

HVDC Converter Stations to Enable Offshore Wind Farm Integration with Power System

Authors

Mariusz Kłos
 Łukasz Rosłaniec
 Józef Paska
 Karol Pawlak

Keywords

HVDC converter stations, HVDC technology standardisation, offshore wind farms

Abstract

The main problem of the development of offshore wind farms is their integration with the existing power infrastructure. Electricity can be transmitted over HVAC and HVDC cable lines. Because of its many advantages, HVDC technology seems the target solution for offshore wind farms. The paper presents the high-power electronic converter technologies currently applied in HVDC substations to enable offshore wind farm integration with the power system. Technical aspects of the converter station technologies are presented, as well the accomplished standardisation stages. Also presented is each HVDC converter station technology's potential (advantages and disadvantages) in the area of potential ancillary services that the national power system (NPS) can provide.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2016211

1. Introduction

Wind power generation development is taking new directions. Opportunities to build large onshore wind farms are slowly running out. Increasingly, large wind farms are built offshore. In Europe, a real investment boom can be seen in the areas of the North Sea. Already today the construction of offshore transmission grids is widely talked about to enable the development of the energy potential in this area [8]. The basic problem is the integration of offshore wind generation with the existing power infrastructure. Electricity can be transmitted over High Voltage Alternating Current (HVAC) and High Voltage Direct Current (HVDC) cable lines. Because of its many advantages, HVDC is considered as the target technology for offshore wind farms [1–3, 10].

Research and development of HVDC transmission systems conducted in recent years has contributed to the rapid development of this technology, and enhancement of the role it has to play in the processes of the power sector's world-wide development. Currently, HVDC transmission systems are recognised as a mature technology, from both a technical and economic point of view. Its important advantage is the minimal impact on the environment - this is a pro-environmental technology. The main reason for the rapid development of HVDC technology was the need to improve the efficiency of electricity transmission over long distances, and the possibility of building transmission

infrastructure for offshore processing facilities [10]. Today we recognise HVDC as a technology characterised by lower transmission losses compared to HVAC technology. The need to increase the share of renewable energy sources in the global energy balance, issues of improving the integration process of new generation technologies, streamlining the electricity transmission processes, and improving the overall functionality of power system operations mean HVDC technology can be seen as a priority [1–3, 10].

2. Comparison of HVAC and HVDC cable technologies

At present, the electricity from an offshore wind farm can be transmitted to the power system through either an HVAC or HVDC cable. The technology is selected here on the basis of technical and economic considerations. Technical issues at the technology selection stage must be considered taking into account a number of system requirements concerning these facilities' capabilities of secure interoperation with the national power system.

In most cases the system requirements for a newly connected power facility directly affect economic issues. Shown in Tab. 1 are the comparative characteristics of both HVAC and HVDC cable technologies for interoperation with offshore wind farms [3–4, 7]. As regards offshore wind farms located at a distance of over

| Functional requirements | HVAC | HVDC |
|--|---|---|
| Short-circuit power at the point of common coupling (PCC) | Short-circuit power is increased (the share in short-circuit currents depends on the type of the turbine set) | Short-circuit power is increased minimally |
| Synchronous operation with the power system at voltage dips in the interconnection point | Available | Available |
| Reactive power intake | Yes (AC line charging current) | Depending on the technology: LCC HVDC – yes (required for proper operation of the power electronics inverter) VSC HVDC – not |
| Frequency control | Conditionally available (depending on the type of the turbine set) | Available |
| Operation at the line's low load (in synchronous operation with the NPS) | Yes | Depending on the technology: LCC HVDC – unstable VSC HVDC – yes |
| Reactive power control at the interconnection point (voltage regulation) | In most cases additional devices are required for reactive power compensation | Depending on the technology: LCC HVDC – limited, additional devices are required for reactive power compensation VSC HVDC – Available with no additional devices required for reactive power compensation |
| Impact on electricity quality parameters at the interconnection point | Meets system requirements | Meets system requirements |
| Black start ("island" operation) | Conditionally available (depending on the type of the turbine set) | Available (only with VSC topology based converters, operation as an independent voltage source) |

Tab. 1. Comparison of HVAC and HVDC cable technologies for interoperation with offshore wind farms

80 km from the mainland, HVDC transmission cable lines are the only viable solution.

3. HVDC cables that enable an offshore wind farm's interconnection with the power system

A typical HVDC link is defined as a system of its following interoperable and integral elements: two, onshore and offshore, HVDC converter stations and an HV DC power cable as the HVDC transmission line. The offshore segment of a HVDC link interoperable with a wind farm is made up of the following components [1–3, 6]:

- offshore platform with AC power infrastructure for the wind farm's power output, consisting of n wind turbines. The number of AC platforms depends on the number of turbine sets and the topology of the farm's internal power infrastructure. The AC platform power infrastructure's main components (usually it is a multi-level structure) include: multiple MV cable connector and HV cable connector (usually on the first level), main step-up transformer, grounding installation, reactors and capacitors of higher harmonics filters, capacitor banks for reactive power compensation, MV (36 kV) switchgear, HV (GIS up to 800 kV) switchgear, auxiliary transformer, auxiliary LV AC and DC switchgear. The HVAC platform power infrastructure's main components (usually it is a multi-level structure) include: power transformer that feeds a power electronics converter with an on load tap changer for voltage regulation (design

depends on the power electronics converter technology), a CSC or VSC power electronic converter with a cooling system (air, oil, gas, or water), higher harmonics filters on AC side, DC smoothing reactors, an auxiliary system.

- HVDC cable line with the number of cables and topology depending on the chosen power converter technology, connecting the offshore converter station with the onshore converter station located where the HVDC infrastructure is connected to the power system.

The link's onshore part is made up of a segment of the cable line, and a substation with the HVDC and HVAC element, located at the connection to the power system. The onshore station's topology, design, and operation are strongly dependent on the power converter technology selected for interoperation with the power system. Shown in Tab. 2 are the schematic diagrams of various HVDC link topologies for offshore wind farm integration with power system [3, 5].

4. HVDC converter technology

Power converters of two technologies are used in HVDC links. In the first technology converters operate as Current Sourced Converters (CCS), also known as "LCC HVDC" or "classical HVDC".

In the other technology, converters operate as Voltage Sourced Converters (VSC), also known as "VSC HVDC" systems [3, 6, 8–9]. Shown in Tab. 3 are comparative characteristics of CSC and VSC converter stations.

| HVDC link topology | Schematic diagram |
|--|-------------------|
| Unipolar HVDC system topology with neutral conductor | |
| Unipolar HVDC system topology with earthing instead of neutral conductor | |
| Bipolar HVDC system topology with neutral conductor | |
| Bipolar HVDC system topology with earthing as neutral conductor | |
| Bipolar HVDC system topology with no use of "zero potential" | |

Tab. 2. Schematic diagrams of various HVDC link topologies for offshore wind farm integration with power system [3, 5]

CSC HVDC systems with thyristor switches are the optimum technology for the transmission of very high power over long distances. Characteristic here is the reactive power intake regardless of the direction of active power flow through the line. CSC HVDC technology has limitations with regard to reactive power monitoring and control. These limitations hinder the implementation of this technology (considered as the leading technology for very large offshore wind farms, which in the future will be located in seas and oceans far away from power systems) in offshore wind farm structures. VSC HVDC systems based on transistor technology have no such limitations, and allow for independent control of active power and reactive power transmission.

5. HVDC technology standardisation

HVDC grid standardisation is now in progress with the participation of international standard organisations, academic institutions, TSOs, EU member states, and multinational corporations in the power sector. General technical standards for HVDC links are drafted by International Electrotechnical Commission

(IEC) in technical committee TC115 High Voltage Direct Current (HVDC) transmission for DC voltages above 100 kV, in cooperation with CIGRE.

Tab. 4 shows a list of the existing and now developed technical standards for LCC HVDC and HVDC VSC links, applicable to their design, construction and operation.

There is no complete set of technical standards for HVDC links, including offshore HVDC connections, allowing one to conduct uniform design-construction-operating in this area. It is the outcome of EU energy policy promoting very dynamic growth of the share of RWE (especially of the technologies based on movement of air masses as an energy carrier) in the European power sector. The need for offshore wind farms' integration with national power systems, while meeting the stringent technical and environmental requirements falling within the existing formal and legal conditions, has necessitated innovative technical solutions in the field of electricity transmission and conversion.

| Design aspects and functional requirements | LCC HVDC | VSC HVDC |
|--|--|--|
| Cable link voltages | $\leq \pm 600$ kV for cables insulated with oil and paper | $\leq \pm 600$ kV for cables insulated with oil and paper, $\leq \pm 320$ kV XLPE cables |
| Semiconductor switch technology | Thyristor (SCR, GTO, IGCT, GCT) | Transistor (IGBT) |
| Semiconductor switch control type | Current control | Voltage control |
| Typical topology of power electronic converter | 12-pulse | Multilevel |
| Converter transformer | 12-pulse transformer required | Not required |
| Semiconductor switch controllability | Limited (depending on the topology) | Full |
| Available operating modes | Rectifier, inverter (current source) | Rectifier, inverter (voltage source) |
| Erroneous activation in the inverter mode at faulty condition resulting in a severe failure of the converter | Likely | Unlikely |
| Losses in converter stations | 0.8% of the rated power (for each station) | 1.6–1.8% of the rated power (for each station) |
| Frequency control | Unavailable | Available |
| Black start ("island" operation) | Unavailable without an additional device to provide a standard voltage, for example. STATCOM | Available (operation as an independent voltage source) |
| THD _i on AC side | Large | Small |
| THD _i on DC side | The need for filters | Small distortion factor – no higher harmonics filters required |
| Ability to interoperate with "soft" power grid | No | Yes |
| Minimum short-circuit power at the interconnection point in relation to the converter station's rated power | 2–3 | Not required |
| Higher harmonics filters on AC side | Required | Recommended |
| Higher harmonics filters on DC side | Required | Recommended |
| Short-circuit power increase at the interconnection point | Short-circuit power at the interconnection point is increased minimally | Short-circuit power at the interconnection point is increased minimally |
| Active power control at the interconnection point | Available | Available and independent of reactive power |
| Reactive power control at the interconnection point | Unavailable without additional devices for reactive power compensation at the interconnection point | Available without additional devices for reactive power compensation at the interconnection point |
| Power limit currently applied to links with offshore wind farms | No applications using this technology | Up to 1.2 GW |
| Required area for converter station for the same power of HVDC link | 1 | 0.6 |

Tab. 3. Comparative characteristics of CSC and VSC converter stations

| Standard | Standard title |
|---------------|--|
| Existing | |
| IEC 60146-1-3 | Semiconductor convertors – General requirements and line commutated convertors – Part 1–3: Transformers and reactors |
| IEC 60146-2 | Semiconductor convertors – Part 2: Self-commutated semiconductor convertors including direct d.c. convertors |
| IEC 60060-1 | High-voltage test techniques – Part 1: General definitions and test requirements |
| IEC 60060-2 | High-voltage test techniques – Part 2: Measuring systems |
| IEC 60060-3 | High-voltage test techniques – Part 3: Definitions and requirements for on-site testing |
| IEC 61083-1 | Instruments and software used for measurement in high-voltage impulse tests – Part 1: Requirements for instruments |
| IEC 61083-2 | Instruments and software used for measurement in high-voltage impulse tests – Part 2: Evaluation of software used for the determination of the parameters of impulse waveforms |

| | |
|------------------------------|---|
| IEC 60071-1, 2, 3 | Insulation co-ordination |
| IEC 60815 | Guide for the selection of insulators in respect of polluted conditions |
| IEC 61973 | High-voltage direct current (HVDC) substation audible noise |
| IEC/TR 62543 (E) | High-voltage direct current (HVDC) power transmission using voltage sourced converters (VSC) |
| IEC PAS 62344 (pre-standard) | General Guidelines for the Design of Ground Electrodes for HVDC Links (2007) |
| IEC/TS 62344 | Design of earth electrode stations for high-voltage direct current (HVDC) links – General guidelines |
| IEC 60099-4 | Surge arresters – Part 4: metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems |
| IEC 60099-9 | Surge arresters – Part 9: Metal-oxide surge arresters without gaps for HVDC converter stations |
| IEC 60633 | Terminology for high-voltage direct current (HVDC) transmission |
| IEC 60146-1-1 | Semiconductor converters – General requirements and line commutated converters – Part 1–1: Specifications of basic requirements |
| IEC 62501 | Voltage sourced converter (VSC) valves for high-voltage direct current (HVDC) power transmission – Electrical testing |
| IEC/TR 60146-1-2 | Semiconductor converters – General requirements and line commutated converters – Part 1–2: Application guide |
| IEC/TR 62001 | High-voltage direct current (HVDC) systems – Guidebook to the specification and design evaluation of A.C. filters |
| IEC/TR 60919-1 | Performance of high-voltage direct current (HVDC) systems with line-commutated converters – Part 1: Steady-state conditions |
| P-IEC/TS 60919-3 | Performance of high-voltage direct current (HVDC) systems – Part 3: Dynamic conditions |
| IEC/TS 60071-5 | Insulation co-ordination – Part 5: Procedures for high-voltage direct current (HVDC) converter stations |
| IEC 61803 | Determination of power losses in high-voltage direct current (HVDC) converter stations with line-commutated converters |
| IEC 61975 | High-voltage direct current (HVDC) installations – System tests |
| ISO/IEC 17025 | General requirements for the competence of testing and calibration laboratories |
| Under development | |
| IEC/TS 61973 Edition 1.0 | High voltage direct current (HVDC) substation audible noise |
| PWI/TR 115-3 | DC side harmonics & filtering in LCC HVDC transmission systems |
| IEC/TR 62681 Ed.1 | Electromagnetic Environment Criterion for High-voltage Direct Current (HVDC) Overhead Transmission Lines |
| PWI/TR 115-2 | Guideline for HVDC System Operation Procedure |
| PWI/TR 115-5 | Planning of HVDC Systems |
| IEC/TS 62344 Edition 1.0 | Design of earth electrode stations for high-voltage direct current (HVDC) links – General guidelines |
| IEC/TS 62672-1 Ed.1 | Reliability and availability evaluation of HVDC systems Part 1: HVDC Systems with Line Commutated Converters |

Tab. 4. List of the existing and now developed technical standards for LCC HVDC and HVDC VSC links

As a consequence, this is a situation where technology standardisation lags behind the needs and mandatory orders under the current political conditions.

6. Summary

From the technical point of view, both converter station technologies discussed here – LCC HVDC and HVDC VSC – seem to be sufficient for the integration of offshore wind farms with power systems. These systems allow achieving satisfactory electricity quality parameters at the interconnection point, which translates into stable interoperation with the power system. However, due to the nature of their operation, as manifested by better

performance and greater flexibility, VSC systems (with voltage inverters) should be preferred in the future. The use of VSC HVDC technology in offshore wind farm structures allows to improve the performance of wind farm's internal infrastructure (very good electricity quality parameters on the side of offshore MV infrastructure) and to connect to the „weak“ system in terms of electricity quality parameters power system (where short-circuit powers at interconnection point are theoretically insufficient for power a system's interoperation with a wind farm). Full standardisation requires bringing together experience from many years' operation of the currently working VSC HVDC station, as was the case with HVAC systems.

REFERENCES

1. ABB (2013) Technical description of HVDC Light® technology.
 2. ABB (2013), "Building resilient and reliable AC offshore wind farm grid connections".
 3. J. Arrillaga, Y.H. Liu, N.R. Watson, "Flexible Power Transmission. The HVDC Options", John Wiley & Sons, Ltd 2007.
 4. J. Arrillaga et al., "Non-Linear Control of VSC and CSC Systems. In Self-Commutating Converters for High Power Applications", John Wiley & Sons, Ltd 2009.
 5. G. Asplund, "Sustainable energy systems with HVDC Transmission", ABB Power Technologies, Power Systems, HVDC.
 6. K. Chan-Ki et al., "HVDC transmission: power conversion applications in power systems", John Wiley and Sons, 2009.
 7. S.U. Kala Meah, "Comparative Evaluation of HVDC and HVAC Transmission Systems", IEEE, 2008.
 8. Z. Malhem et al., "Electricity transmission, distribution and storage systems", Woodhead Publishing Limited, 2013.
 9. R. Rudervall, "High voltage direct current (HVDC) transmission systems technology review paper", Washington, USA: Energy Week 2000.
 10. M. Ragheb, "High Voltage Direct Current for Wind Power", 2009.
-

Mariusz Kłos

Warsaw University of Technology

e-mail: Mariusz.Klos@ien.pw.edu.pl

Graduated as M.Sc. from the Faculty of Electrical Engineering at Warsaw University of Technology (2002). PhD degree obtained in 2007. Since 2006 he has been working at Warsaw University of Technology, in the Institute of Electrical Power Engineering, Electric Power Plants and Economics of Electrical Power Engineering Division. In 2011, he completed a six-month internship at the Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, USA.

His research interests are focused on ways of integrating conventional and alternative generation and energy storage technologies with power system, using power electronics. Author of over 60 articles on distributed generation, including energy storage.

Łukasz Rosłaniec

Warsaw University of Technology

e-mail: Lukasz.Roslaniec@ien.pw.edu.pl

Graduated with Master's degree in engineering in 2008. That same year he enrolled on doctoral studies at the Institute of Electrical Power Engineering of Warsaw University of Technology. In 2009 he completed a four-month internship at RWTH Aachen in Germany, and in 2011 a six-month internship at the Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, USA. In 2014 he obtained his PhD after defending his doctoral dissertation. Now an assistant professor at the Institute of Electrical Power Engineering of Warsaw University of Technology. His research focuses mainly on the issue of electricity transfer from distributed sources to the grid. In particular, his interests include issues related to electricity quality improvement, high performance electricity conversion, converters interoperable with distributed sources.

Józef Paska

Warsaw University of Technology

e-mail: Jozef.Paska@ien.pw.edu.pl

A graduate of Warsaw University of Technology. Professor of technical sciences (since 2007), head of the Electric Power Plants and Economics of Electrical Power Engineering Division at Warsaw University of Technology, member of the Power Engineering Problems Committee and the Electrical Engineering Committee of the Polish Academy of Sciences, chairman of the of the Nuclear Energy Committee of the Association of Polish Electrical Engineers (SEP). His scientific interests are focused on power generation, including distributed generation and RES use, electrical power management and economics, power system reliability and power supply security. Author of over 300 articles and papers, and 11 monographs and academic textbooks.

Karol Pawlak

Warsaw University of Technology, Institute of Electrical Power

e-mail: Karol.Pawlak@ien.pw.edu.pl

Doctor of technical sciences at the Faculty of Electrical Engineering of Warsaw University of Technology. In his career he pursued as a project team leader the investment processes related to the construction of power infrastructure throughout Polish.

Assistant professor in the Electric Power Plants and Economics of Electrical Power Engineering Division at the Faculty of Electrical Engineering of Warsaw University of Technology. Expert and author of numerous publications in the field of risk management in power system. Reviewer and expert in the field of electric power engineering evaluating applications to the Programme of Innovative Economy.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 127–132. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Stacje przekształtnikowe HVDC umożliwiające integrację morskich farm wiatrowych z systemem elektroenergetycznym

Autorzy

Mariusz Kłos
Łukasz Rosłaniec
Józef Paska
Karol Pawlak

Słowa kluczowe

stacje przekształtnikowe HVDC, standaryzacja technologii HVDC, morskie farmy wiatrowe

Streszczenie

Podstawowym problemem dla rozwoju morskich farm wiatrowych jest ich integracja z istniejącą infrastrukturą elektroenergetyczną. Przesył energii elektrycznej może być tu realizowany z użyciem kablowych łączy HVAC i HVDC. Dla morskich farm wiatrowych, ze względu na wiele zalet, docelowa wydaje się technologia HVDC.

W artykule zaprezentowano obecnie wykorzystywane technologie przekształtników energoelektronicznych dużych mocy, stosowane w stacjach elektroenergetycznych HVDC, umożliwiającą integrację morskich farm wiatrowych z systemem elektroenergetycznym. Przedstawiono aspekty techniczne technologii stacji przekształtnikowych oraz osiągnięte etapy standaryzacji. Zaprezentowano również potencjał poszczególnych technologii stacji przekształtnikowych HVDC (wady i zalety) w obszarze potencjalnych usług systemowych, które mogą pełnić w KSE.

1. Wstęp

Energetyka wiatrowa obiera nowe kierunki rozwoju. Możliwości budowy dużych elektrowni wiatrowych na lądzie powoli się wyczerpują. Coraz częściej duże farmy wiatrowe są budowane na obszarach morskich. W Europie prawdziwy *boom* inwestycyjny możemy zaobserwować na obszarach Morza Północnego. Już dzisiaj mówi się szeroko o budowie morskich sieci przesyłowych, które umożliwią zagospodarowanie potencjału energetycznego w tym obszarze [8]. Podstawowym problemem jest integracja morskiej generacji wiatrowej z istniejącą infrastrukturą elektroenergetyczną. Przesył energii elektrycznej może być tu realizowany z użyciem kablowych łączy HVAC (ang. *High Voltage Alternating Current*) i HVDC (ang. *High Voltage Direct Current*). Dla morskich farm wiatrowych ze względu na wiele zalet rozpatruje się jako docelową technologię HVDC [1–3, 10].

Prace badawczo-rozwojowe systemów przesyłowych HVDC, prowadzone w ostatnich latach, przyczyniły się do szybkiego rozwoju tej technologii i zwiększenia roli, jaką ma odegrać w procesach rozwojowych sektora elektroenergetycznego w ujęciu globalnym. Obecnie systemy przesyłowe HVDC są rozpoznawane jako technologia dojrzała zarówno z technicznego, jak i ekonomicznego punktu widzenia. Inną istotną zaletą jest jej zanikający wpływ na środowisko – jest to technologia prośrodowiskowa. Główną przyczyną szybkiego rozwoju technologii HVDC była potrzeba poprawy efektywności przesyłu energii elektrycznej na znaczne odległości oraz możliwość budowy infrastruktury przesyłowej dla morskich instalacji technologicznych [10]. Dzisiaj rozpoznajemy HVDC jako technologię charakteryzującą się mniejszymi stratami przesyłowymi w porównaniu z technologią HVAC. Potrzeba zwiększenia w globalnym bilansie energetycznym udziału odnawialnych

źródeł energii, kwestie dotyczące usprawnienia procesów integracji nowych technologii wytwórczych, usprawnienie procesów przesyłu energii elektrycznej oraz poprawa ogólnej funkcjonalności pracy systemów elektroenergetycznych powodują, że technologia HVDC jest postrzegana jako technologia priorytetowa [1–3, 10].

2. Porównanie technologii łączy kablowych HVAC i HVDC

Obecnie przesyłanie energii elektrycznej z morskich farm wiatrowych do systemu elektroenergetycznego może być realizowane z użyciem łączy kablowych HVAC lub HVDC. Wybór technologii będzie tu dokonywany na podstawie uwarunkowań technicznych i ekonomicznych. Kwestie techniczne na etapie wyboru technologii muszą być rozpatrywane z uwzględnieniem wielu wymagań systemowych dotyczących możliwości bezpiecznej współpracy tych obiektów z KSE. W większości przypadków wymagania systemowe dla nowo przyłączonego obiektu elektroenergetycznego bezpośrednio wpływają na kwestie ekonomiczne. W tab. 1 przedstawiono charakterystykę porównawczą obu technologii łączy kablowych, HVAC i HVDC, dedykowanych do współpracy z morskimi farmami wiatrowymi [3–4, 7].

W przypadku morskich farm wiatrowych zlokalizowanych w odległości powyżej 80 km od lądu technologia HVDC, wykorzystująca do przesyłu energii elektrycznej linie kablowe, jest jedyną racjonalną technologią do zastosowania.

3. Łącza kablowe HVDC umożliwiające przyłączenie morskich farm wiatrowych do systemu elektroenergetycznego

Typowe łącze HVDC jest rozumiane jako układ współpracujących ze sobą następujących elementów integralnych tego łącza: dwóch stacji przekształtnikowych HVDC,

łądowej i morskiej, oraz kabla energetycznego wysokiego napięcia DC, tworzącego linię przesyłową HVDC. Do elementów składowych morskiej części łącza HVDC współpracującego z farmą wiatrową należą [1–3, 6]:

- platforma morską z infrastrukturą elektroenergetyczną AC, umożliwiającą wyprowadzenie mocy z morskiej farmy wiatrowej składającej się z n turbozespołów wiatrowych. Liczba platform AC zależy od liczby turbozespołów i topologii wewnętrznej infrastruktury elektroenergetycznej farmy wiatrowej. Głównymi elementami infrastruktury elektroenergetycznej platformy AC (przeważnie jest to konstrukcja wielopoziomowa) są: zbiorcze przyłącze kabli SN i przyłącze kabla WN (przeważnie na pierwszym poziomie), transformator główny podwyższający napięcie, instalacja uziemiająca, dławiki i kondensatory filtrów wyższych harmonicznych, baterie kondensatorów do kompensacji mocy biernej, rozdzielnia SN (do 36 kV), rozdzielnia WN (GIS, do 800 kV), transformator potrzeb własnych, rozdzielnia potrzeb własnych AC i DC nn. W skład infrastruktury elektroenergetycznej platformy HVDC (przeważnie jest to konstrukcja wielopoziomowa) wchodzi: transformator mocy zasilający przetwornicę energoelektroniczną z przełącznikiem zaczepek do regulacji napięcia pod obciążeniem (konstrukcja zależna od technologii przetwornicy energoelektronicznej), przetwornica energoelektroniczna w technologii CSC lub VSC z układem chłodzenia (powietrzny, olejowy, gazowy lub wodny), filtry do kompensacji wyższych harmonicznych po stronie AC, dławiki wygładzające DC, instalacja potrzeb własnych.
- Połączenie kablowe HVDC o liczbie kabli i topologii zależnej od wybranej

| Wymagania funkcjonalne | HVAC | HVDC |
|---|---|---|
| Moc zwarciowa w punkcie przyłączenia | Moc zwarciowa ulega zwiększeniu (udział w prądach zwarciowych zależy od rodzaju zastosowanego turbozespołu) | Moc zwarciowa ulega zwiększeniu w minimalnym stopniu |
| Praca synchroniczna z systemem elektroenergetycznym w trakcie zapadów napięcia w punkcie przyłączenia | Możliwa | Możliwa |
| Pobór mocy biernej | Tak (prąd ładowania linii AC) | W zależności od technologii: LCC HVDC – tak (wymagany do prawidłowej pracy przetwornicy energoelektronicznej) VSC HVDC – nie |
| Regulacja częstotliwości | Warunkowo możliwa (zależnie od rodzaju zastosowanego turbozespołu) | Możliwa |
| Praca z niskim obciążeniem łącza (w stanie pracy synchronicznej z KSE) | Tak | W zależności od technologii: LCC HVDC – niestabilna VSC HVDC – tak |
| Regulacja mocy biernej w punkcie przyłączenia (regulacja napięcia) | W większości przypadków potrzeba stosowania dodatkowych urządzeń do kompensacji mocy biernej | W zależności od technologii: LCC HVDC – ograniczona, potrzeba stosowania dodatkowych urządzeń do kompensacji mocy biernej VSC HVDC – możliwa bez dodatkowych urządzeń do kompensacji mocy biernej |
| Wpływ na parametry jakościowe energii elektrycznej w punkcie przyłączenia | Spełnia wymagania systemowe | Spełnia wymagania systemowe |
| Black start (praca „wyspowa”) | Warunkowo możliwy (zależnie od rodzaju zastosowanego turbozespołu) | Możliwy (tylko w przypadku przekształtników o topologii VSC, praca jako niezależne źródło napięcia) |

Tab. 1. Porównanie technologii łączy kablowych HVAC i HVDC, dedykowanych do współpracy z morskimi farmami wiatrowymi

| Nazwa topologii łącza HVDC | Schemat ideowy |
|---|----------------|
| Topologia unipolarna układu HVDC wykorzystująca przewód zerowy | |
| Topologia unipolarna układu HVDC wykorzystująca uzziemienia zamiast przewodu zerowego | |
| Topologia bipolarna układu HVDC wykorzystująca przewód zerowy | |
| Topologia bipolarna układu HVDC wykorzystująca uzziemienia jako przewód zerowy | |
| Topologia bipolarna układu HVDC pracująca bez wykorzystania „potencjału zerowego” | |

Tab. 2. Schematy ideowe różnych topologii łączy HVDC wykorzystywanych do integracji morskich farm wiatrowych z systemem elektroenergetycznym

technologii przetwornic energoelektronicznych, łączące morską stację przekształtnikową ze stacją przekształtnikową zlokalizowaną na lądzie w miejscu przyłączenia infrastruktury HVDC do systemu elektroenergetycznego.

Część lądową łączy stanowi fragment połączenia kablowego oraz stacja elektroenergetyczna z częścią HVDC i HVAC, zlokalizowana w miejscu przyłączenia do systemu elektroenergetycznego. Topologia, konstrukcja i eksploatacja stacji lądowej jest silnie zależna od wybranej technologii

przetwornic energoelektronicznych, które będą współpracowały z systemem elektroenergetycznym. W tab. 2 przedstawiono schematy ideowe różnych topologii łączy HVDC wykorzystywanych do integracji morskich farm wiatrowych z systemem elektroenergetycznym [3, 5].

4. Technologie stacji przekształtnikowych HVDC

Łączy HVDC wykorzystują dwie technologie przetwornic energoelektronicznych. Pierwszą technologią są układy

z przetwornicami pracującymi jako źródła prądowe CSC (ang. *Current Source Converter*), często nazywane systemami „LCC HVDC” lub „classical HVDC”. Drugą technologią są układy z przetwornicami pracującymi jako źródła napięciowe VSC (ang. *Voltage Source Converter*), często nazywane systemami „VSC HVDC” [3, 6, 8–9]. W tab. 3 przedstawiono charakterystykę porównawczą stacji przekształtnikowych wykonanych w technologii CSC i VSC. Systemy CSC HVDC wykorzystujące łączniki tyrystorowe są optymalną technologią

| Aspekty konstrukcyjne i wymagania funkcjonalne | LCC HVDC | VSC HVDC |
|--|---|---|
| Obecnie stosowane poziomy napięcia dla połączeń kablowych | $\leq \pm 600$ kV dla kabli w izolacji olejowej i papierowej | $\leq \pm 600$ kV dla kabli w izolacji olejowej i papierowej, $\leq \pm 320$ kV kable XLPE |
| Technologia łączników półprzewodnikowych | Tyrystorowa (SCR, GTO, IGCT, GCT) | Tranzystorowa (IGBT) |
| Rodzaj sterowania łącznikami półprzewodnikowymi | Sterowanie prądowe | Sterowanie napięciowe |
| Typowa topologia przetwornicy energoelektronicznej | 12-pulsowa | Wielopoziomowa |
| Transformator przetwornicowy | Wymagany transformator 12-pulsowy | Niewymagany |
| Sterowalność łącznikami półprzewodnikowymi | Ograniczona (zależna od technologii) | Pełna |
| Możliwe tryby pracy | Prostownik, falownik (źródło prądowe) | Prostownik, falownik (źródło napięciowe) |
| Błędne wystawienie w trybie pracy falownikowej w trakcie stanów awaryjnych skutkujące ciężką awarią przetwornicy | Prawdopodobne | Mało prawdopodobne |
| Straty w stacjach przekształtnikowych | 0,8% w stosunku do mocy znamionowej (dla każdej stacji) | 1,6–1,8% w stosunku do mocy znamionowej (dla każdej stacji) |
| Regulacja częstotliwości | Niemożliwa | Możliwa |
| Black start (praca „wyspowa”) | Niemożliwy bez dodatkowych urządzeń zapewniających wzorec napięcia | Możliwy (praca jako niezależne źródło napięcia) |
| THD _i po stronie AC | Duży | Mały |
| THD _u po stronie DC | Potrzeba stosowania filtrów | Mały współczynnik odkształcenia – nie jest wymagane stosowanie filtrów wyższych harmonicznych |
| Możliwość pracy z „miękką” siecią elektroenergetyczną | Nie | Tak |
| Minimalna moc zwarciova w punkcie przyłączenia w stosunku do mocy znamionowej stacji przekształtnikowej | 2–3 | Niewymagana |
| Filtry wyższych harmonicznych po stronie AC | Wymagane | Zalecane |
| Filtry wyższych harmonicznych po stronie DC | Wymagane | Zalecane |
| Wzrost mocy zwarciovej w punkcie przyłączenia | Moc zwarciova w punkcie przyłączenia ulega zwiększeniu w minimalnym stopniu | Moc zwarciova w punkcie przyłączenia ulega zwiększeniu w minimalnym stopniu |
| Regulacja mocy czynnej w punkcie przyłączenia | Możliwa | Możliwa i niezależna od mocy biernej |
| Regulacja mocy biernej w punkcie przyłączenia | Bez dodatkowych urządzeń do kompensacji mocy biernej w punkcie przyłączenia niemożliwa | Możliwa bez dodatkowych urządzeń do kompensacji mocy biernej w punkcie przyłączenia |
| Moc graniczna obecnie stosowanych łączy dla morskich farm wiatrowych | Brak aplikacji z użyciem tej technologii | Do 1,2 GW |
| Wymagana powierzchnia dla stacji przekształtnikowej dla tej samej mocy łączy HVDC | 1 | 0,6 |

Tab. 3. Charakterystyka porównawcza stacji przekształtnikowych wykonanych w technologii CSC i VSC

| Norma | Tytuł normy |
|------------------------------|--|
| Istniejące | |
| IEC 60146-1-3 | Semiconductor convertors – General requirements and line commutated convertors – Part 1-3: Transformers and reactors |
| IEC 60146-2 | Semiconductor convertors – Part 2: Self-commutated semiconductor convertors including direct d.c. convertors |
| IEC 60060-1 | High-voltage test techniques – Part 1: General definitions and test requirements |
| IEC 60060-2 | High-voltage test techniques – Part 2: Measuring systems |
| IEC 60060-3 | High-voltage test techniques – Part 3: Definitions and requirements for on-site testing |
| IEC 61083-1 | Instruments and software used for measurement in high-voltage impulse tests – Part 1: Requirements for instruments |
| IEC 61083-2 | Instruments and software used for measurement in high-voltage impulse tests – Part 2: Evaluation of software used for the determination of the parameters of impulse waveforms |
| IEC 60071-1, 2, 3 | Insulation co-ordination |
| IEC 60815 | Guide for the selection of insulators in respect of polluted conditions |
| IEC 61973 | High-voltage direct current (HVDC) substation audible noise |
| IEC/TR 62543 (E) | High-voltage direct current (HVDC) power transmission using voltage sourced convertors (VSC) |
| IEC PAS 62344 (pre-standard) | General Guidelines for the Design of Ground Electrodes for HVDC Links (2007) |
| IEC/TS 62344 | Design of earth electrode stations for high-voltage direct current (HVDC) links – General guidelines |
| IEC 60099-4 | Surge arresters – Part 4: metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems |
| IEC 60099-9 | Surge arresters – Part 9: Metal-oxide surge arresters without gaps for HVDC converter stations |
| IEC 60633 | Terminology for high-voltage direct current (HVDC) transmission |
| IEC 60146-1-1 | Semiconductor convertors – General requirements and line commutated convertors – Part 1–1: Specifications of basic requirements |
| IEC 62501 | Voltage sourced converter (VSC) valves for high-voltage direct current (HVDC) power transmission – Electrical testing |
| IEC/TR 60146-1-2 | Semiconductor convertors – General requirements and line commutated convertors – Part 1–2: Application guide |
| IEC/TR 62001 | High-voltage direct current (HVDC) systems – Guidebook to the specification and design evaluation of A.C. filters |
| IEC/TR 60919-1 | Performance of high-voltage direct current (HVDC) systems with line-commutated convertors – Part 1: Steady-state conditions |
| P-IEC/TS 60919-3 | Performance of high-voltage direct current (HVDC) systems – Part 3: Dynamic conditions |
| IEC/TS 60071-5 | Insulation co-ordination – Part 5: Procedures for high-voltage direct current (HVDC) converter stations |
| IEC 61803 | Determination of power losses in high-voltage direct current (HVDC) converter stations with line-commutated convertors |
| IEC 61975 | High-voltage direct current (HVDC) installations – System tests |
| ISO/IEC 17025 | General requirements for the competence of testing and calibration laboratories |
| W opracowaniu | |
| IEC/TS 61973 Edition 1.0 | High voltage direct current (HVDC) substation audible noise |
| PWI/TR 115-3 | DC side harmonics & filtering in LCC HVDC transmission systems |
| IEC/TR 62681 Ed.1 | Electromagnetic Environment Criterion for High-voltage Direct Current (HVDC) Overhead Transmission Lines |
| PWI/TR 115-2 | Guideline for HVDC System Operation Procedure |
| PWI/TR 115-5 | Planning of HVDC Systems |
| IEC/TS 62344 Edition 1.0 | Design of earth electrode stations for high-voltage direct current (HVDC) links – General guidelines |
| IEC/TS 62672-1 Ed.1 | Reliability and availability evaluation of HVDC systems Part 1: HVDC Systems with Line Commutated Convertors |

Tab. 4. Wykaz istniejących oraz będących w opracowaniu standardów technicznych dla łączny LCC HVDC i VSC HVDC

do przesyłu bardzo dużej mocy na duże odległości. Charakterystyczny jest tu pobór mocy biernej bez względu na kierunek przepływu mocy czynnej przez linię. Technologia CSC HVDC posiada ograniczenia co do kontroli i sterowania mocą bierną. Te ograniczenia utrudniają funkcjonowanie tej technologii w strukturach morskich farm wiatrowych (rozpatrywana jako wiodąca technologia dla bardzo dużych morskich farm wiatrowych, które w przyszłości będą zlokalizowane na obszarach mórz i oceanów, bardzo daleko od systemu elektroenergetycznego). Systemy VSC HVDC bazujące na technologii tranzystorowej nie mają takich ograniczeń, umożliwiają niezależną kontrolę nad przesyłem mocy czynnej i mocy biernej.

5. Standaryzacja technologii HVDC

Standaryzacja dla sieci HVDC jest obecnie w opracowaniu przy udziale międzynarodowych organizacji standaryzujących, instytucji naukowych, operatorów systemów przesyłowych krajów członkowskich UE oraz firm międzynarodowego sektora elektroenergetycznego. Prace związane z określeniem ogólnych standardów technicznych dla łączy HVDC są obecnie prowadzone przez IEC (ang. *International Electrotechnical Commission*) w ramach komitetu technicznego TC115 High Voltage Direct Current (HVDC) transmission for DC voltages above 100 kV, przy współpracy z CIGRE. W tab. 4 przedstawiono wykaz istniejących oraz będących w opracowaniu standardów technicznych dla łączy LCC HVDC i VSC HVDC, mających zastosowanie na etapie projektowania, budowy i eksploatacji tych łączy.

Nie istnieje komplet standardów technicznych w zakresie łączy HVDC, w tym morskich połączeń HVDC, umożliwiających prowadzenie ujednoczonych prac projektowo-budowlano-eksploatacyjnych w tym obszarze. Jest to wynik prowadzonej przez

Unię Europejską polityki energetycznej promującej bardzo dynamiczny wzrost udziału OZE (szczególnie technologii wykorzystujących ruch mas powietrza jako nośnika energii) w europejskim sektorze elektroenergetycznym. Potrzeba integracji morskich farm wiatrowych z krajowymi systemami elektroenergetycznymi, przy jednoczesnym spełnieniu rygorystycznych wymagań technicznych i środowiskowych mieszczących się w ramach obowiązujących uwarunkowań formalnoprawnych, wymusiła potrzebę stosowania nowatorskich rozwiązań technicznych w obszarze przesyłu i konwersji energii elektrycznej. W konsekwencji mamy tu do czynienia z sytuacją, kiedy standaryzacja technologii spóźnia się w stosunku do potrzeb i obligatoryjnych nakazów wynikających z obecnych uwarunkowań politycznych.

6. Podsumowanie

Z technicznego punktu widzenia obydwie omówione w artykule technologie stacji przekształtnikowych – LCC HVDC, jak i VSC HVDC – wydają się wystarczające do integracji morskich farm wiatrowych z systemem elektroenergetycznym. Układy te pozwalają na osiągnięcie zadowalających parametrów jakościowych energii w punkcie przyłączenia, co przekłada się na stabilną współpracę z systemem elektroenergetycznym. Jednakże ze względu na specyfikę pracy, objawiającą się lepszymi parametrami i większą elastycznością, układy VSC (wykorzystujące falowniki napięcia) powinny być w przyszłości preferowane. Wykorzystanie technologii VSC HVDC w strukturach morskich farm wiatrowych umożliwia jednocześnie usprawnienie funkcjonowania zarówno wewnętrznej infrastruktury elektroenergetycznej farmy wiatrowej (bardzo dobre parametry jakościowe energii elektrycznej po stronie morskiej infrastruktury średniego napięcia), jak i przyłączenie całej instalacji do „słabego-miękkiego” pod kątem parametrów jakościowych energii

systemu elektroenergetycznego (gdzie moce zwarciove w miejscu przyłączenia są teoretycznie niewystarczające do współpracy systemu elektroenergetycznego z farmą wiatrową). Pełna standaryzacja jest możliwa po zebraniu wieloletniego doświadczenia w eksploatacji obecnie pracujących stacji VSC HVDC, jak to miało miejsce w przypadku układów HVAC.

Bibliografia

1. ABB (2013) Technical description of HVDC Light® technology.
2. ABB (2013). Building resilient and reliable AC offshore wind farm grid connections.
3. Arrillaga J., Liu Y.H., Watson N.R., Flexible Power Transmission. The HVDC Options. John Wiley & Sons, Ltd 2007.
4. Arrillaga J. i in., Non-Linear Control of VSC and CSC Systems. In Self-Commutating Converters for High Power Applications, John Wiley & Sons, Ltd. 2009.
5. Asplund G., Sustainable energy systems with HVDC Transmission. ABB Power Technologies, Power Systems, HVDC.
6. Chan-Ki K. i in., HVDC transmission: power conversion applications in power systems. John Wiley and Sons, 2009.
7. Kala Meah S.U., Comparative Evaluation of HVDC and HVAC Transmission Systems. IEEE, 2008.
8. Malhem Z. i in., Electricity transmission, distribution and storage systems. Woodhead Publishing Limited, 2013.
9. Rudervall R., High voltage direct current (HVDC) transmission systems technology review paper. Washington, USA: Energy Week 2000.
10. Ragheb M., High Voltage Direct Current for Wind Power, 2009.

Mariusz Kłos

dr inż.

Politechnika Warszawska

e-mail: Mariusz.Klos@ien.pw.edu.pl

Ukończył studia magisterskie na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej (2002). Stopień naukowy doktora uzyskał w 2007 roku. Od 2006 roku pracuje na Politechnice Warszawskiej w Instytucie Elektroenergetyki, w Zakładzie Elektrowni i Gospodarki Elektroenergetycznej. W 2011 roku odbył sześciomiesięczny staż na Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, USA.

Jego zainteresowania naukowe koncentrują się wokół sposobów integracji konwencjonalnych i alternatywnych technologii wytwórczych oraz zasobników energii z systemem elektroenergetycznym, przy wykorzystaniu układów energoelektronicznych. Jest autorem ponad 60 artykułów z obszaru generacji rozproszonej, w tym zasobników energii.

Łukasz Rosłaniec

dr inż.

Politechnika Warszawska

e-mail: Lukasz.Roslaniec@ien.pw.edu.pl

Tytuł zawodowy magistra inżyniera otrzymał w 2008 roku i został doktorantem w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej. W 2009 roku odbył czteromiesięczny staż na RWTH Aachen w Niemczech, a w 2011 roku sześciomiesięczny staż na Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, USA. W 2014 roku obronił rozprawę doktorską, która została wyróżniona. Obecnie pracuje na stanowisku adiunkta w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej.

W swoich badaniach koncentruje się głównie na zagadnieniu przekazywania energii z rozproszonych źródeł energii do sieci elektroenergetycznej. W obszarze jego zainteresowań znajdują się szczególnie problemy związane z poprawą jakości energii elektrycznej, wysokosprawną konwersją energii elektrycznej, przekształtnikami współpracującymi z rozproszonymi źródłami energii.

Józef Paska

prof. dr hab. inż.

Politechnika Warszawska

e-mail: Jozef.Paska@ien.pw.edu.pl

Absolwent Politechniki Warszawskiej. Jest profesorem nauk technicznych (od 2007), profesorem zwyczajnym, kierownikiem Zakładu Elektrowni i Gospodarki Elektroenergetycznej PW, członkiem Komitetu Problemów Energetyki przy Prezydium PAN oraz Komitetu Elektrotechniki PAN, przewodniczącym Komitetu Energetyki Jądrowej SEP. Jego zainteresowania naukowe dotyczą technologii wytwarzania energii elektrycznej, w tym wytwarzania rozproszonego i wykorzystania odnawialnych zasobów energii, gospodarki elektroenergetycznej i ekonomiki elektroenergetyki, niezawodności systemu elektroenergetycznego i bezpieczeństwa zasilania w energię elektryczną. Autor ponad 300 artykułów i referatów oraz 11 monografii i podręczników akademickich.

Karol Pawlak

dr inż.

Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki

e-mail: Karol.Pawlak@ien.pw.edu.pl

Doktor nauk technicznych Wydziału Elektrycznego Politechniki Warszawskiej. W swojej karierze zawodowej realizował jako lider zespołów projektowych procesy inwestycyjne związane z budową infrastruktury elektroenergetycznej na terenie całej Polski.

Adiunkt w Zakładzie Elektrowni i Gospodarki Energetycznej na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej. Ekspert i autor licznych publikacji z zakresu zarządzania ryzykiem w systemie elektroenergetycznym. Recenzent i ekspert w zakresie elektroenergetyki oceniający wnioski w ramach Programu Innowacyjna Gospodarka.