre, o submódulo correspondente é retirado do circuito principal, preservando a operação contínua do conversor. Neste caso, os transitórios são minimizados e a qualidade da energia de saída é mantida. Por outro lado, os sistemas baseados em reserva quente apresentam maiores perdas, uma vez que mais submódulos que os necessários são utilizados.

Por sua vez, as estratégias de reserva fria mantêm os submódulos redundantes desativados. Neste caso, as perdas de operação do conversor são minimizadas. Por outro lado, quando uma falha for detectada, o submódulo em falha é substituído por um redundante. Nesta situação, o submódulo será carregado até atingir o nível de tensão nominal. Este processo acaba por gerar transitórios um pouco mais significativos na dinâmica do conversor. Apesar disso, conforme apresentado por (J. V. Farias, 2017), estes transitórios não afetam significativamente a performance do conversor.

### 3. ESTUDO DE CASO

O caso estudado baseia-se no diagrama esquemático apresentado na Figura . Os resultados foram obtidos via simulação, através do software *PLECS*. Uma análise detalhada sobre os parâmetros de maior relevância para o sistema será discutida no decorrer desta seção, para tal, duas abordagens são definidas para a validação da proposta.

A validação do sistema de transmissão de corrente contínua é baseada em variações da potência gerada pelas fontes renováveis. Basicamente foi considerada uma variação da potência gerada com as seguintes características:

- De 0 a 0,25 s a geração está desativada e portanto a potência gerada é igual a zero;
- No instante 0,25 s a geração é aumentada em rampa até o valor de 50 MVA. A inclinação da rampa utilizada foi de 115 MVA/s;
- No instante 1,0 s a geração é novamente aumentada em rampa até 100 MVA (potência nominal do sistema);
- No instante 1,7 s a geração é reduzida novamente para 50 MVA e em 2,6 s é novamente reduzida em rampa até que a geração é desativada.

#### 4. RESULTADOS

O resultado obtido para a potência injetada na rede de 138 kV é apresentado na Fig. 5. **Erro! Fonte de referência não encontrada.** O sistema é controlado para manter a potência reativa em zero, mantendo assim o fator de potência próximo do unitário. Como pode ser observado a potência ativa injetada assemelha-se com o perfil de geração. As pequenas diferenças observadas em regime permanente estão relacionadas a eficiência do conversor e das perdas nos cabos de transmissão. Nota-se que quando a potência transmitida é nula, o inversor consome uma parcela de potência ativa para suprir as perdas e manter a tensão do barramento c.c. estável.

Por sua vez, a tensão do barramento c.c. é apresentada na Fig. 6. Conforme observado, o barramento c.c. é controlado no valor de referência (230 kV) com uma oscilação inferior a 0,5 %. Durante as variações da potência gerada observam-se perturbações na tensão c.c. que são rapidamente extintas pela ação do controle do conversor modular multinível.

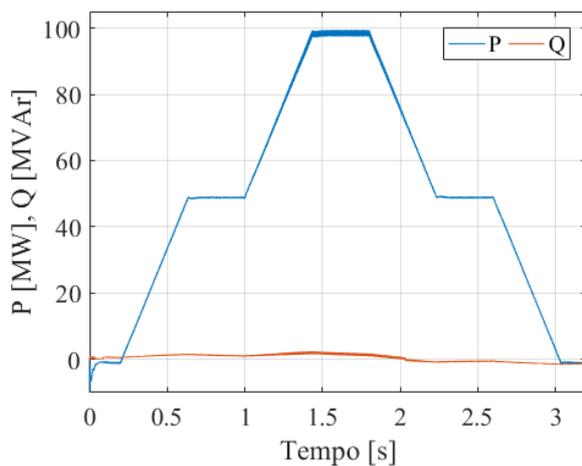


Figura 5 - Potência ativa e reativa instantânea injetada na rede.

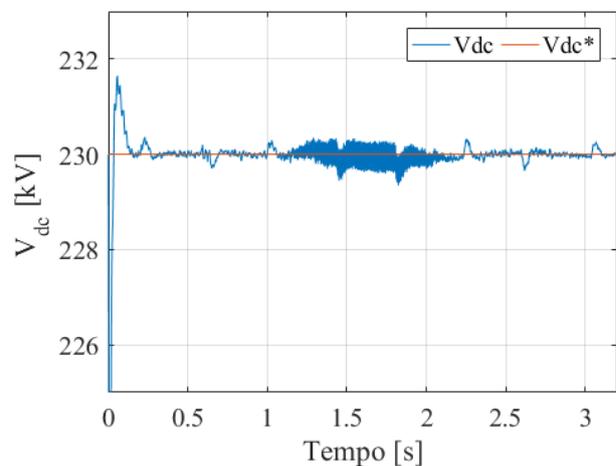


Figura 6 - Tensão do barramento c.c. do sistema de transmissão.

A Fig. 7 apresenta a corrente injetada na rede elétrica durante as variações de potência ativa. As correntes nas três fases encontram-se equilibradas e nota-se que a amplitude da corrente segue o perfil da potência ativa injetada na rede elétrica. A corrente apresenta uma forma de onda praticamente senoidal, com uma distorção harmônica inferior a 0,5 % quando o conversor opera a plena carga.

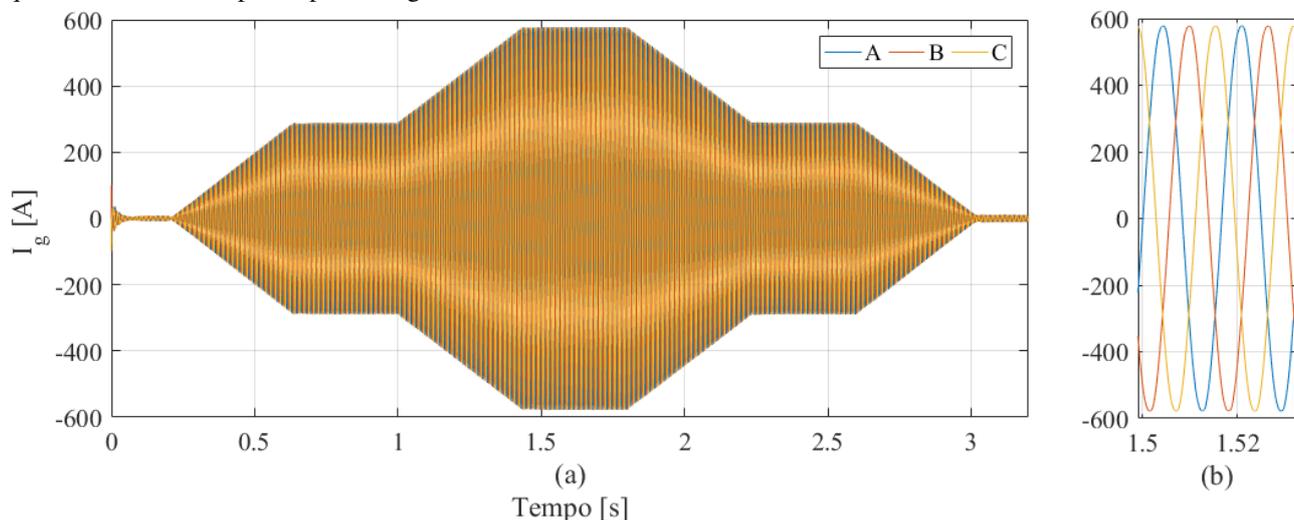


Figura 7 - Corrente de fase da rede injetada pelo MMC: (a) Performance no tempo; (b) Detalhe de (a) no instante 1,5s.

Por fim, a Fig. 8 apresenta a tensão em cada um dos submódulos do conversor. Por questões de simetria, apenas os capacitores dos braços superiores são mostrados. Como pode ser observado, as tensões encontram-se balanceadas durante toda a operação do conversor. Além disso, os valores médios seguem a referência (3,28 kV). Nota-se que a oscilação da tensão nos capacitores é relacionada com o nível de potência processada pelo conversor. O valor do capacitor utilizado neste projeto (correspondente a 30 kJ/MVA de energia armazenada) adicionado a estratégia de modulação empregada (NLC) garante que a tensão fique limitada a uma faixa de 10 % em torno do valor de referência.

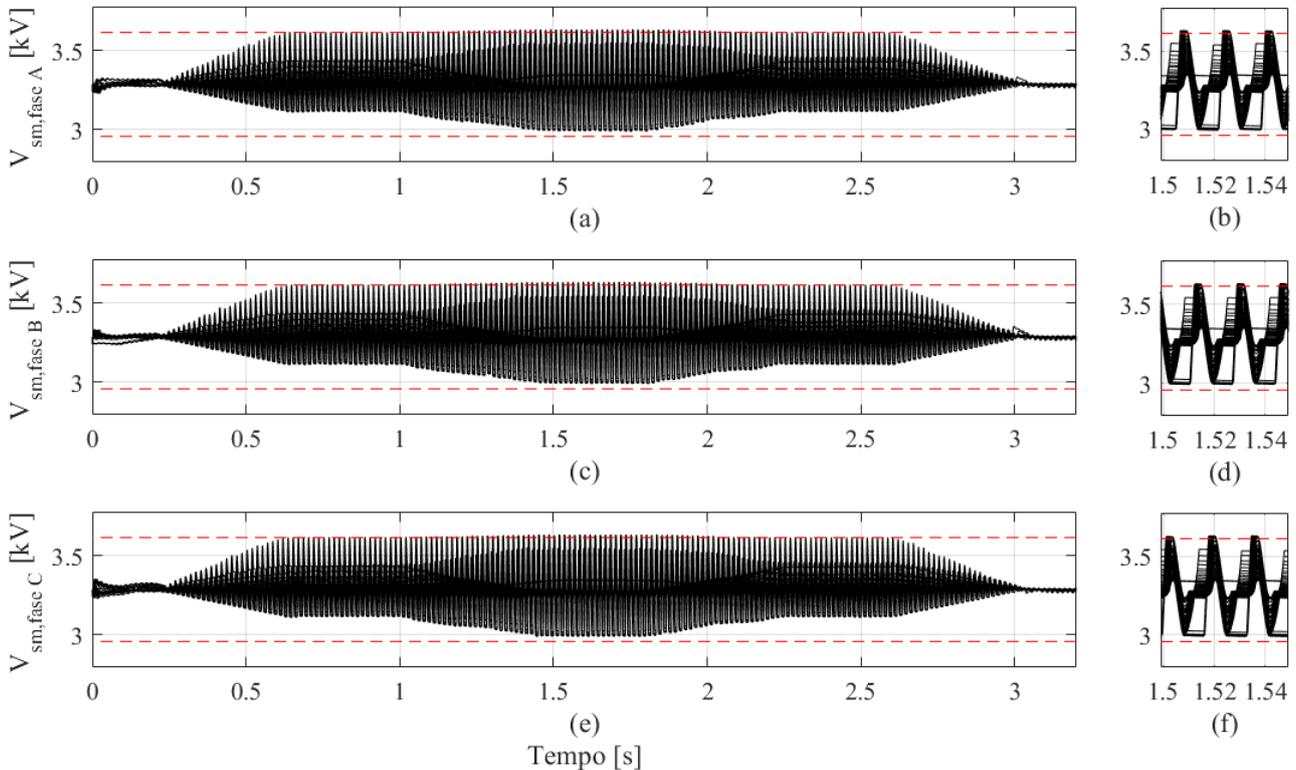


Figura 8 - Tensão dos SMs do braço superior: (a) Fase “A”; (b) detalhe de (a) no instante 1,5 s; (c) Fase “B”; (d) detalhe de (c) no instante 1,5 s; (e) Fase “C”; (f) detalhe de (e) no instante 1,5 s.

As dinâmicas das estratégias de redundância serão analisadas considerando uma falha simétrica em todo o DSCC - MMC, em outras palavras, os 6 braços do conversor serão afetados da mesma forma e no mesmo instante. A análise será realizada perante duas situações de redundância:

- Retirada de um submódulo reserva quente, no instante  $t = 0,5$  s.
- Retirada de um submódulo operante e substituição do mesmo por um SM de reserva frio, no instante  $t = 1,0$  s.

A potência instantânea ativa e reativa injetada na rede pelo MMC é exibida na Fig. 9. Conforme ilustrado, no instante 0,5 s que ocorre a retirada do submódulo redundante quente, as potências não apresentam transitório considerável. No instante da retirada do SM, em 1,0 s, ocorre uma diminuição da potência ativa entregue a rede, devido a necessidade de carga no submódulo frio que será repostado e inicialmente está totalmente descarregado. Aproximadamente após 80 ms, o transitório devido a carga do SM frio é extinguido.

A Fig. 10 apresenta a tensão do barramento c.c. do conversor. Seguindo a mesma linha de raciocínio apresentada para a análise da potência, o barramento c.c. exibe um transitório devido ao consumo do próprio MMC para a carga do submódulo frio em  $t = 1,0$  s.

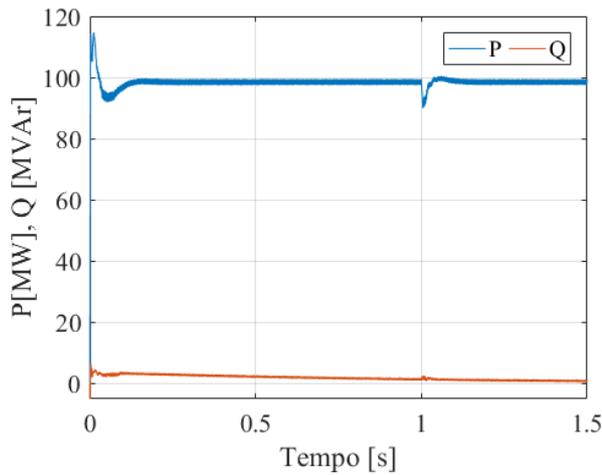


Figura 9 - Potência instantânea ativa e reativa injetada na rede.

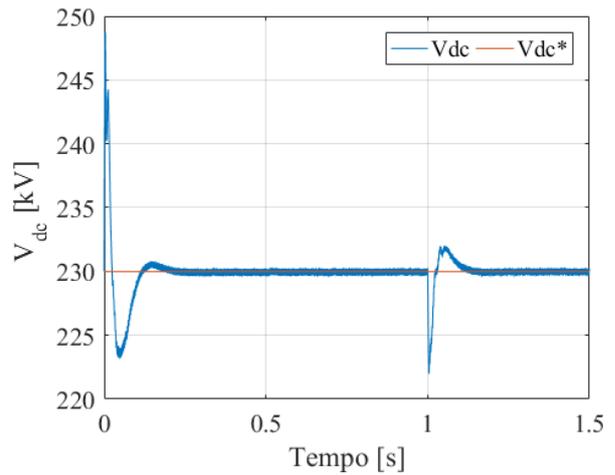


Figura 10 - Tensão do barramento c.c. do MMC.

As correntes trifásicas da rede são apresentadas na Figura 11. A mesma situação descrita anteriormente, ocorre para as correntes da rede, um detalhe do transitório ocorrido nas correntes após a adição do submódulo frio ao sistema é ilustrado conforme Fig. 11 (b).

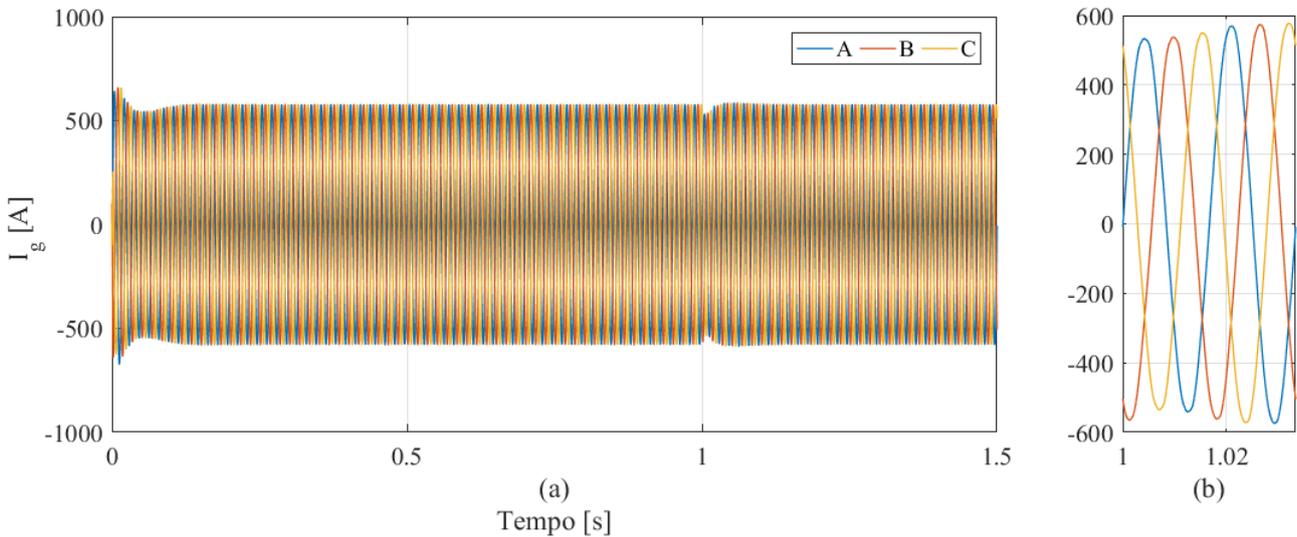


Figura 11 - Corrente de fase da rede injetada pelo MMC: (a) Performance no tempo; (b) Detalhe de (a) depois do instante 1s.

A Fig. 12 apresenta as tensões dos submódulos para as três fases do sistema. Devido a falha simétrica considerada para o conversor, a análise feita para uma das fases pode ser estendida às outras. No instante 0,5 s, não é possível observar um transitório significativo no balanço dos capacitores, dado que foi feito a retirada de um SM quente. Após a inserção do SM frio ao sistema, no instante 1,0 s, é possível perceber a rejeição adequada do controle a variação de tensão dos demais capacitores do braço. A margem de oscilação proposta em 10% para as tensões dos capacitores, é respeitada em todas as situações propostas, este fato ocorre principalmente devido a capacidade do modulador NLC de balancear os capacitores de forma rápida e eficaz.

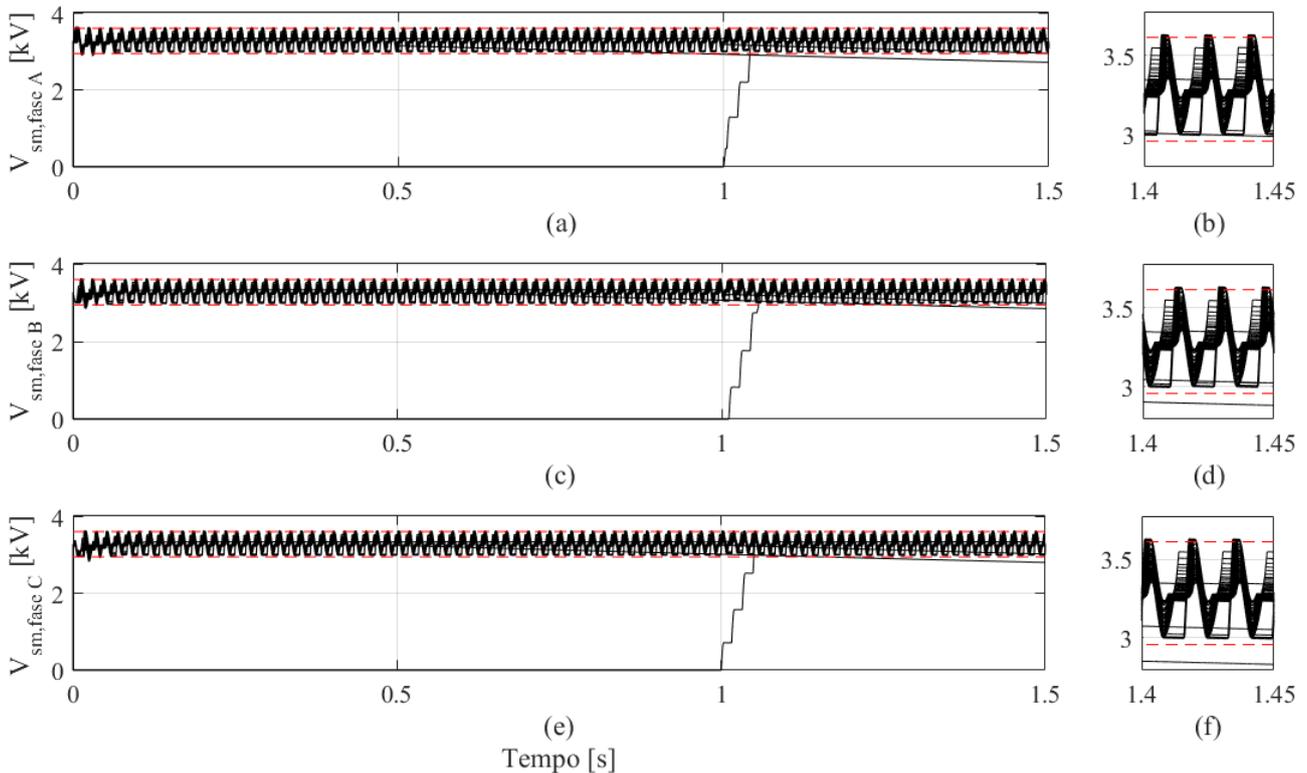


Figura 12 - Tensão dos SMs do braço superior: (a) Fase “A”; (b) detalhe de (a) no instante 1,4s; (c) Fase “B”; (d) detalhe de (c) no instante 1,4s; (e) Fase “C”; (f) detalhe de (e) no instante 1,4s.

## 5. CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou uma proposta de sistema para escoamento de energia de fontes renováveis por longas distâncias. A topologia de conversor modular multinível é abordada. Um estudo de caso mostra o conceito de confiabilidade aplicada ao conversor modular multinível.

Com a utilização de 10% de redundância no conversor, um aumento considerável na confiabilidade do MMC em aplicações HVDC é alcançado. Os resultados apresentados foram obtidos através de simulações que validam a proposta apresentada.

Dessa forma, esse trabalho mostrou a vantagem do sistema de transmissão c.c. que além da maior eficiência à longas distâncias em relação a transmissão c.a., apresenta contribuições indiretas como, aumento na qualidade da energia elétrica, diminuição do impacto ambiental causado pelas longas torres de transmissão terrestres, melhor utilização do território como um todo.

### Agradecimentos

Os autores agradecem as agências brasileiras CAPES, FAPEMIG e CNPq.

### REFERÊNCIAS

- ABB, 2013. Voltage ratings of high power semiconductors, Lenzburg.
- Akagi, H., Watanabe, E. H., Aredes, M., 2007. The Instantaneous Power Theory, Wiley-IEEE Press.
- Akagi, H., Hagiwara, M., 2009. Control and Experiment of Pulsewidth-Modulated Modular Multilevel Converters, IEEE Transactions on Power Electronics, pp. 1737-1746.
- Davison Fainan Hassan and Colin, 2011. HVDC-VSC: transmission technology of the future, Alston.
- Pereira, H. A. , Domingos, R. M., Xavier, L. S., Cupertino, A. F. , Mendes, V. F., Paulino, J. O. S. 2015. Adaptive saturation for a multifunctional three-phase photovoltaic inverter, 17th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'15 ECCE-Europe), Geneva , pp. 1-10.
- Ilves, K., Antonopoulos, A., Norrga, S., Nee, H., 2012. Steady-state analysis of interaction between harmonic components of arm and line quantities of modular multilevel converters, IEEE Trans on Power Electronic, pp. 57–68.

- Farias, J. V., Cupertino, A. F., Pereira, H. A., Seleme, S. I. S., Teodorescu, R. 2017. On the Redundancy Strategies of Modular Multilevel Converters, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. PP, no. 99, pp. 1-1.
- Ilves, K., Norrga, S., Harnefors, L., Nee, H., 2014. On Energy Storage Requirements in Modular Multilevel Converters, IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 29, n. 1, pp. 77-88.
- Sharifabadi, K., Harnefors, L., Nee, H., Norrga, S., Teodorescu, R. 2016. Design, Control and Application of Modular Multilevel Converters for HVDC Transmission Systems, John Wiley & Sons.
- Harnefors, L., Antonopoulos, A., Norrga, S., Angquist, L., Nee, H., 2013. Dynamic analysis of modular multilevel converters, IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 60, no. 7, pp. 2526-2537
- Menezes. V. P. de, 2015. LINHAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, Rio de Janeiro: Escola Politécnica - UFRJ.
- Son, G. T. [et. al.] 2012. Design and Control of a Modular Multilevel HVDC Converter with Redundant Power Modules for Noninterruptible Energy Transfer, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 27, n. 3, pp. 1611-1619
- Yepes A.G. [et. al.], 2011. Analysis and Design of Resonant Current Controllers for Voltage-Source Converters by Means of Nyquist Diagrams and Sensitivity Function, IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 58, pp. 5231-5250.
- Xu, Z., Xiao, H., Zhang, Z., 2016. Selection methods of main circuit parameters for modular multilevel converters, IET Renewable Power Generation, vol. 10, n. 6, pp. 788-797, 7 2016.

## **ANALYSIS OF A TRANSMISSION SYSTEM BASED ON MODULAR MULTILEVEL CONVERTERS APPLIED TO RENEABLE ENERGY GENERATION**

**Abstract.** *Due to the increase in the distributed generation systems, the transmission systems plays an important role in the power system. The number of high-voltage direct current (HVDC) systems has increasing due some important features, as the cost reduction when the distances becomes higher. In this context, the modular multilevel converter (MMC) is an interesting topology in order to reach high power and voltage levels. This work proposes the application of modular multilevel converters in a HVDC systems for transmission of power generated by renewable energy systems. A 100 MVA/230 kV HVDC system performs the connection of two a.c systems with 138 kV is discussed separated by 2000 km. The distance considered is equivalent to the distance from the Brazilian northeast and southeast. The results show that MMC can obtain fault-tolerant operation, which increases the reliability and availability of the transmission system.*

**Key words:** *Renewable Energy, Modular Multilevel Converter, HVDC systems.*