

Corriente Continua de Media Tensión (MVDC), un nuevo sistema para la gestión y operatividad de redes de distribución eléctrica

Medium Voltage Direct Current (MVDC), a new system for the management and operability of electricity distribution grids

Ángel L. Zorita-Lamadrid¹, Antonio De-la-Rubia-Herrera², Óscar Duque-Pérez¹ y Daniel Morínigo-Sotelo¹

¹ Universidad de Valladolid (España)

² Grupo Hunosa (España)

DOI: <http://dx.doi.org/10.6036/9493>

1. INTRODUCCIÓN

El incremento de la Generación Distribuida (GD) conectada a las redes de distribución de energía eléctrica, así como el aumento de la demanda de energía en algunas zonas está generando nuevos desafíos en la forma de operar y controlar estas redes, cuya topología en la mayoría de los casos es de carácter radial. Ambos aspectos, teniendo en cuenta además que la GD entrega potencia de un modo irregular que puede no coincidir con los momentos de máxima demanda, inciden en la estabilidad del sistema pudiéndose presentar tensiones fuera de los límites permitidos por la regulación debido a la sobrecarga de las líneas [1] (lo que unido al alto ratio R/X hace que presenten también problemas de mal acondicionamiento para el cálculo del flujo de carga [2]), problemas de optimización del flujo de energía [3], e incluso problemas de oscilación electromagnética de baja frecuencia entre sistemas de energía interconectados [4], todo lo cual supone un reto importante para las futuras redes de distribución.

Además, la liberalización de los mercados eléctricos favorece el empleo de instalaciones que generan energía con el menor aumento de costes, sin embargo, la creciente congestión no siempre facilita adecuadamente el intercambio económico de energía impidiendo el uso óptimo de los recursos generados, y como las redes de distribución actuales no permiten realizar un control fácil de la tensión y el flujo de energía en un entorno liberalizado, la consecuencia es la aparición de problemas de control en régimen permanente, así como problemas de estabilidad diná-

mica. Y estos problemas se acrecientan si se produce alguna contingencia en una de las líneas, lo que provocaría un reparto de la potencia por el resto de manera aleatoria; si además se trata de una línea con GD, la pérdida de potencia puede generar inestabilidad y obligar a la entrada de grupos de reserva secundaria de alta capacidad rodante, lo que implicará un incremento en el precio final de la energía.

Todos estos problemas exigen una mejor controlabilidad de las redes, así como un aumento de la capacidad de transmisión de energía eléctrica dando lugar a nuevos desafíos como consecuencia de su mayor complejidad, lo que supone una oportunidad para la planificación y operación de las redes de distribución adoptando medidas que puedan dar solución a los mismos.

En este sentido, con objeto de solventar los problemas señalados las empresas de transporte y distribución tienen la posibilidad de acometer diferentes medidas. Una de las primeras podría ser adoptar el empleo de tecnologías que optimicen el uso de la capacidad de transmisión mediante la conexión de elementos que favorezcan la operatividad de estas redes. Un ejemplo podría ser la utilización de baterías de condensadores empleadas para proporcionar una rápida compensación de potencia reactiva en puntos críticos de la red y evitando con ello un inadecuado nivel de tensión en las cargas, o el empleo de transformadores de regulación en carga, aunque en ninguno de estos casos son capaces de aportar potencia activa.

También se puede optar por el uso de FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems), sistemas flexibles de transmisión de CA basados en electrónica de potencia que con una significativa rapidez de respuesta permiten regular la tensión del nudo de la red al que se conectan y compensar la energía reactiva, consiguiendo una mayor capacidad de control sobre el flujo de

potencia, aumentando la capacidad de transferencia de la red y amortiguando las oscilaciones de potencia. Los más sencillos de estos dispositivos son el Compensador Estático de VAr (SVC) y el Condensador en Serie Controlado por Tiristores (TCSC). Con mayores prestaciones se dispone de los Compensadores Síncronos Estáticos (STATCOM), y el más completo de estos dispositivos, Unified Power Flow Controller (UPFC). Se estima que los dispositivos FACTS pueden ampliar la capacidad de transmisión de líneas actualmente limitadas por consideraciones de tensión o estabilidad entre 20 y 40 % [5-6].

Y en esta línea también se podría mencionar la utilización de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica que se están introduciendo paulatinamente con objeto de mejorar la controlabilidad de la red eléctrica. En España se dispone de varios ejemplos, como el empleo de una batería de ion-litio en la subestación de Carmena, Sevilla, o un volante de inercia en Lanzarote, ambos proyectos de REE, así como otro volante de inercia en la isla de La Gomera, patrocinado por Endesa al igual que el empleo de ultracondensadores en la isla de La Palma. Se trata de proyectos piloto con los que se pretende aportar inercia y energía al sistema eléctrico para estabilizar la frecuencia (más frágil en sistemas insulares), además de permitir regular la tensión y dar respuesta ante huecos de tensión y, en algún caso, aportar energía reactiva.

Otra alternativa para aumentar la capacidad de transmisión de energía eléctrica es la construcción de nuevas líneas o la repotenciación de las líneas existentes. La primera opción es problemática, sobre todo en los países más industrializados, por el rechazo social que suscita y porque el proceso para la obtención de los permisos para su construcción puede durar años. Sin embargo, la ampliación de la capacidad de las redes actuales, que no requeriría nuevos derechos de paso, aunque quizá sí reforzar las torres existentes, puede resultar más factible.

Todas estas soluciones tienen como objetivos comunes: aumentar la flexibilidad de las redes eléctricas, satisfaciendo las necesidades de los consumidores; que sean accesibles, garantizando el acceso a la conexión de todos los usuarios de la red particularmente a través de generación

renovable; y económicas, proveyendo una cadena de valor por medio de la innovación, la administración eficiente de la energía, la competitividad y la regulación.

Sin embargo, no todas las opciones descritas consiguen los propósitos que las redes eléctricas del futuro demandarán, por lo que surgen nuevas alternativas. El objetivo principal de este artículo es presentar una de estas alternativas, como el empleo de enlaces Medium Voltage Direct Current (MVDC). Se trata de enlaces de transmisión de media tensión en corriente continua que permitirán rutas de transmisión eficientes entre redes eléctricas de corriente alterna de media tensión (hasta 150 kV), mejorando la capacidad de control y la flexibilidad de todo el sistema [7-9]. Además, estos enlaces pueden integrarse en las redes actuales sustituyendo líneas existentes, lo que elimina la problemática de tener que efectuar trazados nuevos [10].

A pesar de estas ventajas, la comprensión de estos enlaces MVDC sigue estando en fase embrionaria, lo que dificulta su desarrollo a gran escala en las redes de distribución. Por este motivo, con este artículo se pretende describir en qué consisten estos enlaces, explicar su funcionamiento básico, señalar las ventajas que podrían aportar a la operación de las redes de distribución actuales y mostrar algunas aplicaciones prácticas de estos enlaces.

2. ENLACES MVDC

2.1. DESCRIPCIÓN

Los enlaces MVDC están formados por dos convertidores de fuente de tensión (VSC) acoplados mediante un bus de CD común a través del condensador C_{cd} , tal y como se muestra en la figura 1 [11]. Estos enlaces se denominan convertidores Back to Back debido a que están formados por dos convertidores cuya función es convertir de CA/CD y de CD/CA, proporcionando un enlace de CD de media tensión con capacidades de control similares a los sistemas VSC-HVDC [12-13].

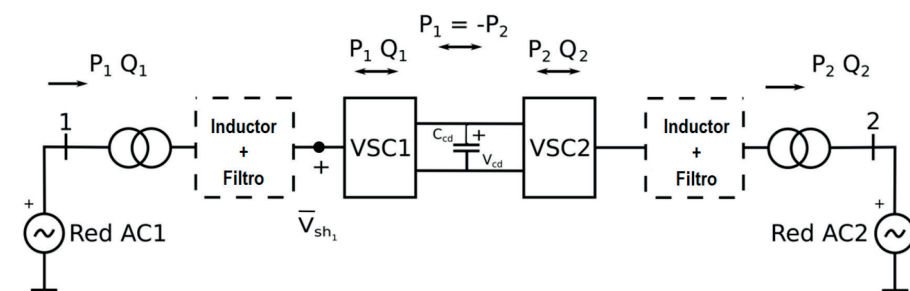


Fig. 1. Configuración básica de un enlace MVDC

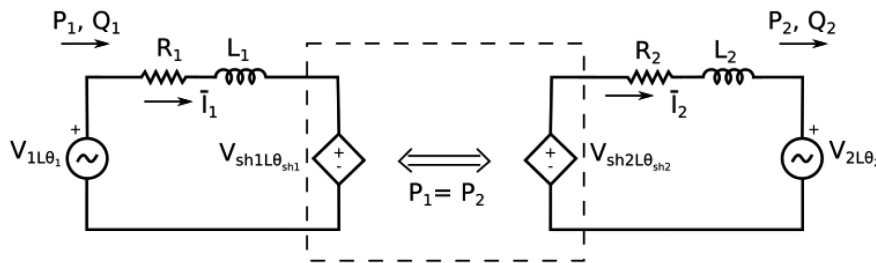


Fig. 2. Circuito monofásico equivalente de un enlace MVDC

La función del transformador de potencia es convertir la tensión del sistema AC al nivel de tensión adecuado para la operación del convertidor, además de proporcionar aislamiento. La misión del inductor y el filtro es eliminar armónicos, limitar la corriente de cortocircuito y proveer un control de flujo de potencia activa y reactiva a través de la variación de su tensión. En lo que respecta al C_{cd} , permite reducir el rizado en el voltaje del lado CD, además de posibilitar almacenar energía que permitirá tener un control estable sobre el flujo de potencia.

Los convertidores VSC están formados por transistores bipolares de puerta aislada (IGBT) en un diseño modular de convertidor multinivel y controlados utilizando técnicas de modulación por ancho de pulso de alta frecuencia, PWM, con el fin de alcanzar alta velocidad y controlar de forma independiente la potencia activa y reactiva. Los VSC pueden trabajar en modo rectificador (convertidor CA/CD) o modo inversor (convertidor CD/CA), lo que permite que el flujo de potencia a través de ellos sea bidireccional.

Los enlaces MVDC permiten procesar eficazmente el flujo de potencia entre sistemas de CA interconectados, siendo una de sus principales ventajas la factibilidad para transferir energía de forma bidireccional, por lo que podría ser utilizado en aplicaciones que requieren controlar independientemente la potencia activa entre dos sistemas de CA. Además, estos enlaces pueden operar como un STATCOM, siendo capaces de compensar la potencia reactiva en cada uno de los sistemas de CA al que están conectados [13]. También permiten el desacoplamiento

entre redes interconectadas, la limitación de la propagación de faltas a redes vecinas, una mayor distribución de carga entre subestaciones interconectadas [14], y como filtro de corriente armónica [15].

Además, la alta velocidad de intervención del sistema de control debido a la alta velocidad de conmutación de los IGBTs que componen cada uno de los convertidores y las protecciones de los mismos garantizan la estabilidad del sistema de transmisión, lo que reduce los fallos y un funcionamiento anómalo en la red, lo cual mejora notablemente la seguridad del suministro.

En definitiva, estos enlaces permiten mejorar la gestión del flujo de potencia y optimizar la capacidad de red existente, tratándose por todo ello de una tecnología prometedora que podría ser aplicada en la mejora de la operación de las redes eléctricas de distribución.

2.2. FUNCIONAMIENTO

La operación fundamental del sistema MVDC se explica al considerar VSC1 y VSC2 como dos convertidores desacoplados, tal y como se muestra en el circuito equivalente monofásico de la figura 2, que se utiliza para interconectar dos sistemas de CA cualesquiera [11], aunque pudiera tratarse de cualquier otra situación, como la conexión de la red eléctrica con una carga pasiva o una carga activa (por ejemplo, generación eólica).

El enlace MVDC está conectado a la red eléctrica a través de los inductores de enlace L_1 y L_2 , siendo R_1 y R_2 sus resistencias asociadas. Las tensiones V_1 y V_2 son las tensiones a la salida del transformador e I_1 e I_2 las corrientes de entrada y salida del MVDC. Las fuentes de tensión controladas V_{sh1} y V_{sh2} representan la tensión generada en las terminales de los convertidores mediante la modulación PWM, que permite generar casi instantáneamente una tensión a frecuencia fundamental a cualquier amplitud y/o ángulo de fase (hasta ciertos límites), de forma independiente el uno del otro. Estas tensiones están directamente relacionadas con la tensión en el lado de

CD, pudiéndose describir a través de la siguiente ecuación [16]:

$$V_{sh1} = (m/2\sqrt{2}) V_{cd} \quad 0 \leq m \leq 1$$

Donde m es el índice de modulación de amplitud PWM. Como resultado, la caída de tensión a través de la impedancia de enlace se puede variar y consecuentemente controlar el flujo de potencia activa y reactiva.

Teniendo esto presente, se muestran a continuación las expresiones que determinan el flujo de potencia activa y reactiva entre la red de CA y VSC1 (en el anexo se muestra su obtención, así como las expresiones entre la red y VSC2):

$$P_1 = \frac{V_1 V_{sh1} \sin(\theta_1 - \theta_{sh1})}{X_1}$$

$$Q_1 = \frac{V_1 (V_1 - V_{sh1} \cos(\theta_1 - \theta_{sh1}))}{X_1}$$

Considerando constante la tensión V_1 en el lado de línea, se puede concluir que la transmisión de potencia activa depende principalmente de $(\theta_1 - \theta_{sh1})$ y la transmisión de potencia reactiva de la magnitud $(V_1 - V_{sh1} \cos(\theta_1 - \theta_{sh1}))$.

De esta forma, controlando el ángulo $(\theta_1 - \theta_{sh1})$ se puede controlar el flujo de potencia activa entre el VSC1 y la red de CA, de modo que si θ_{sh1} adelanta a θ_1 el flujo de potencia es del VSC1 a la red de CA, y si θ_{sh1} retrasa respecto θ_1 el flujo de potencia es de la red al VSC1.

En cuanto a la potencia reactiva, el flujo entre el VSC1 y la red de CA puede ser controlado con la tensión V_{sh1} , de modo que si $V_1 > V_{sh1}$ el flujo de potencia reactiva es de la red de CA al VSC1, y si $V_1 < V_{sh1}$ el flujo de potencia es del VSC1 a la red de CA. [17]

2.3. ESTRATEGIAS DE CONTROL

El esquema de control tiene como misión que el enlace MVDC haga lo que se le indique. Dicho esquema contará como entradas los estados de i_1 , i_2 y v_{cd} , además de medir también las tensiones v_1 y v_2 ya que se necesita conocer su valor en todo momento, generando como salidas dos señales PWM, una para cada convertidor.

En la figura 3 se muestra el sistema de control de manera genérica y esquemática junto con las señales que requiere y las que genera para que dicho control opere adecuadamente. La filosofía de control consiste en regular tres grados de libertad: uno vigilar y controlar la potencia reactiva en el punto de conexión por parte de uno de los convertidores (en la figura 3, el VSC1) y los otros dos grados de libertad vigilan y controlan el flujo de potencia activa y reactiva por parte del

otro convertidor (VSC2) en su punto de conexión. La restricción que impide que haya cuatro grados de libertad se aplica en este caso sobre el convertidor VSC1, el cual mantendrá la tensión del enlace de continua en su valor constante, como puede observarse en la figura 3 [17].

Para realizar el modelo matemático del MVDC es necesario transformar su modelo trifásico "abc" en las componentes directas (d) y en cuadratura (q), aplicando la transformada Clarke-Park (en el anexo se amplia información al respecto).

3. APLICACIONES DE LOS SISTEMAS MVDC

En este artículo se han descrito los enlaces MVDC, operando como un convertidor Back-to-Back, con objeto de mejorar la operatividad de las redes eléctricas de distribución, por lo que en este punto se van a señalar diferentes aplicaciones que se están desarrollando en la actualidad en este ámbito. Entre las iniciativas más destacables cabe mencionar algunas propuestas lideradas por empresas referentes en el sector eléctrico, el Proyecto *Angle-DC* de Scottish Power Energy Network que pretende fortalecer la transferencia de energía renovable entre Anglesey y el norte de Gales continental (Reino Unido) mediante el primer enlace de MVDC de Europa. Este enlace ha sido proporcionado por GE Energy Connections y pretende demostrar una nueva técnica de refuerzo de red al convertir un circuito de CA de 33 kV existente, a la operación de CD. En esta misma línea Siemens ha desarrollado un nuevo sistema de transmisión de CD que permitirá rutas eficientes en redes eléctricas de CA de media tensión. Este sistema denominado MVDC Plus (*Power Link Universal System*), es ofrecido como un sistema compacto en tres variantes con capacidades de transmisión de

aproximadamente 50, 100 y 150 MW, con tensiones de transmisión de corriente continua de 20 a 50 kV. Este sistema permitirá a las empresas distribuidoras ampliar su infraestructura para gestionar volúmenes crecientes de potencia aportada al sistema de distribución procedente de GD, así como mantener la estabilidad de sus redes.

Pero además de estos ejemplos de desarrollo de la tecnología MVDC hay otros referenciados en diferentes publicaciones interesantes de reseñar, como el estudio que se realiza para simular el comportamiento de enlaces MVDC con objeto de mejorar la capacidad de la red ante la incorporación de tecnologías de generación bajas en carbono y la transición hacia el vehículo eléctrico que se hace en [18] donde analiza un caso aplicado a una distribución suburbana de Escocia.

En [19] también se muestran las ventajas de implantar enlaces MVDC como alternativa a líneas de CA en el sistema eléctrico de Corea, en un caso para mejorar la capacidad de la línea en una red forzando el flujo de energía a través de la línea de CD que anteriormente no fluía debido a la alta reactancia del transformador, y en otro para superar los problemas de sobrecarga que pueden surgir cuando se instala gran cantidad de generación renovable. La conversión de líneas de CA a CD también es tratada en [20], donde se propone y analiza varios métodos para convertir algunas líneas de corriente alterna de MT a líneas de CD con el fin de formar una red de distribución híbrida de CA/CD que permita aumentar las capacidades de transferencia de las líneas y se pueda lograr un cambio de potencia flexible.

Por último, señalar que también puede ser interesante consultar [21], donde se analiza el impacto de un enlace MVDC en el rendimiento de redes de

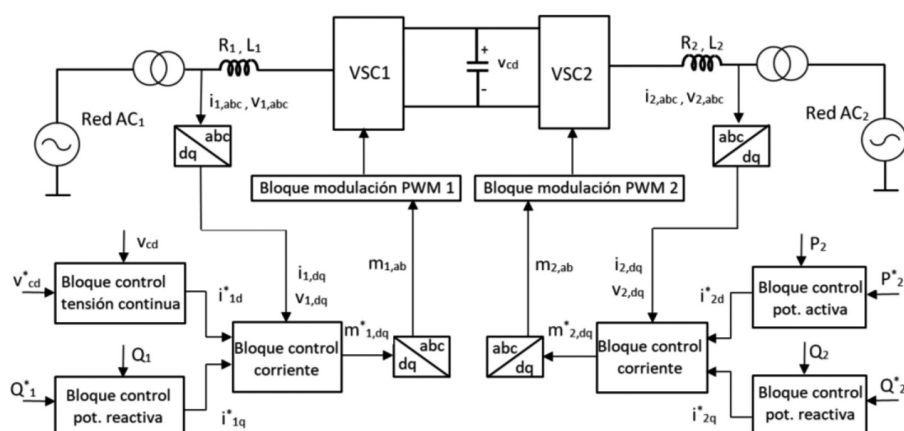


Fig. 3.- Bloque de control del sistema MVDC

distribución, analizando como caso de estudio el proyecto *Angle-DC* mencionado anteriormente, y que también es tratado en [22]. En el estudio realizado en [23] se analiza la primera red de distribución VSC-MVDC de doble terminal construida en China. En [24] se presentan las ventajas con respecto a la eficiencia del sistema y los costos de inversión del uso de MVDC para la distribución de energía eléctrica en redes urbanas. O en último lugar, en el estudio presentado en [25] se describen los antecedentes, la tecnología, el esquema de control y los aspectos reglamentarios de los enlaces MVDC, presentando un caso práctico que consiste en una configuración en la que dos sistemas de distribución con diferentes propietarios están conectados a través de uno de estos enlaces, en concreto la red que se analiza se encuentra en la frontera entre Eslovenia e Italia, mostrando las ventajas que se obtienen con la solución que se propone.

Todas estas referencias son una muestra de publicaciones recientes que analizan y valoran de manera genérica las ventajas que aportaría la introducción de estos enlaces en las redes de distribución, y que permiten ampliar los conceptos descritos en este artículo, siendo aún más amplia la bibliografía si se incluyen publicaciones sobre algunos aspectos más específicos de esta tecnología relativos a la protección, operación y estrategias de control, donde [26-29] son una muestra de ello.

Pero esta tecnología no sólo tiene su aplicación en la mejora del comportamiento de las redes de distribución, sino que también está teniendo un desarrollo importante en otras aplicaciones, como su empleo para los sistemas de energía integrados a bordo de los buques eléctricos de la próxima generación, para la conexión de parques eólicos marinos, en microrredes o incluso se pueden encontrar propuestas de nuevos sistema de electrificación ferroviaria mediante el empleo de MVDC, de todo lo cual se amplía la información en el anexo.

4. CONCLUSIONES

Las redes eléctricas de distribución se están enfrentando en la actualidad a una serie de problemas derivados de un aumento de la demanda, de una mayor incorporación de GD y de la liberalización de los mercados eléctricos, entre otros aspectos, que dificultan su gestión y operación, por lo que deben acometerse soluciones para mejorar su operatividad.

Aunque ya existen sistemas que las Compañías Eléctricas acometen

para mitigar estos problemas, surgen nuevas opciones que buscan optimizar la operación de estas redes mejorando las propuestas existentes. Una de estas alternativas prometedoras son los enlaces MVDC, que además de permitir un control independiente de la potencia activa y reactiva entre redes de CA son capaces de optimizar la capacidad de estas redes y mejorar la gestión del flujo de potencia a través suyo, existiendo ya aplicaciones reales, como se han descrito en este artículo, que permiten avalar su buen desempeño.

REFERENCIAS

- [1] Li Y, Tian X, Liu C, et al. "Study on voltage control in distribution network with renewable energy integration". 2017 IEEE Conference on Energy Internet and Energy Systems Integration (EI2). Beijing, China. DOI: 10.1109/EI2.2017.8245755
- [2] M. Tostado-Véliz, S. Kamel, F. Jurado, "A Robust Power Flow Algorithm Based on Bulirsch-Stoer Method," in IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 34. No. 4, p.3081-3089, July 2019. DOI: 10.1109/TPWRS.2019.2900513
- [3] Eltigani D, Masri S. "Challenges of integrating renewable energy sources to smart grids, A review". Renewable and Sustainable Energy Reviews. Diciembre 2015. Vol 52. p.770-780. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.140>
- [4] Zhang X, Lu C, Liu S, et al. "A review on wide-area damping control to restrain inter-area low frequency oscillation for large-scale power systems with increasing renewable generation". Renewable and Sustainable Energy Reviews. Mayo 2016. Vol 57. p45-58. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.167>
- [5] Santacana E, Zucco T, Xiaoming Feng et al. "Energía para la eficiencia". Revista ABB. 2007. Vol nº2. P.14-21
- [6] Grünbaum R. "FACTS para mejorar la eficacia y la calidad de los sistemas de transmisión de Corriente Alterna". Revista DYNA, Diciembre 2008. Vol 83. P.525-530
- [7] Bathurst G, Hwang G, Tejwani L. "MVDC - The New Technology for Distribution Networks". 11th IET International Conference on Power Transmission AC and DC, 2015. Birmingham, Reino Unido. DOI: 10.1049/cp.2015.0037
- [8] Mesas JJ, Monjo LI, Sainz L, et al. "Study of MVDC System Benchmark Networks". International Symposium on Smart Electric Distribution System and Technologies (EDST). 2015. DOI: 10.1109/SEDST.2015.7315213
- [9] Belloni F, Chiameo R, Gandolfi C, et al. "Application of Back-to-Back converters in closed-loop and meshed MV distribution grid". Annual Conference AEIT. 2014. Trieste, Italia. DOI: 10.1109/AEIT.2014.7002023
- [10] Zhang L, Liang J, Tang W, et al. "Converting AC Distribution Lines to DC to Increase Transfer Capacities and DG Penetration". IEEE Transactions On Smart Grid. Marzo 2019. Vol. 10, No. 2. p.1477-1487. DOI: 10.1109/TSG.2017.2768392
- [11] Boyra M, Thomas JL. "On some sizing requirements of UPLC and MVDC for Smargrids". 14th International Power Electronics and Motion Control Conference, EPE-PEMC. 2010. DOI: 10.1109/EPEPEMC.2010.5606828
- [12] Chiandone M, Sulligoi G, Milano F, et al. "Back-to-back MVDC link for distribution system active connection: a network study". 3rd International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA) 2014. Milwaukee, USA. DOI: 10.1109/ICRERA.2014.7016536
- [13] Liu J, Yao L, Wu T, et al. "Application of back-to-back VSC-HVDC in Power Grids Synchronization Parallel Operation". International Conference on Electrical and Control Engineering. 2010. Wuhan, China. DOI: 10.1109/ICECE.2010.821
- [14] Zuelli R, Chiameo RGM, Gandolfi C, et al. "The voltage of MVDC links on distribution networks". AEIT International Annual Conference. 2018. Bari, Italia. DOI: 10.23919/AEIT.2018.8577442
- [15] Alcalá J, Cárdenas V, Espinoza J, et al. "Investigation on the limitation of the BTB-VSC converter to control the active and reactive power flow". Electric Power Systems Research. Febrero 2017. Vol 143. p.149-162. <https://doi.org/10.1016/j.epr.2016.09.012>
- [16] Fu Y, Yeleti S, Abdelwahed S, et al. "Optimal Operation of Multi-Terminal VSC based MVDC Power Distribution Systems" International Conference on High Voltage Engineering and Application. 2012. Shanghai, China. DOI:10.1109/ICHVE.2012.6357054
- [17] Alcalá J, Charre S, Durán M, et al. "Analysis of the Back to Back converter for power flow management". Información Tecnológica. 2014. Vol. 25, No. 6. p.109-116. DOI:10.4067/S0718-07642014000600014
- [18] Hunter L, Booth C, Finney S, et al. "MVDC Network Balancing for Increased Penetration of Low Carbon Technologies". 8th IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe). 2018. DOI: 10.1109/ISGTEurope.2018.8571838
- [19] Han C, Song S, Kim J, et al. "Enhancing Line Capacity Utilization in Power Transmission System Using Active MVDC Link". Energies 2019. Vol 12. No. 9. p.1-23. DOI:10.3390/en12091589
- [20] Zhang L, Liang J, Tang W, et al. "Converting AC Distribution Lines to DC to Increase Transfer Capacities and DG Penetration". IEEE Transactions On Smart Grid. Marzo 2019. Vol. 10, No. 2. p. 1477-1487. DOI: 10.1109/TSG.2017.2768392
- [21] Qi Q, Long C, Wu J, et al. "Using an MVDC Link to Increase DG Hosting Capacity of a Distribution Network". Energy Procedia. Diciembre 2017. Vol. 142. p.2224-2229. DOI:10.1016/j.egypro.2017.12.622
- [22] Long C, Wu J, Smith K, et al. "MVDC link in a 33 kV distribution network". CIREN - Open Access Proceedings Journal. 2017. Vol. 2017. No. 1. p. 1308-1312. DOI: 10.1049/oaap-cired.2017.0168
- [23] Ji Y, Yuan Z, Zhao J, et al. "Overall control scheme for VSC-based medium-voltage DC power distribution networks". IET Generation, Transmission & Distribution. Febrero 2018. Vol 12. No. 6. p.1438-1445. DOI: 10.1049/iet-gtd.2017.0912
- [24] Stieneker M, De Doncker RW. "Medium-Voltage DC Distribution Grids in Urban Areas". IEEE 7th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG). 2016. Vancouver, Canadá. DOI: 10.1109/PEDG.2016.7527045
- [25] Chiandone M, Sulligoi G, Milano F, et al. "Back-To-Back MVDC link for Distribution System Active Connection. A Network Study". 3rd International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA). 2014. Milwaukee, EEUU. DOI: 10.1109/ICRERA.2014.7016536
- [26] Ji Y, Yuan Z, Zhao J, et al. "Hierarchical control strategy for MVDC distribution network under large disturbance". IET Generation, Transmission & Distribution. Mayo 2018. Vol. 12. No. 11. p.2557-2565. DOI: 10.1049/iet-gtd.2017.1642
- [27] Wang Y, Song Q, Sun Q, et al. "Multilevel MVDC Link Strategy of High-Frequency-Link DC Transformer Based on Switched Capacitor for MVDC Power Distribution". IEEE Transactions On Industrial Electronics. Abril 2017. Vol. 64. No. 4. p.2829-2835. DOI: 10.1109/TIE.2016.2643622
- [28] Simiyu P, Xin A, Bitew GT, et al. "Review of the DC voltage coordinated control strategies for multi-terminal VSC-MVDC distribution network". The Journal of Engineering. Abril 2019. Vol. 2019. No. 16. p.1462-1468. DOI: 10.1049/joe.2018.8841
- [29] Bryans R, Bebbington M, Yu J, et al. "Real time control of a distribution connected MVDC link (ANGLE-DC)". 13th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC). 2017. DOI: 10.1049/cp.2017.0003

MATERIAL SUPLEMENTARIO

http://www.revistadyna.com/documentos/pdfs/_adic/9493-1.pdf

