

# Selected Aspects of Interaction of DC Transmission Systems in Thyristor (LCC HVDC) and Transistor (VSC HVDC) Technologies

## Authors

Michał Kosmecki  
 Krzysztof Madajewski

## Keywords

DC transmission system, HVDC, VSC, LCC, commutation failure, interaction, voltage stability

## Abstract

The paper presents the problem of interaction between an LCC HVDC system and a VSC HVDC system. It was shown that the separate operation of an LCC HVDC system under low short circuit power conditions is possible and that at this level of short circuit power it is possible to transfer the same active power through the VSC HVDC system operating in parallel, under the condition that the inverter of this connection operates in AC voltage regulation mode. On the other hand, in certain circumstances it is this mode that may cause the LCC system operating conditions to worsen, which indicates the need for a careful analysis of such cases in order to properly adjust the settings of the relevant control systems. It has been shown that the settings of the voltage regulation system and the PLL system under normal short circuit power conditions can improve the process of the LCC HVDC system returning to operation post-disturbance, while in the conditions of reduced short circuit power they make this process more difficult.

**DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2018306**

Received: 26.02.2017

Accepted: 29.06.2017

Available online: 15.02.2019

## 1. Introduction

High Voltage Direct Current (HVDC) systems are used more and more often and constitute a significant element of power systems. Until recently, the basic applications of HVDC systems were:

- Bulk transmission over long distances using overhead lines
- Subsea connections of asynchronous areas
- Back-to-back connections.

For several years, HVDC systems have been used in:

- Connection of off-shore wind farms to on-shore AC systems
- Point-to-point connections within a synchronous system.

The planned direction of development is the construction of a DC network at sea in connection with the intensive development of off-shore wind farms.

Growing number of HVDC stations is leading to positioning converter stations of subsequent HVDC stations in the vicinity of already existing converter stations. The small electrical distance favours the formation of interactions between systems and can have a negative effect on the operation of the power system.

The small value of the ESCR (Effective Short Circuit Ratio), i.e. the ratio of short-circuit power at the connection point of the HVDC system and the rated power of the connection, also contributes to the interaction. A small ESCR value may occur under normal system operation conditions or only under disturbance conditions for systems having a high ESCR value under normal conditions.

Analysis of selected issues of parallel operation of two HVDC systems using different technologies, i.e. LCC HVDC (LCC – Line Commutated Converter) and VSC HVDC (VSC – Voltage Source Converter) is the subject of this paper.

### 1.1. Basics of LCC HVDC systems

The LCC HVDC system is a classic solution for the DC transmission system, in use since mid-20th century, which employs high power thyristors in converters. Currently, an increase in the rated power, nominal voltage and length of transmission distance is observed. The capacity can exceed 5000 MW, at voltage of 800 kV and transmission distances via overhead line up to

3000 km. Work is underway on the use of 1100 kV voltage for the transmission of 10–12 GW power over the distance of 2000 km. The largest, so far, LCC HVDC systems have been built in China and India. Details of the construction and operation of LCC HVDC systems can be found in [3, 6], among others.

An important application of LCC HVDC technology are subsea connections of non-synchronous areas. Many such connections have been implemented in Europe. The largest are the NorNed connection, between Norway and the Netherlands, with the following parameters: rated power – 700 MW, cable length – 580 km, voltage –  $\pm 450$  kV. Under construction is a connection between Norway and the UK with a length of 750 km and a rated power of 1400 MW. The SwePol Link connection between Poland and Sweden also belongs to this class of systems. LCC HVDC technology is a mature and proven solution with low power losses (less than 0.7% per converter). However, its use faces restrictions, where:

- The connection point of the converter station has a too low value of short-circuit power in relation to the rated power of the connection
- It would be appropriate to implement a multi-terminal connection
- There is a significant risk of improper valve commutation in the inverter (so-called commutation failure) in case of disturbance in the network's AC supply voltage supplying the inverter
- No AC voltage source on the inverter's side, the LCC HVDC system cannot work under these conditions.

## 1.2. Basics of VSC HVDC systems

The mentioned restrictions do not constitute a significant limitation in the application of HVDC systems in the VSC HVDC technology, which has been developing since 1997. The basic difference compared to traditional LCC technology results from the use of switchable elements in VSC HVDC systems, capable of switching off at any time, and not only when the current passes through zero, as is the case of standard thyristors. In practice, IGBT transistors are used almost exclusively as switchable elements in VSC HVDC systems. Currently, point-to-point systems up to 1200 MW with cross-linked polyethylene cables and 500 kV voltage are used. VSC HVDC systems have higher losses than LCC HVDC systems. For solutions with PWM modulation this is about 1.7% per converter, and for MMC (Modular Multi-Level Converter) solutions, losses are limited to about 1% per converter.

Using the VSC converter, it is possible to control the amplitude, phase as well as the frequency of the output voltage. This means that the VSC converter covers four quadrants of the PQ plane and can work as a rectifier or inverter, whereas in both cases the generation or consumption of reactive power is possible. Active and reactive power can be independently controlled by changing the phase angle or amplitude of the output voltage in relation to the AC current. Changes in the active power flow direction in the VSC HVDC system are made by changing the direction of the current in the DC circuit while maintaining the voltage polarisation.

Details of the construction and operation of VSC HVDC systems can be found in [1, 7], among others.

## 1.3. Parallel operation of DC transmission systems

In view of the growing number of DC transmission systems, resulting from the need to increase the possibility of interarea power exchange, among other things, the electrical distance between consecutive systems decreases. The measure of the impact of one system on the other is the MIIF (Multi Infeed Interaction Factor) [13], expressing the ratio of the AC voltage change of the one inverter due to a unit voltage change in the inverter station of another connection. The MIIF value equal to zero means no interaction, while MIIF close to unity implies a strong interconnection, in particular the danger of propagating disturbance from one system to another. Widely used to pre-evaluate the interaction between LCC HVDC systems, MIIF does not apply to VSC HVDC systems, since in the vast majority of cases they operate in AC voltage regulation mode and any induced voltage changes are immediately compensated. In addition, VSC HVDC class connections have not been installed in close proximity to other systems, but this is changing. Examples include EstLink 1 and 2 [14] between Estonia and Finland (350 MW VSC and 650 MW LCC respectively), and Skagerrak 3 and 4 between Denmark and Norway (500 MW LCC and 715 MW VSC respectively) [15], as well as planned connections of offshore wind farms to the on-shore system, including connections to the Polish Power Grid [16, 17].

While the case of mutual interaction of LCC systems can be considered only in the category of problems in the cooperation of these systems, manifesting, among others, in the form of propagation of temporary overvoltage and commutation failures or interaction of control systems, the proximity of VSC HVDC systems for LCC systems should be beneficial due to the possibility of smooth and quick change of reactive power offered by VSC HVDC systems, particularly useful for supporting the AC system during disturbance in the network. This paper aims to present the influence (interaction) of the VSC system on the LCC system's operation located in proximity for selected disturbances in the system operation.

## 2. Operation of DC systems in conditions of reduced short-circuit power

The operation of the inverter of the LCC HVDC connection in reduced short-circuit power conditions is connected mainly with problems with the occurrence of commutation failures. These are dynamic problems, the analysis of which requires the simulation of an as accurate as possible 3-phase model in an EMTP class program (program for analysing electromagnetic phenomena). This issue is discussed in more detail later in the paper.

The low short-circuit power also helps to visualise the interactions occurring between the HVDC system and the AC system. The interaction is based on the fact that the operation of the LCC HVDC system has influence on the AC voltage conditions in the converter stations. Because the VSC HVDC system is capable of regulating the voltage in the AC system, and thus will be involved in the discussed interaction, this topic is presented below.

## 2.1. Interaction between DC and AC systems

The interaction between the DC and AC systems in steady state is most convenient to be analysed using the maximum power curve (MPC) [9]. The MPC curve shows how much DC current can rise until the further increase does not result in an increase in the power transmitted via the connection. Such an operating point is referred to as maximum available power (MAP), beyond which there is an unstable zone of operation. The mechanism of losing stability is as follows – lowering the AC voltage on the inverter side will reduce the DC voltage in the DC circuit. The basic operating mode of the rectifier in normal states is to regulate the transmitted active power  $P_{dc}$ , so the way to restore power  $P_{dc}$  will be to increase the DC current in the connection. The higher DC current means an increased consumption of reactive power by the converter, which leads to further voltage reduction on the AC side. If this change is not compensated or the link does not change the operating mode, the cycle will repeat until the system is completely stopped.

The mechanism of interaction between the LCC HVDC system and the AC system described above can be interrupted. When the voltage drops in the DC circuit (typical values are  $U_{dc} < 0.75–0.85$  p.u.), the rectifier should switch from power regulation to regulation of  $I_{dc}$  current. Return to power regulation occurs when  $U_{dc} > 0.95$  p.u. for at least 100 ms. Such working conditions ( $I_{dc} = \text{const}$ ) are more beneficial from the point of view of reducing the risks of loss of voltage stability in comparison to the operation  $P_{dc} = \text{const}$ . The inverter in a normal state and state with high ESCR value usually works with the criterion of the minimum extinction advance angle (min.  $\gamma$ ). In the conditions of low ESCR

value on the inverter side, regulation according to the criterion of min.  $\gamma$  does not ensure stable operation of the system post-disturbance. In these operating conditions, better properties are obtained when the regulation is carried out according to the DC voltage in the DC circuit ( $U_{dc} = \text{const}$ ).

It should be noted that reaching the MAP level in real operating conditions may not be possible, because the corresponding DC current may be too high or the AC voltage will be so low that appropriate protection devices will be activated. However, MPC curves find application as a planning or theoretical-analytical tool.

The MPC curves for the LCC HVDC connection, operating in constant power (rectifier) and constant gamma (inverter) mode, for three short-circuit power quantities, changed on both sides of the connection, are shown in Fig. 1a. Also shown are changes in voltage on the rectifier and inverter terminals (coloured dashed lines). At low short-circuiting power (ESCR = 2.5), the value of MAP is slightly higher than rated power (MAP = 1.14 p.u.,  $I_{MAP} = 1.4$  p.u.). An almost twofold increase in short-circuit power causes an MAP increase by only 0.42 p.u. In addition, it has been shown that the drop in short-circuit power to the level corresponding to ESCR = 1.3 will result in that the rated power will correspond to the MAP level. Operation of the system in such conditions and with even lower short-circuit power requires changes to the regulation mode as described above.

Conditions for the operation of VSC HVDC systems under reduced short-circuit power are in principle similar [10], i.e. the MAP value also depends on the SCR coefficient<sup>1</sup> as well as on the network impedance angle at the connection point and the

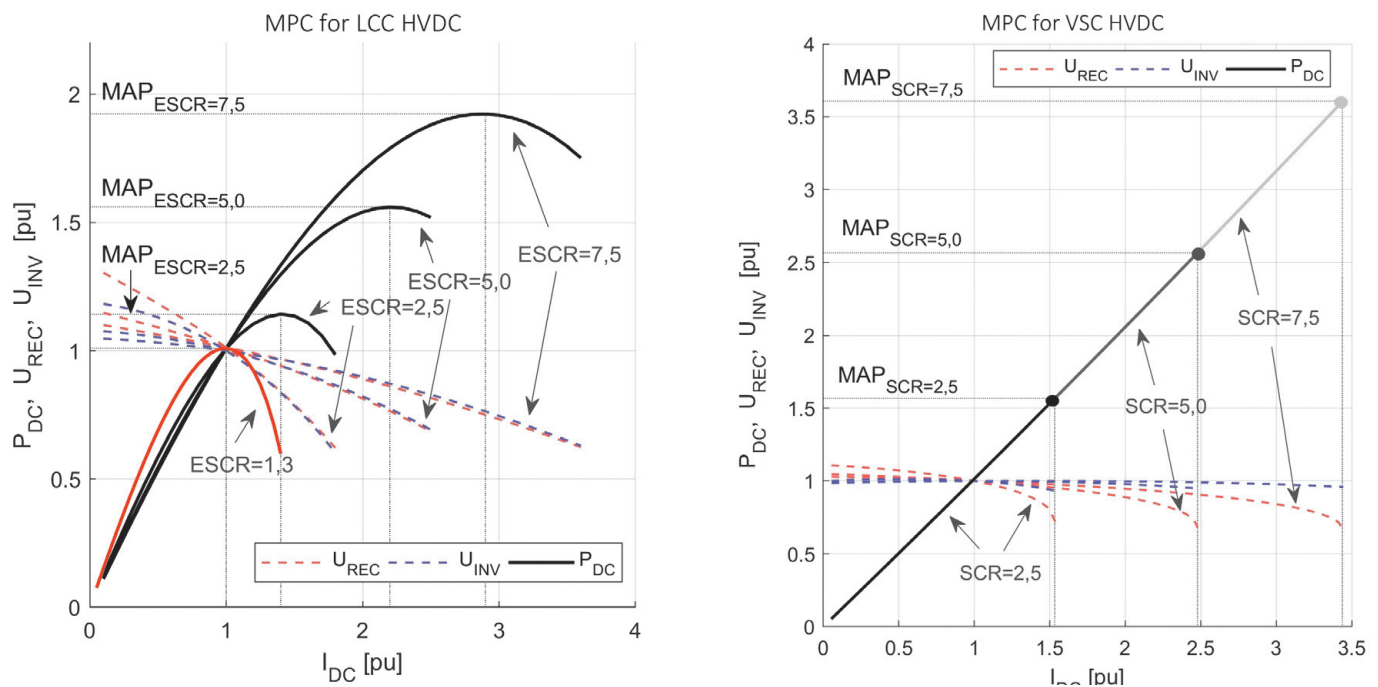


Fig. 1. Comparison of MPC curves for the a) LCC HVDC connection, b) VSC HVDC connection for same levels of short-circuit power

<sup>1</sup> The limitation resulting from the minimum level of short-circuit power does not apply to the possibility of VSC HVDC systems operating in a passive system (which does not have its own voltage sources), in which it is necessary to change the way the phase-locked loop is used, from voltage phase tracking to its setting. This is an analogy to island operation and network operation for the synchronous generator governor (speed controller).

converter operation mode. Fig. 1b shows the MPC curves for the VSC system in which – in order to make a meaningful comparison with the LCC system – it was assumed that the VSC connection’s converters operate in the reactive power regulation mode in the PCC with the set value equal to zero. The comparison shows that under the same system conditions, the VSC class connection can safely transmit power at a higher level, and the higher the short-circuit power, the greater the difference. In practice, converters rarely operate with constant reactive power, because the voltage regulation mode in PCC offered by voltage converters is used, which significantly increases the power transmission capacity. AC voltage regulation of the converter makes the AC system have a similar characteristics to the ideal voltage source. Then the linear MPC characteristic for the VSC system will be limited primarily by all nominal parameters of the primary circuits, which have their reflection in the PQ characteristics of the converter and the maximum level of AC voltage on the converter side. Stability reserves are so large compared to LCC HVDC systems operating under the same conditions that it is usually accepted to omit the amount of short-circuit power as a criterion for the operation of these systems. However, also in this case the quality of regulation depends on the short-circuit power.

## 2.2. Work in disturbance states

At low ESCR values, dynamic problems, critical to ensuring correct operation of the inverter, prevail. The rectifier, due to small firing angle (15–20°), even at low ESCR usually works correctly.

Obtaining the possibility of stable operation of the HVDC system at low ESCR requires analysis and adjustment of the PI regulators settings, in particular PLL (Phase Locked Loop) regulators. This system is responsible for indicating equidistant time moments in which triggers are sent to the converters’ thyristors.

The description of the structure and selection of standard parameters of control systems is presented extensively in the literature, including in [3, 5, 6]. In practice, often it is only the supplier who has full knowledge about the important details of the implemented systems. Standard models and publicly available information, often coming from the manufacturers themselves, are used in the research. Models and parameters of LCC HVDC link’s control systems, adopted in this paper, use data on the Poland – Sweden (SwePol Link) connection, available in [2, 4, 5], among others. The rated power of the system is 600 MW, the length of the connection is about 250 km at 450 kV. A model with the same rated power (600 MW) and cable connection length (250 km) has been developed for the VSC HVDC system, but at a rated voltage of  $\pm 320$  kV. A connection is mapped based on a two-level voltage converter with PWM modulation and current regulation in a rotating reference frame, using PI regulators.

Lack of multiple commutation failures and a smooth return to the pre-disturbance state after the occurrence of 1-phase short-circuit in the 400 kV network on the inverter side was assumed as a criterion of stable operation for the LCC HVDC link. The aforementioned adjustment of LCC HVDC connection’s parameters and operating mode allowed for stable operation at rated

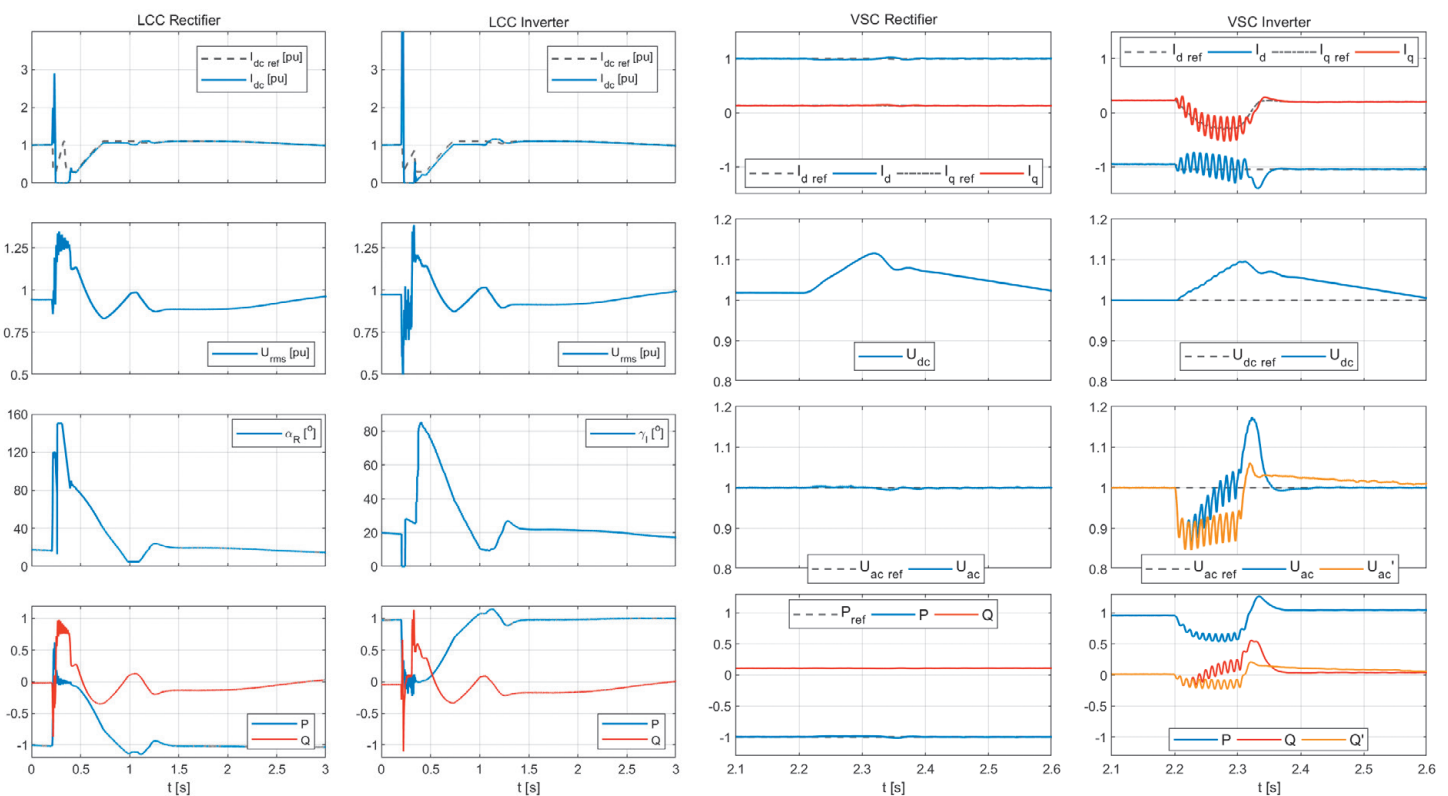


Fig. 2. Single-feed operation of HVDC systems: response to a 1-phase fault removed with a time of 100 ms for ESCR = 2.5; active and reactive power measured on bus bars A and B – a positive sign was assumed for active power transmitted to the grid by the inverter and reactive capacitive power; The orange colour indicates the waveforms for the changed voltage regulator settings adjusted for the parallel operation of both systems at low ESCR

conditions at short-circuit power on bus bars equal to 1800 MVA, which corresponds to the ESCR value of 2.5. Appropriate waveforms are shown in Fig. 2.

These waveforms confirm the different behaviour of both systems in response to the same disturbance. It takes approx. 750 ms to bring back the power transfer to the pre-disturbance level for the LCC HVDC system and approx. 130 ms for the VSC HVDC system. In the LCC HVDC inverter, a single ground fault generates a commutation failure that temporarily stops the power transmission via the connection. With the decrease of active power, the consumption of reactive power decreases, which results in a temporary increase of alternating voltage on both sides of the system to the level of 1.25 p.u.

Unlike the LCC HVDC system, the VSC HVDC does not transfer the effects of disturbance to the other side. Both active power transmission and voltage regulation were not disturbed on the rectifier side. What is visible, however, is the overshoot in the waveform of DC voltage on both sides of the system. Its cause lies in the operation of the current limiter, whose operating point before the disturbance was close to the rated current. On the inverter side, however, the transmission did not stop, and the converter reduced the voltage dip to 0.9 p.u.

### 3. Model of LCC HVDC and VSC HVDC working in parallel

The parallel operation of the systems has been tested using the model shown in Fig. 3, in which the short-circuit power and the distance between the converter stations of both systems were shaped by changing the specified impedances. The network stiffness variants corresponding to the ESCR coefficient of 2.5, 5 and 7.5 and three variants of the distance between the inverter stations: 2 km, 100 km and 200 km were tested. The second variant corresponds to positioning the converter station of the second connection in the Dunowo station, the third in the Krajnik station. The operation in the AC voltage control mode was assumed for both converters of the VSC HVDC link. The VSC1 rectifier controlled the active power, the VSC2 inverter the DC voltage.

The results of static analyses in the form of MPC curves are presented below. They were constructed assuming an even DC current increase in both systems. On the side of the AC1

system, large short-circuit power was modelled corresponding to  $ESCR = 15$ , using impedance  $Z_{1L}$  and  $Z_{1V}$ ; impedance  $Z_1$  is left at zero, which practically eliminates the mutual influence of converters on the rectifiers side. The analyses showed an improvement in the operating conditions of the LCC HVDC connection in steady states, in particular:

- The improvement is the greater, the closer the VSC system is located relative to the LCC system
- In the variant of the same location, the possibility of feeding much more power to the system arises; the MAP level of the LCC HVDC system is definitely higher (compare Fig. 1) even though there is the VSC HVDC link in operation. Detailed analysis of the curves for this variant (Fig. 4) indicates a change in their character, because the MAP level is achieved not by the criterion of voltage but angle stability (the nature and magnitude of changes in the power angle depicted in the lower part of the graphs indicates the possibility of static imbalance). It should be noted that according to Fig. 4, regardless of the distance, the point corresponding to the rated power of both systems working in parallel is stable. If we assume the operation of two LCC HVDC systems, then the ESCR of such a parallel system would equal to 1.0, which according to Fig. 1a would be an unstable variant of operation in power regulation mode (critical ESCR equals 1.3)
- A similar character of changes is observed in case of making both systems more apart. In the 100 km variant, system support in the form of voltage support by the VSC converter is still evident, though at a lower level. With low short-circuit power, the influence of both criteria on the collapse of the MPC curve is visible. For higher short-circuit powers, the MPC curves for the HVDC LCC system have a characteristic shape, which indicates a lower beneficial effect of the VSC system
- Even in the case of a large distance of the systems (200 km), an improvement in the operation conditions of the LCC HVDC system is visible.

In the further part of the paper, the impact of selected dynamic aspects of the operation of the VSC HVDC on the operating conditions of the LCC HVDC were examined. Similarly to the analysis of the independent operation of the systems, in parallel operation stable recovery to normal operation by the LCC system after a single ground fault on the inverter side on the  $B_L$  bus bars

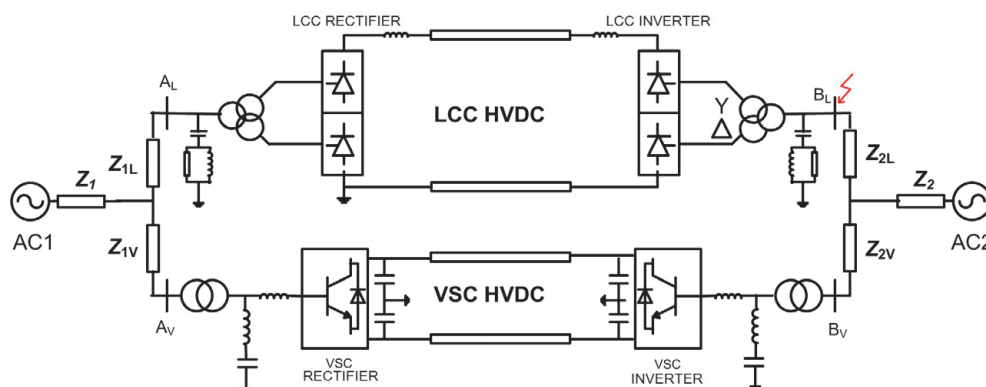


Fig. 3. Diagram of parallel LCC HVDC and VSC HVDC systems

was assumed as a criterion. The rectifiers in both systems worked with impedance  $Z_2$  equal to zero and at low short-circuit powers. Fig. 5 shows the waveforms of active and reactive power and voltage on the bus bars of both inverters for three line lengths, for short-circuit power corresponding to the ESCR of 5. The close proximity of the VSC converter with AC voltage control improves the conditions for the return to normal operation of the LCC HVDC link after the commutation failure. The return to the initial operating state takes about 200 ms faster than in the variant with the distance between the inverters of 100 km and 350 ms faster than in the 200 km variant. With relatively high short-circuit power, this is the most important difference.

In the variant with a low short-circuit power (ESCR = 2.5), the following elements are the most important for the correct operation of the systems, in particular when the converters are located close to each other:

**a) Phase loop**

In both HVDC systems, in the IGBT thyristor (LCC) or transistor (VSC) control system, a phase loop is used. The purpose of the PLL system is to provide a reference phase signal synchronised with the AC voltage. In the LCC HVDC system, this signal is used for indicating equidistant time moments in which triggers are sent to the converters' thyristors. In the VSC HVDC system, the PLL signal is used with transformations between different reference systems (abc,  $\alpha\beta$ , dq0) and to determine the relative position between the network voltage and the voltage generated at the output of the VSC HVDC system, and consequently to control the IGBT transistors. In both applications, the possibility of correct operation of the HVDC system at low ESCR values requires analysis and adjustment of the regulator system settings (PI or PID)

to the network conditions [18–20]. Too fast a system (high gain, small time constant) can lead to instability and negative interaction of systems

**b) AC voltage controller of the VSC HVDC**

An analogous problem concerns the voltage control system, in which, on the one hand, high values of gains reduce the voltage dip during a short circuit, but on the other hand they cause a significant overshoot after it ceases (waveforms marked blue and orange in Fig. 2). The accepted criterion of a single commutation failure in the assumed network conditions could be fulfilled only after changing the voltage controller settings of the VSC HVDC inverter.

The comparison of the waveforms for the two sets of settings shown in Figs. 6 and 7 shows that too fast voltage regulation by the VSC HVDC inverter can hinder the LCC HVDC system's recovery after the disturbance. There is an unfavourable interaction between the LCC HVDC connection's current regulator and the VSC system's voltage regulator. The interaction characteristics is as follows – by stabilising the AC voltage the voltage controller contributes to a faster rebuilding of the DC voltage in the LCC system. As a result, the VDCOL system, conditioning the DC current setpoint, allows higher current setpoints, which increases the reactive power consumption of the thyristor converter. As a result of this, and with DC voltage still below the nominal value, the commutation angle  $\mu$  is decreased and the extinction advance angle  $\gamma$  is reduced. Both these angles affect the reactive power consumption of the converter, and therefore also the voltage on the busbars of the LCC system's inverter station. As shown in the following simulations, in the extreme case, the gamma angle can be so low that another commutation

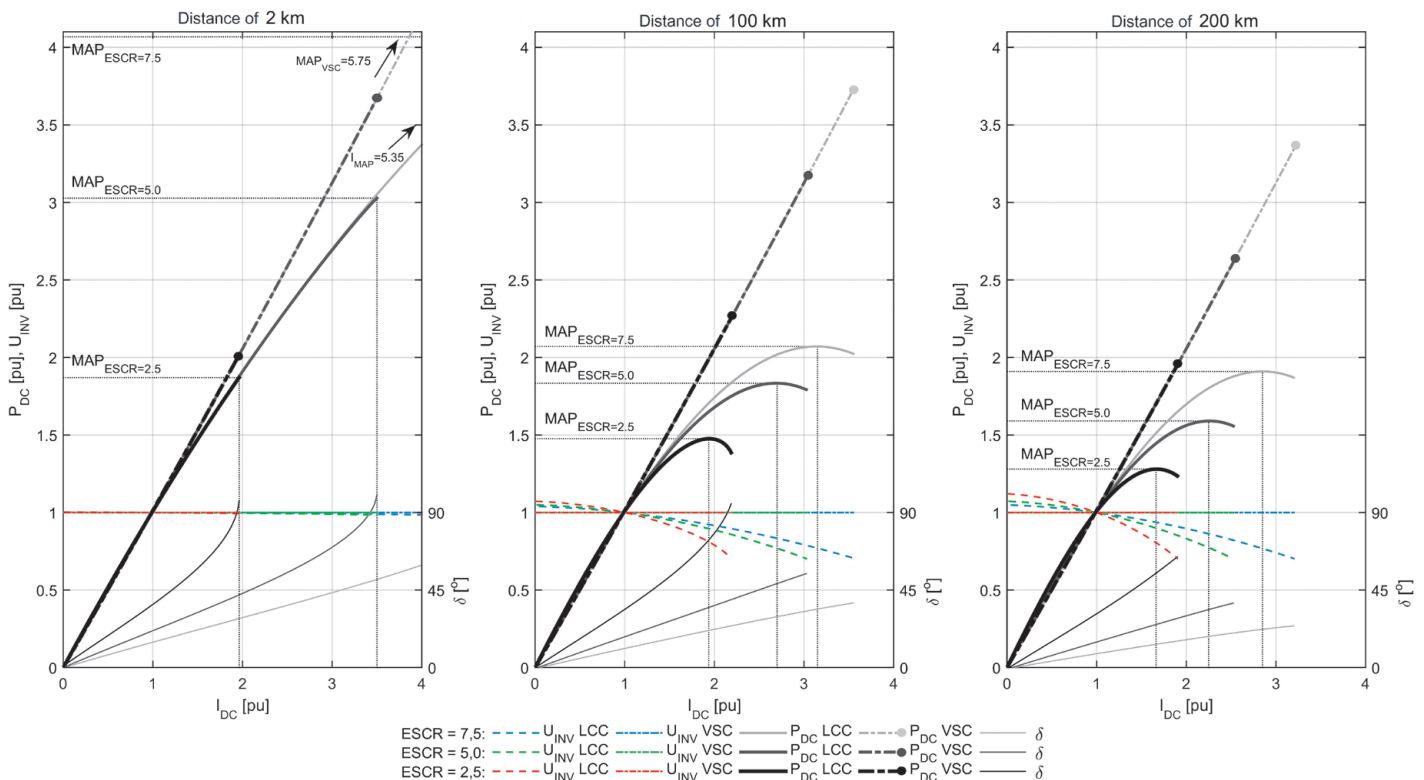


Fig. 4. MPC curves for parallel operation of LCC HVDC and VSC HVDC

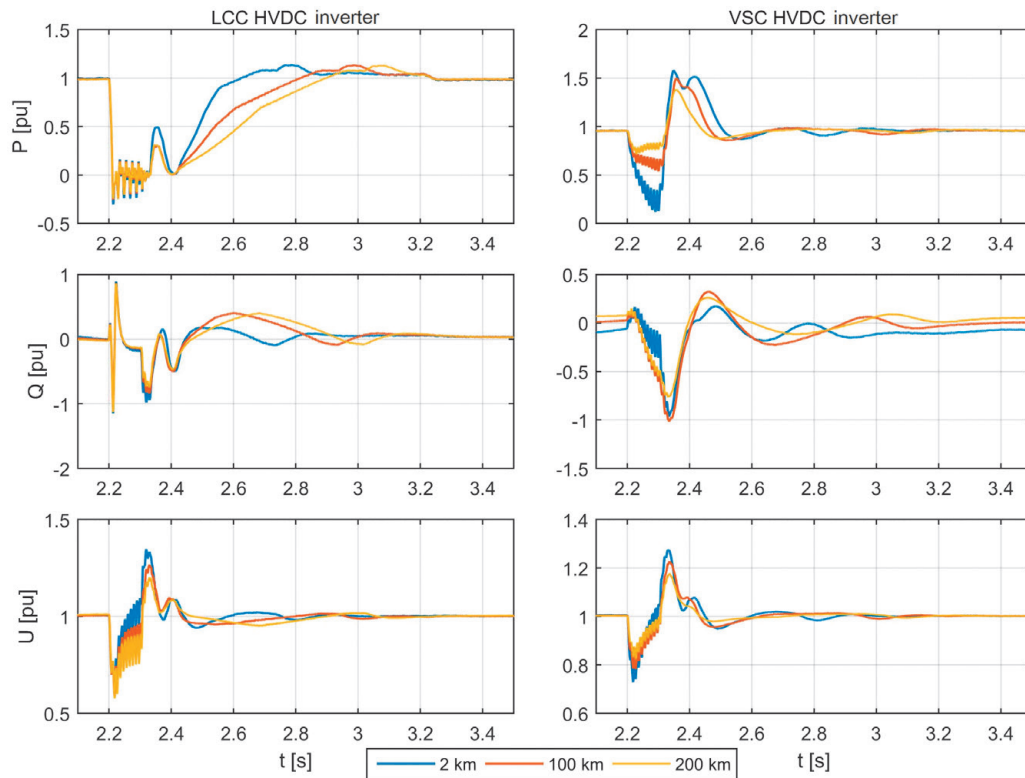


Fig. 5. Parallel operation of the LCC HVDC and VSC HVDC systems: response to a 1-phase fault removed at 100 ms for  $ESCR = 5.0$ ;  $P, Q$ : active and reactive power measured on buses A and B – a positive sign for active power transmitted to the grid by the inverter and capacitive reactive power was assumed,  $U$ : voltage on buses  $B_L$  and  $B_V$

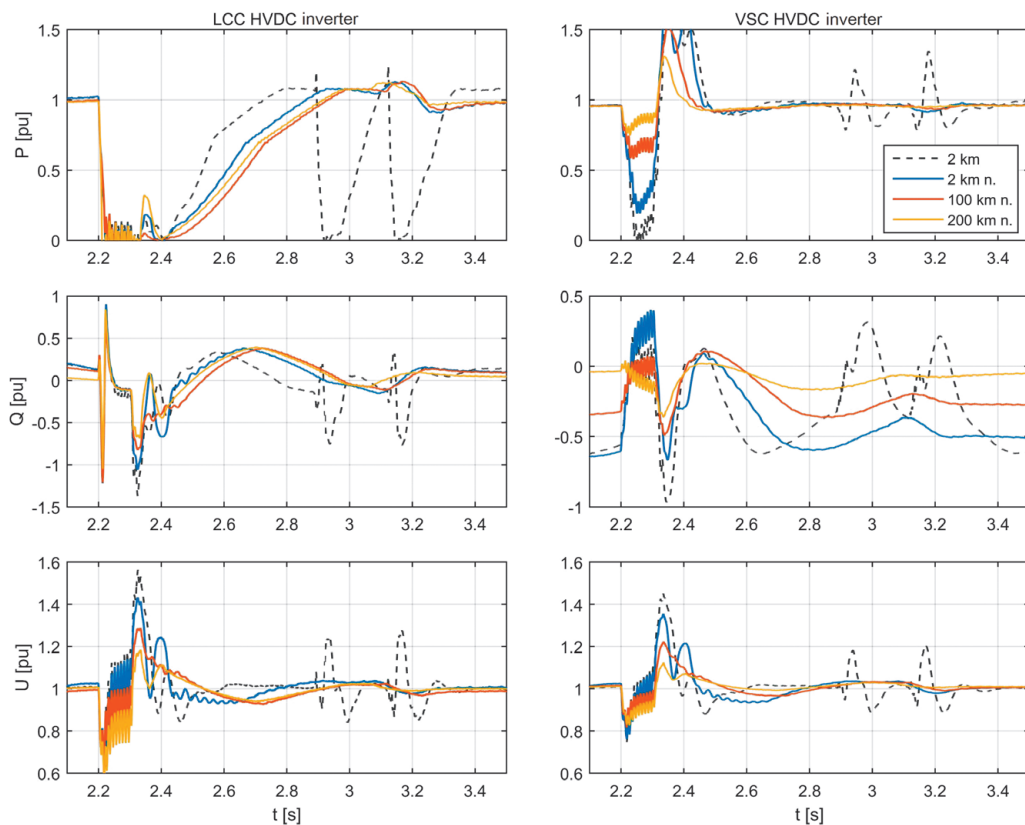


Fig. 6. Parallel operation of HVDC systems: response to a 1-phase fault removed at 100 ms for  $ESCR = 2.5$ ;  $P, Q$ : Active and reactive power measured on buses A and B – a positive sign for active power transmitted to the grid by the inverter and reactive capacitive power was assumed;  $U$ : voltage on buses  $B_L$  and  $B_V$ ; the dashed line indicates the waveforms for the unchanged settings of the VSC HVDC inverter control system; the symbol “n” indicates the waveforms for the new set of settings for this controller

failure will occur. Schematically, this process is shown in Fig. 7 (right side).

Interaction between the LCC HVDC system, which during the recovery process after the commutation failure increases the reactive power consumption and the AC system (including filters and capacitor banks in the converter station), from which this power is sent, is changed by the VSC converter. The closer both converters are located to each other, the greater the contribution of the VSC converter in the interaction discussed. In the case of low short-circuit power, the intensity of interaction can be so large that re-analysis and selection of VSC converter voltage control parameters may be necessary.

#### 4. Summary

This paper presents the problem of interaction between the LCC HVDC system and the VSC HVDC system under conditions of low short-circuit power. It was shown that the separate operation of an LCC HVDC system under conditions corresponding to  $ESCR = 2.5$  is possible and that at this short circuit power level it is possible to deliver the same active power through the VSC HVDC system operating in parallel, provided that the VSC inverter operates in AC voltage control mode. On the other hand, in certain circumstances it is this mode that may deteriorate operating conditions for LCC HVDC, which indicates the need for a careful analysis of such cases in order to properly adjust the settings of the relevant control systems. It has been shown that the settings of the voltage controller and the PLL under normal short circuit power conditions can improve the process of the LCC HVDC system returning to operation post-disturbance, while in the

conditions of reduced short circuit power they can make this process more complicated.

#### REFERENCES

1. Arrillaga J. et al., "Self-Commutating Converters for High Power Applications", Wiley, 2009.
2. Kosmecki M., "Praca układu przesyłowego prądu stałego (HVDC) w warunkach obniżonej mocy zwarciowej" [Operation of the DC transmission system (HVDC) under conditions of reduced short-circuit power], „Aktualne problemy w elektroenergetyce” [Current problems in power engineering] Conference, Jurata 2009.
3. Kimbark E.W., "Direct Current Transmission", Wiley-Interscience, 1971.
4. Madajewski K., "Modele dynamiczne systemu elektroenergetycznego do badania układów przesyłowych prądu stałego" [Dynamic models of the power system for the study of DC transmission systems], *Prace Instytutu Energetyki* [Papers from the Institute of Power Engineering], Vol. 25, 2003.
5. Madajewski K., System przesyłowy prądu stałego (HVDC) Polska – Szwecja [DC transmission system (HVDC) Poland – Sweden], *Automatyka Elektroenergetyczna*, No. 1, 2000.
6. High-Voltage Direct Current Handbook, Electric Power Research Institute, 1994.
7. VSC Transmission, CIGRE, Report 269, WG B4.37, 2005.
8. Commutation Failures Causes and Consequences, CIGRE, Report 103, WG 14.05, 1995.
9. Guide for planning DC links terminating at ac systems locations having low short-circuit capacities, part I: AC/DC interaction phenomena,

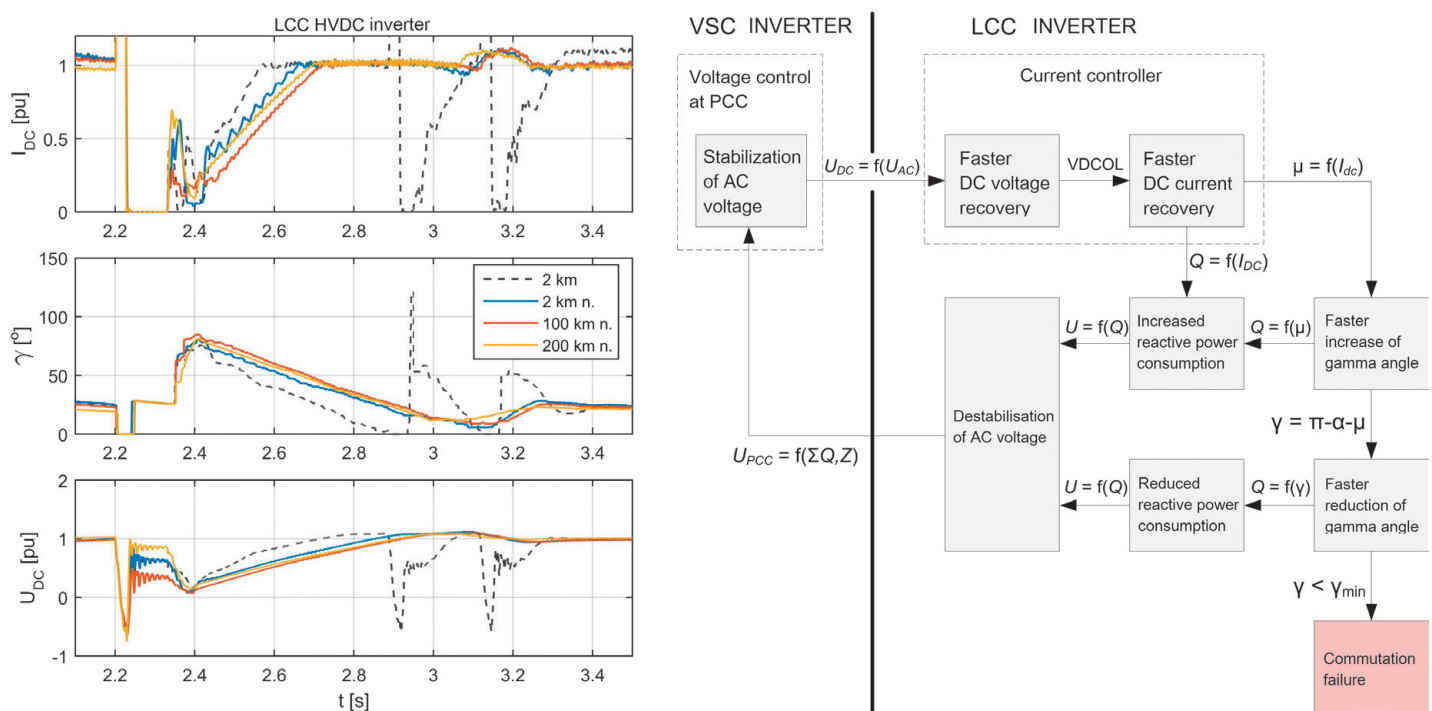


Fig. 7. Parallel operation of systems, on the left: response to a single-phase fault removed at 100 ms for  $ESCR = 2.5$ ;  $I_{DC}$ : inverter DC current,  $\gamma$ : gamma angle,  $U_{DC}$ : inverter DC voltage; the dashed line indicates the waveforms for the unchanged settings of the VSC HVDC inverter controller; the symbol "n" indicates the waveforms for the new set of settings of this regulator; right: block diagram of the interaction between the LCC HVDC connection and the VSC HVDC



- CIGRE, Report 68, Work group CIGRE 14.07, Work group IEEE 15.05.05, 1992.
10. Zhou J.Z., Gole A.M., "Rationalisation and validation of DC power transfer limits for voltage sourced converter based high voltage DC transmission", IET Generation, Transmission & Distribution, Vol. 10, No. 6, 2016.
  11. Vardikar M. et al., "AC-DC Interaction Study for Upcoming  $\pm 800$  kV, 3000 MW Champa Kurukshetra HVDC Link", Paper No. B4-110, CIGRE, Paris 2016.
  12. De Simone M. et al., "Commutation failures mitigation in multi-infeed network with high renewable", Paper No. B4-125, CIGRE, Paris 2016.
  13. Systems with Multiple DC Infeed, CIGRE, Report 364, WG B4-41, 2008.
  14. Rauhala T, Laasonen M., Kilter J., "Smooth coordination and management of impact of EstLink 2 transmission testing on electricity markets, power system operations and system technical performance", Paper No. B4-103, CIGRE, Paris 2016.
  15. Midtsund T. et al., "Experience from a bipolar HVDC system with a Voltage Source Converter and a Line Commutating Converter", Paper No. B4-129, CIGRE, Paris 2016.
  16. "Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszlego zapotrzebowania na energie elektryczna na lata 2016–2025" [Development plan for meeting current and future electricity demand in 2016–2025], Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA, Konstancin-Jeziorna, 10 November 2015.
  17. Blažauskas N., Włodarski M., Paulauskas S., "Perspektywy rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w krajach południowo-wschodniego Bałtyku", raport z projektu INTERREG IVA South Baltic Offshore Wind Energy Regions [Prospects for the development of offshore wind energy in the countries of the south-east Baltic, report on the INTERREG IVA South Baltic Offshore Wind Energy Regions project], SB OFF.E.R, 2013.
  18. Awad H, Svensson J., Bollen M., "Tuning Software Phase-Locked Loop for series connected Converters", IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 20, No. 1, 2005.
  19. Bae B., Han B., "Novel structure of three-phase phase-locked loop with robustness against disturbance", European Transaction on Electrical Power, No. 19, 2009.
  20. Zhou J.Z. et al., "Impact of Short-Circuit Ratio and Phase-Locked-Loop Parameters on the Small-Signal Behavior of a VSC-HVDC Converter", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 29, No. 5, 2014.

### Michał Kosmecki

Gdańsk Branch of the Institute of Power Engineering

e-mail: m.kosmecki@ien.gda.pl

After graduating from the Faculty of Electrical and Control Engineering in the field of automation and robotics at Gdańsk University of Technology, he joined the Institute of Power Engineering, Gdańsk Branch, where he has been working since 2007. He is currently an assistant in the position of project manager in the System Analyses team. He has participated in many research projects and expert analyses devoted to modelling and stability of the power system, development of wind energy and smart networks. He is particularly interested in modelling and analysis of DC transmission systems (HVDC).

### Krzysztof Madajewski

Gdańsk Branch of the Institute of Power Engineering

e-mail: k.madajewski@ien.gda.pl

He has been the Director of the Institute of Power Engineering since 1990. He is interested in control and regulation of power systems and DC transmission systems. He has managed many research and implementation projects carried out for the national power industry as well as EPRI and UCTE (currently ENTSO-E).

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 77–85. When referring to the article please refer to the original text.

PL

## Wybrane aspekty interakcji układów przesyłowych prądu stałego w technologii tyrystorowej (LCC HVDC) i tranzystorowej (VSC HVDC)

### Autorzy

Michał Kosmecki  
Krzysztof Madajewski

### Słowa kluczowe

układ przesyłowy prądu stałego, HVDC, VSC, LCC, przewrót komutacyjny, interakcja, stabilność napięciowa

### Streszczenie

W artykule przedstawiono problem interakcji pomiędzy układem LCC HVDC a VSC HVDC. Pokazano, że samodzielna praca układu LCC HVDC w warunkach niskiej mocy zwarciowej jest możliwa oraz że przy tym poziomie mocy zwarciowej możliwe jest dodatkowe wyprowadzenie takiej samej mocy czynnej przez równoległe pracujący układ VSC HVDC, pod warunkiem że falownik tego łącza będzie pracował w trybie regulacji napięcia AC. Z drugiej strony w określonych okolicznościach to właśnie ten tryb może być przyczyną pogorszenia warunków pracy układu LCC, co wskazuje na potrzebę dokładnej analizy takich przypadków w celu właściwego doboru nastaw odpowiednich układów regulacji. Pokazano bowiem, że nastawy układu regulacji napięcia i układu PLL w warunkach normalnej mocy zwarciowej potrafią usprawnić proces powrotu do pracy układu LCC HVDC po zakłóceniach, natomiast w warunkach obniżonej mocy zwarciowej ten proces utrudniają.

Data wpływu do redakcji: 26.02.2017

Data akceptacji artykułu: 29.06.2017

Data publikacji online: 15.02.2019

### 1. Wprowadzenie

Układy przesyłowe prądu stałego (HVDC – *High Voltage Direct Current*) są coraz częściej stosowane i stanowią znaczący element systemów elektroenergetycznych. Do niedawna podstawowymi zastosowaniami układów HVDC były:

- przesył dużych mocy na znaczne odległości liniami napowietrznymi
- połączenia podmorskie obszarów asynchronicznych
- połączenia *back-to-back*.

Od kilku lat układy HVDC znajdują zastosowanie w:

- przyłączeniach farm wiatrowych *off-shore* do systemów AC na lądzie
- połączeniach punkt-punkt w obrębie systemu synchronicznego.

Planowanym kierunkiem rozwoju jest budowa sieci DC na morzu w związku z intensywnym rozwojem farm wiatrowych *off-shore*.

Zwiększanie liczby instalacji HVDC coraz częściej prowadzi do usytuowania stacji przekształtnikowych kolejnych instalacji w pobliżu już istniejących stacji. Niewielka odległość elektryczna sprzyja powstawaniu interakcji między układami i może wywoływać negatywne skutki dla pracy systemu elektroenergetycznego. Interakcji sprzyja także mała wartość ESCR (*Effective Short Circuit Ratio*), to jest stosunku mocy zwarciowej w miejscu przyłączenia układu LCC HVDC do mocy znamionowej łącza. Mała wartość ESCR może występować w warunkach normalnych pracy układu lub tylko w warunkach zaburzeń dla układów cechujących się wysoką wartością ESCR w warunkach normalnych.

Analiza wybranych zagadnień równoległej pracy dwóch układów HVDC o odmiennych

technologiach, tj. układu LCC HVDC (LCC – *Line Commutated Converter*) i VSC HVDC (VSC – *Voltage Source Converter*) jest przedmiotem niniejszego artykułu.

#### 1.1. Podstawy układów LCC HVDC

Układ LCC HVDC to klasyczne rozwiązanie układu przesyłowego prądu stałego, stosowane od połowy XX wieku, wykorzystujące w przekształtnikach tyrystory dużej mocy. Obecnie obserwuje się wzrost znamionowej mocy, wartości napięcia nominalnego oraz długości linii przesyłowych prądu stałego. Przesyłane moce sięgają 5000 MW, przy napięciach 800 kV i odległościach przesyłu liniami napowietrznymi do 3000 km. Trwają prace nad wykorzystaniem napięcia 1100 kV dla przesyłu moce 10–12 GW na odległość 2000 km. Największe, jak dotąd, instalacje LCC HVDC zbudowano w Chinach i Indiach. Szczegóły budowy i działania układów LCC HVDC można znaleźć m.in. w [3, 6].

Ważnym zastosowaniem technologii LCC HVDC są połączenia podmorskie obszarów niesynchronicznych. Wiele takich połączeń zrealizowano w Europie. Do największych istniejących należy połączenie NorNed, między Norwegią a Holandią, o parametrach: moc znamionowa – 700 MW, długość kabla – 580 km, napięcie –  $\pm 450$  kV. W budowie jest połączenie między Norwegią a Wielką Brytanią o długości 750 km i mocy znamionowej 1400 MW. Do tej klasy układów należy również połączenie SwePol Link, między Polską a Szwecją. Technologia LCC HVDC to dojrzałe sprawdzone rozwiązanie charakteryzujące się przy tym niewielkimi stratami mocy (poniżej 0,7% na przekształtnik). Jednakże jej zastosowanie napotyka na ograniczenia, tam gdzie:

- punkt przyłączenia stacji przekształtnikowej charakteryzuje zbyt mała wartość mocy zwarciowej w stosunku do mocy znamionowej łącza
- celowa jest realizacja połączenia wieloterminalowego
- występuje znaczne ryzyko niewłaściwej komutacji zaworów w falowniku (tak zwany przewrót komutacyjny) w przypadku zakłóceń w sieci napięcia przemiennego zasilającej falownik
- brak napięcia przemiennego w sieci po stronie falownika, układ LCC HVDC nie może podjąć pracy w tych warunkach.

#### 1.2. Podstawy układów VSC HVDC

Wymienione obostrzenia nie stanowią istotnego ograniczenia w stosowaniu układów HVDC w nowej, rozwijanej od 1997 roku technologii VSC HVDC. Podstawowa różnica w porównaniu z tradycyjną technologią LCC wynika z wykorzystania w układach VSC HVDC elementów wyłączalnych, zdolnych do wyłączenia w dowolnym momencie, a nie tylko przy przejściu prądu przez zero, jak to ma miejsce w standardowych tyrystorach. W praktyce w układach VSC HVDC jako elementy wyłączalne stosuje się niemal wyłącznie tranzystory IGBT. Obecnie planuje się instalacje punkt-punkt do 1200 MW z wykorzystaniem kabli z polietylenu usieciowanego o napięciu 500 kV. Układy VSC HVDC charakteryzują wyższe straty niż układy LCC HVDC. Dla rozwiązań z modulacją PWM jest to ok. 1,7% na przekształtnik, a dla rozwiązań MMC (*Modular Multi-Level Converter*) straty ograniczono do ok. 1% na przekształtnik. Wykorzystując przekształtnik VSC, można sterować amplitudą, fazą, jak również częstotliwością napięcia wyjściowego. Oznacza

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 77–85. When referring to the article please refer to the original text.

PL

to, że przekształtnik VSC pokrywa cztery kwadranty płaszczyzny PQ i może pracować jako prostownik lub falownik, przy czym w obu przypadkach z generacją lub poborem mocy biernej. Moc czynna i bierna może być niezależnie sterowana poprzez zmiany kąta fazowego lub amplitudy napięcia wyjściowego w stosunku do prądu AC. Zmiany kierunku przepływu mocy czynnej w układzie VSC HVDC dokonuje się przez zmianę kierunku prądu w obwodzie prądu stałego z zachowaniem polaryzacji napięcia. Szczegóły budowy i działania układów VSC HVDC można znaleźć między innymi w [1, 7].

### 1.3. Praca równoległa układów przesyłowych prądu stałego

Wobec rosnącej liczby układów przesyłowych prądu stałego, wynikającej m.in. z potrzeby zwiększania możliwości wymiany międzysystemowej, dystans elektryczny pomiędzy kolejnymi układami się zmniejsza. Miarą oddziaływania jednego układu na drugi jest współczynnik MIIF (*Multi Infeed Interaction Factor*) [13], wyrażający stosunek zmiany napięcia AC falownika łącza na skutek jednostkowej zmiany napięcia w stacji falownika innego łącza. Wartość MIIF równa zero oznacza brak interakcji, z kolei MIIF bliski jedności implikuje mocne wzajemne powiązanie, w szczególności niebezpieczeństwo propagacji zakłóceń z jednego układu na drugi. Szeroko wykorzystywany do wstępnej oceny interakcji pomiędzy układami LCC HVDC współczynnik MIIF nie ma zastosowania do układów VSC HVDC, gdyż w zdecydowanej większości przypadków pracują one w trybie regulacji napięcia po stronie AC i wszelkie wywoływane zmiany tego napięcia są natychmiast kompensowane. Poza tym łącza klasy VSC HVDC nie były instalowane w bliskim sąsiedztwie innych układów, co się jednak zmienia. Przykładem są układy EstLink 1 i 2 [14] pomiędzy Estonią i Finlandią (odpowiednio 350 MW VSC i 650 MW LCC), oraz Skagerrak 3 i 4 pomiędzy Danią a Norwegią (odpowiednio 500 MW LCC i 715 MW VSC) [15], jak i planowane połączenia morskich farm wiatrowych do systemu lądowego, w tym połączenia do KSE [16, 17].

O ile przypadek wzajemnego oddziaływania układów LCC można rozpatrywać jedynie w kategorii problemów we współpracy tych układów, przejawiających się m.in. w postaci propagacji przebiegów dorywczych i przewrotów komutacyjnych czy interakcji układów sterowania, o tyle sąsiedztwo układów VSC HVDC dla układów LCC powinno być korzystne ze względu na możliwość płynnej i szybkiej zmiany mocy biernej oferowanej przez układy VSC HVDC, szczególnie przydatną dla wsparcia systemu AC podczas zakłóceń w sieci. Niniejszy artykuł ma na celu przedstawienie wpływu (interakcji) na pracę układu LCC blisko zlokalizowanego układu VSC dla wybranych zakłóceń w pracy systemu.

## 2. Praca układów prądu stałego

**w warunkach obniżonej mocy zwarciowej**  
Praca falownika łącza LCC HVDC w warunkach obniżonej mocy zwarciowej wiąże się przede wszystkim z problemami z występowaniem przewrotów komutacyjnych. To problemy natury dynamicznej, których analiza wymaga symulacji możliwie dokładnego modelu 3-fazowego w programie klasy EMTP (program do analiz zjawisk elektromagnetycznych). Zagadnienie to szerzej omówiono w dalszej części artykułu.

Niska moc zwarciowa sprzyja również uwidocznieniu interakcji, do jakich dochodzi pomiędzy układem HVDC a systemem AC. Podłożem interakcji jest wpływ pracy układu LCC HVDC na warunki napięciowe w stacjach przekształtnikowych łącza. Ponieważ układ VSC HVDC ma możliwość regulacji napięcia w systemie AC, a tym samym będzie brał udział w omawianej interakcji, temat ten przybliżono poniżej.

### 2.1. Interakcja pomiędzy systemem DC i AC

Interakcję pomiędzy systemem DC i AC w stanach ustalonych najwygodniej analizować przy wykorzystaniu krzywych maksymalnych mocy (MPC – *Maximum Power Curve*) [9]. Krzywa MPC obrazuje, jak bardzo może wzrosnąć prąd DC do momentu, w którym dalszy wzrost nie pociąga za sobą zwiększenia mocy przesyłanej łączem. Taki punkt pracy systemu określany jest mianem maksymalnej osiągalnej mocy (MAP – *Maximum Available Power*), a jego przekroczenie oznacza pracę w obszarze niestabilnym. Mechanizm utraty stabilności jest następujący – obniżenie napięcia AC po stronie falownika spowoduje zmniejszenie napięcia DC w obwodzie prądu stałego. Podstawowy tryb pracy prostownika w stanach normalnych to regulacja przesyłanej mocy czynnej  $P_{dc}$ , zatem sposobem na przywrócenie mocy  $P_{dc}$  będzie zwiększenie prądu DC w łączu. Większy prąd DC to zwiększony pobór mocy biernej przez przekształtnik, co prowadzi do dalszego obniżania napięcia po stronie AC. Jeżeli ta zmiana nie zostanie skompensowana lub łącze nie zmieni trybu pracy, to cykl będzie się powtarzał do momentu całkowitego zatrzymania układu.

Powyżej opisany mechanizm interakcji pomiędzy układem LCC HVDC a systemem AC można przerwać. Gdy dochodzi do obniżenia napięcia w obwodzie DC (typowe wartości to  $U_{dc} < 0,75\text{--}0,85$  p.u.), prostownik powinien przejść z regulacji mocy do regulacji prądu  $I_{dc}$ . Powrót do regulacji mocy następuje, gdy  $U_{dc} > 0,95$  p.u. przez co najmniej 100 ms. Takie warunki pracy ( $I_{dc} = \text{const}$ ) są korzystniejsze z punktu widzenia zmniejszenia zagrożeń utraty stabilności napięciowej w porównaniu z pracą  $P_{dc} = \text{const}$ . Falownik w stanach normalnych i wysokiej wartości ESCR zazwyczaj pracuje z kryterium minimum kąta wyprzedzenia wyłączania falownika (min.  $\gamma$ ). W warunkach niskiej wartości ESCR po stronie falownika regulacja według kryterium min.  $\gamma$  nie zapewnia

stabilnej pracy układu po zaburzeniu. W takich warunkach pracy lepsze właściwości uzyskuje się, gdy regulacja odbywa się według kryterium stałego napięcia w obwodzie prądu stałego ( $U_{dc} = \text{const}$ ).

Należy zaznaczyć, że osiągnięcie poziomu MAP w realnych warunkach pracy może nie być możliwe, gdyż odpowiadający mu prąd DC może być zbyt duży lub napięcie AC będzie tak niskie, że zadziałają odpowiednie zabezpieczenia. Niemniej krzywe MPC znajdują zastosowanie jako narzędzie planistyczne lub teoretyczno-analityczne.

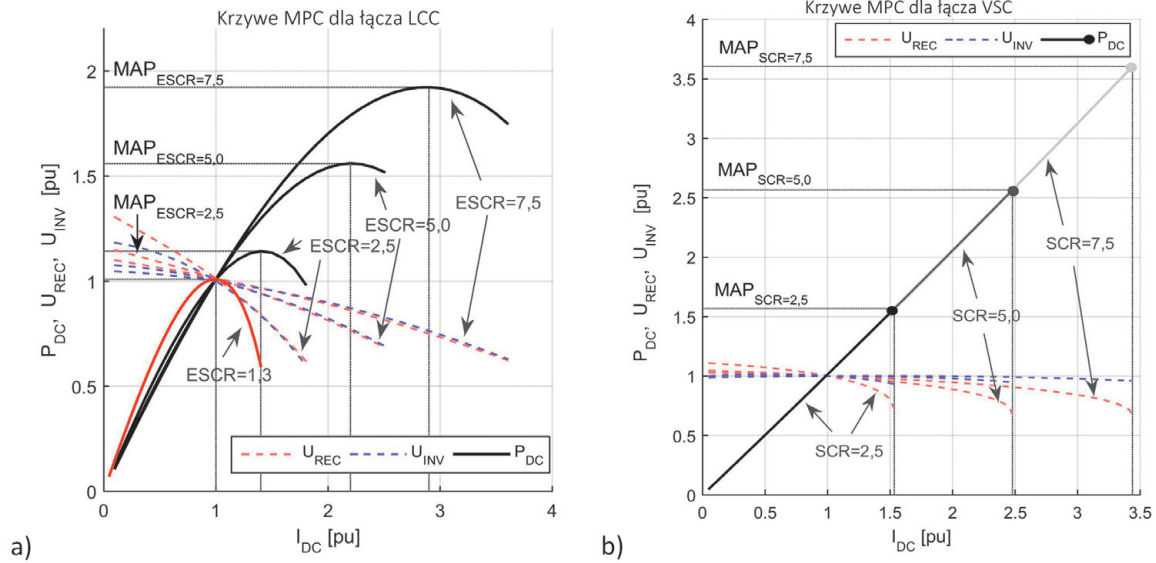
Krzywe MPC dla łącza LCC HVDC, pracującego w trybie regulacji mocy (prostownik) i kąta  $\gamma$  (falownik), dla trzech wielkości mocy zwarciowej, zmienianej po obu stronach łącza, przedstawiono na rys. 1a. Pokazano również zmiany napięć na zaciskach prostownika i falownika (kolorowe linie przerywane). W warunkach niskiej mocy zwarciowej (ESCR = 2,5) wartość MAP jest niewiele większa niż moc znamionowa (MAP = 1,14 p.u.,  $I_{MAP} = 1,4$  p.u.). Blisko dwukrotny wzrost mocy zwarciowej powoduje wzrost MAP zaledwie o 0,42 p.u. Dodatkowo pokazano, że spadek mocy zwarciowej do poziomu odpowiadającemu ESCR = 1,3 spowoduje, że moc znamionowa będzie odpowiadała poziomowi MAP. Praca układu w takich warunkach i przy jeszcze niższej mocy zwarciowej wymaga zmian trybu regulacji zgodnie z opisem powyżej.

Uwarunkowania dla pracy układów VSC HVDC w warunkach obniżonej mocy zwarciowej są co do zasady podobne [10], tj. wartość MAP również zależy od współczynnika SCR<sup>1</sup> i kąta impedancji sieci w miejscu przyłączenia oraz od trybu pracy przekształtnika. Na rys. 1b przedstawiono krzywe MPC dla układu VSC, w którym – w celu miarodajnego porównania z układem LCC – założono, że przekształtniki łącza VSC pracują w trybie regulacji mocy biernej w PCC zadaną wartością równą zero. Z porównania wynika, że w tych samych warunkach systemowych łączem klasy VSC można bezpiecznie przesyłać moc na większym poziomie, a różnica jest tym większa, im większa jest moc zwarciowa. W praktyce przekształtniki rzadko kiedy pracują ze stałą mocą bierną, gdyż wykorzystywany jest tryb regulacji napięcia w PCC oferowany przez przekształtniki napięciowe, co istotnie zwiększa możliwości przesyłu mocy. Regulacja napięcia w węzle sprawia bowiem, iż uzyskuje on charakter zbliżony do idealnego źródła napięciowego. Wówczas liniowa charakterystyka MPC dla układu VSC będzie ograniczona przede wszystkim parametrami znamionowymi obwodów pierwotnych, które mają swoje odbicie w charakterystyce PQ przekształtnika i maksymalnym poziomie napięcia AC po stronie przekształtnika. Zapasy stabilności są tak duże w porównaniu z układami LCC HVDC, pracującymi w takich samych warunkach, że zazwyczaj przyjęło się pomijać wielkość mocy zwarciowej jako kryterium pracy tych układów. Jednak również w tym przypadku jakość regulacji zależy od mocy zwarciowej.

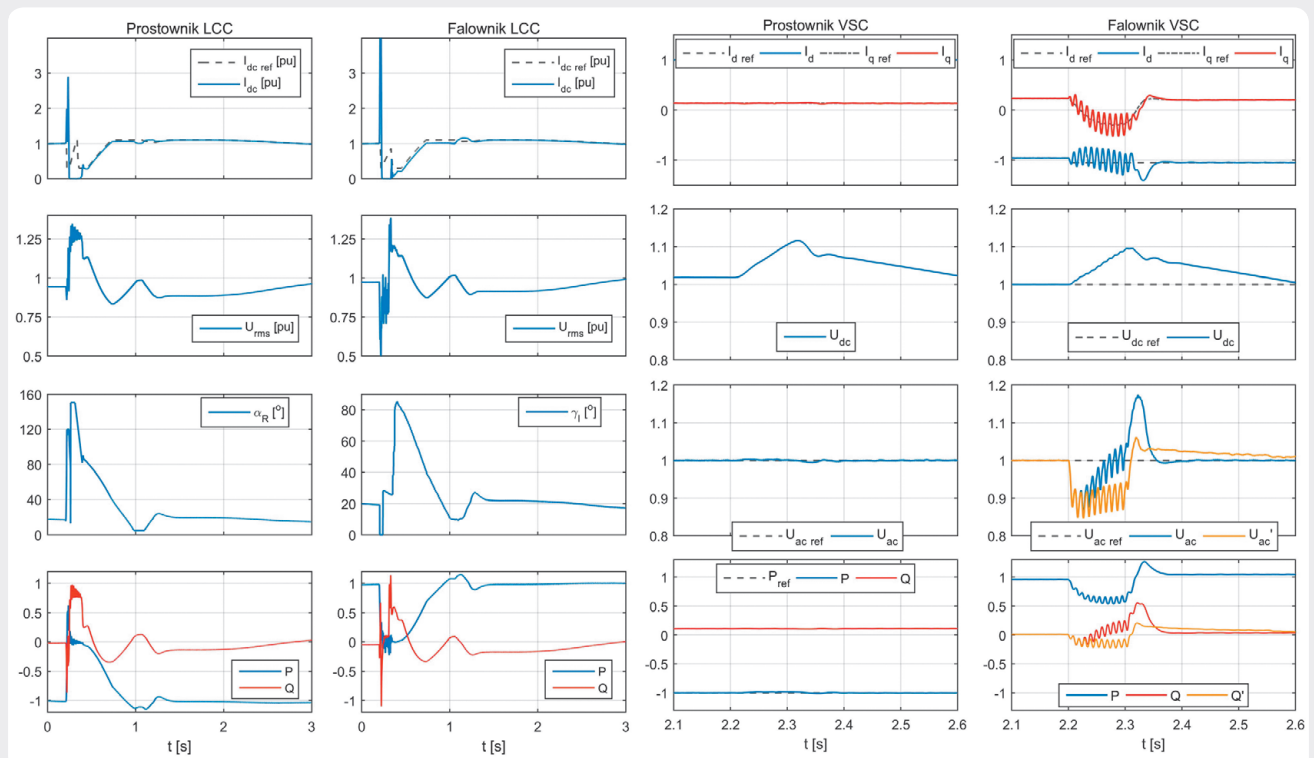
<sup>1</sup> Ograniczenie wynikające z minimalnego poziomu mocy zwarciowej nie dotyczy możliwości pracy układów VSC HVDC na system pasywny (nieposiadający własnych źródeł napięcia), w której wymagana jest zmiana sposobu wykorzystania pętli fazowej z trybu śledzenia fazy napięcia na tryb jej zadawania. Jest to analogia do pracy wyspowej i pracy w sieci dla regulatora obrotów generatora synchronicznego.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 77–85. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 1. Porównanie krzywych MPC dla łącza a) LCC HVDC, b) VSC HVDC dla tych samych poziomów mocy zwarciowej



Rys. 2. Praca samodzielna układów: odpowiedź na zwarcie 1-fazowe usunięte z czasem 100 ms dla ESCR = 2,5; moc czynna i bierna mierzona na szynach A i B – przyjęto dodatni znak dla mocy czynnej oddawanej do sieci przez falownik i mocy bierniej pojemnościowej; kolorem pomarańczowym oznaczono przebiegi dla zmienionych nastaw regulatora napięcia dostosowane dla pracy równoległej obu układów przy niskim ESCR

### 2.2. Praca w stanach zakłóceń

Przy małych wartościach ESCR dominują problemy natury dynamicznej, mające krytyczne znaczenie dla zapewnienia poprawnej pracy falownika. Prostownik, ze względu na małe kąty wyzwalania (15–20°), nawet przy niewielkich wartościach ESCR zazwyczaj pracuje poprawnie. Uzyskanie możliwości stabilnej pracy układu HVDC przy niskich wartościach

ESCR wymaga analizy i dostosowania nastaw układu regulatorów PI, w szczególności regulatorów pętli fazowej PLL (PLL – Phase Locked Loop). Układ ten odpowiada za wskazanie równoodległych momentów czasowych, w których wysyłane są impulsy wyzwalające do tyrystorów przekształtników. Opis struktury i doboru parametrów standardowych układów sterowania jest

przedstawiony obszernie w literaturze, m.in. w [3, 5, 6]. W praktyce często wiedzę o istotnych szczegółach zrealizowanych układów posiada jedynie dostawca. W pracach badawczych wykorzystywane są standardowe modele oraz publicznie dostępne informacje często pochodzące jednak od samych producentów. Modele i parametry układów sterowania łączem LCC HVDC, przyjęte w niniejszej pracy, korzystają z danych

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 77–85. When referring to the article please refer to the original text.

PL

o połączeniu Polska – Szwecja (SwePol Link), zawartych m.in. w [2, 4, 5]. Moc znamionowa układu to 600 MW, długość połączenia kablowego to ok. 250 km na napięciu 450 kV. Dla układu VSC HVDC opracowano model o identycznej mocy znamionowej (600 MW) i długości połączenia kablowego (250 km), ale na napięciu  $\pm 320$  kV. Odworzowano łącznie oparte na dwupoziomym przekształtniku napięcia z modulacją PWM i regulacją prądu w wirującym układzie odniesienia dq, wykorzystującą regulatory PI.

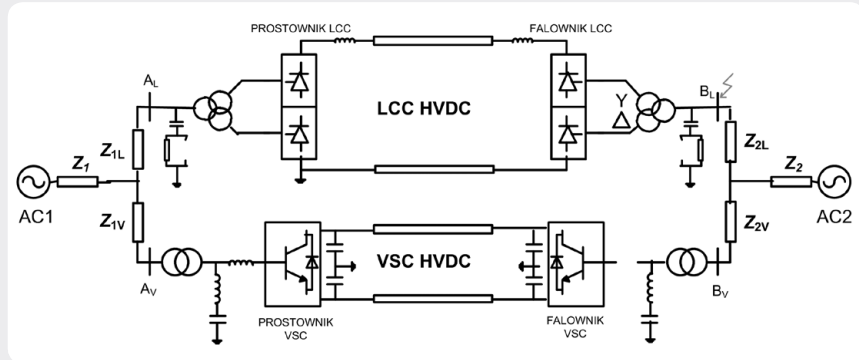
Jako kryterium stabilnej dla łączy LCC HVDC pracy przyjęto brak wielokrotnych przewrotów komutacyjnych i płynny powrót do stanu sprzed zaburzenia po wystąpieniu zwarcia 1-fazowego w sieci 400 kV po stronie falownika. Omówione wyżej dostosowanie parametrów i trybu sterowania łączy LCC HVDC pozwoliło na stabilną pracę w warunkach znamionowych przy mocy zwarciowej na szynach równej 1800 MVA, co odpowiada wartości ESCR 2,5. Odpowiednie przebiegi pokazano na rys. 2.

Przedstawione przebiegi potwierdzają odmienne zachowanie obu układów w odpowiedzi na to samo zakłócenie. Przywrócenie przesyłu mocy do poziomu sprzed zakłócenia trwa ok. 750 ms w przypadku układu LCC HVDC i ok. 130 ms w przypadku układu VSC HVDC. W falowniku układu LCC HVDC pojedyncze doziemienie powoduje powstanie przewrotu komutacyjnego, skutkującego chwilowym zatrzymaniem przesyłu mocy łączy. Wraz ze zmniejszeniem mocy czynnej maleje pobór mocy biernej przez przekształtniki, co skutkuje chwilowym wzrostem napięcia przemiennego po obu stronach układu do poziomu 1,25 p.u.

W przeciwieństwie do układu LCC HVDC układ VSC HVDC nie przenosi skutków zakłócenia na drugą stronę. Zarówno przesył mocy czynnej, jak i regulacja napięcia nie zostały zakłócone po stronie prostownika. Widoczne jest natomiast przeregulowanie w przebiegu napięcia stalego po obu stronach układu. Jego przyczyną leży w działaniu ogranicznika prądu, którego punkt pracy przed zaburzeniem był bliski wartości znamionowej prądu. Po stronie falownika nie doszło jednak do zatrzymania przesyłu, a przekształtnik ograniczył zapad napięcia do poziomu 0,9 p.u.

### 3. Model układów LCC HVDC i VSC HVDC pracujących równolegle

Równoległa praca układów została przebadana z wykorzystaniem modelu przedstawionego na rys. 3, w którym moc zwarciowej oraz odległość pomiędzy stacjami przekształtnikowymi obu układów kształtowano poprzez zmianę wyszczególnionych impedancji. Przebadano warianty sztywności sieci odpowiadające współczynnikowi ESCR równemu 2,5, 5 i 7,5 oraz trzy warianty dystansu dzielącego stacje falownikowe: 2 km, 100 km i 200 km. Drugi wariant odpowiada zlokalizowaniu stacji przekształtnikowej drugiego łączy w stacji Dunowo, trzeci w Krajniku. Założono pracę obu przekształtników łączy VSC HVDC w trybie regulacji napięcia. Prostownik VSC1 regulował moc czynną, falownik VSC2 napięcie DC.



Rys. 3. Schemat równolegle pracujących układów LCC HVDC oraz VSC HVDC

Poniżej przedstawiono wyniki analiz statycznych w postaci krzywych MPC. Konstruowano je przy założeniu równomiernego wzrostu prądu DC w obu układach. Po stronie systemu AC1 zamodelowano dużą moc zwarciową odpowiadającą ESCR = 15, przy wykorzystaniu impedancji  $Z_{1L}$  i  $Z_{1V}$ ; impedancję  $Z_1$  pozostawiono zerową, co praktycznie eliminuje wzajemny wpływ przekształtników po stronie prostowników. Dokonane analizy wykazały poprawę warunków funkcjonowania łączy LCC HVDC w stanach ustalonych, w szczególności:

- Poprawa jest tym większa, im bliżej układ VSC jest zlokalizowany względem układu LCC
- W wariancie tej samej lokalizacji powstaje możliwość wprowadzenia do systemu dużo większej mocy; poziom MAP układu LCC HVDC jest zdecydowanie wyższy (por. rys. 1) i to przy równoległej pracy w tej samej lokalizacji układu VSC. Dokładna analiza krzywych dla tego wariantu (rys. 4) wskazuje na zmianę ich charakteru, bowiem poziom MAP osiągniany jest nie poprzez kryterium stabilności napięciowej, a kątowej (charakter i wielkość zmian kąta mocy obrazowanego w dolnej części wykresów wskazuje na możliwość utraty równowagi statycznej). Należy zauważyć, że zgodnie z rys. 4, niezależnie od odległości, punkt odpowiadający mocy znamionowej obu układów pracujących równolegle jest stabilny. Gdyby założyć pracę dwóch układów LCC HVDC, to wówczas ESCR takiego układu równoległego wynosiłoby 1,0, co zgodnie z rys. 1a byłoby wariantem niestabilnym pracy w trybie regulacji mocy (krytyczne ESCR równe jest 1,3)
- Podobny charakter zmian obserwuje się w przypadku oddalenia obu układów. W wariancie 100 km wciąż odczuwalne jest wsparcie systemu poprzez regulację napięcia przez przekształtnik VSC, choć na mniejszym poziomie. Przy niskiej mocy zwarciowej widoczny jest wpływ obu kryteriów na załamanie krzywej MPC. Dla wyższych mocy zwarciowej krzywe MPC dla układu LCC HVDC mają charakterystyczny kształt, co świadczy o najmniej korzystnym wpływie układu VSC
- Nawet w przypadku dużego oddalenia układów (200 km) widoczna jest poprawa warunków pracy układu LCC HVDC.

W dalszej kolejności badano wybrane aspekty dynamiczne wpływu pracy łączy VSC HVDC na warunki pracy układu LCC HVDC. Analogicznie do analiz pracy samodzielnej układów, w pracy równoległej jako kryterium przyjęto stabilny powrót do normalnej pracy układu LCC po pojedynczym doziemieniu po stronie falownika na szynach  $B_L$ . Prostowniki w obu układach pracowały z impedancją  $Z_2$  równą zero i przy niskich mocach zwarciowych.

Na rys. 5 przedstawiono przebiegi mocy czynnej, biernej i napięcia na szynach obu falowników dla trzech długości linii dla mocy zwarciowej odpowiadającej współczynnikowi ESCR równemu 5. Bliskie sąsiedztwo przekształtnika VSC z regulacją napięcia poprawia warunki powrotu do normalnej pracy łączy LCC HVDC po przewrocie komutacyjnym. Powrót do wyjściowego stanu pracy następuje ok. 200 ms szybciej niż w wariancie oddalenia obu falowników o 100 km i 350 ms szybciej niż w wariancie 200 km. Przy relatywnie dużej mocy zwarciowej jest to najbardziej istotna różnica.

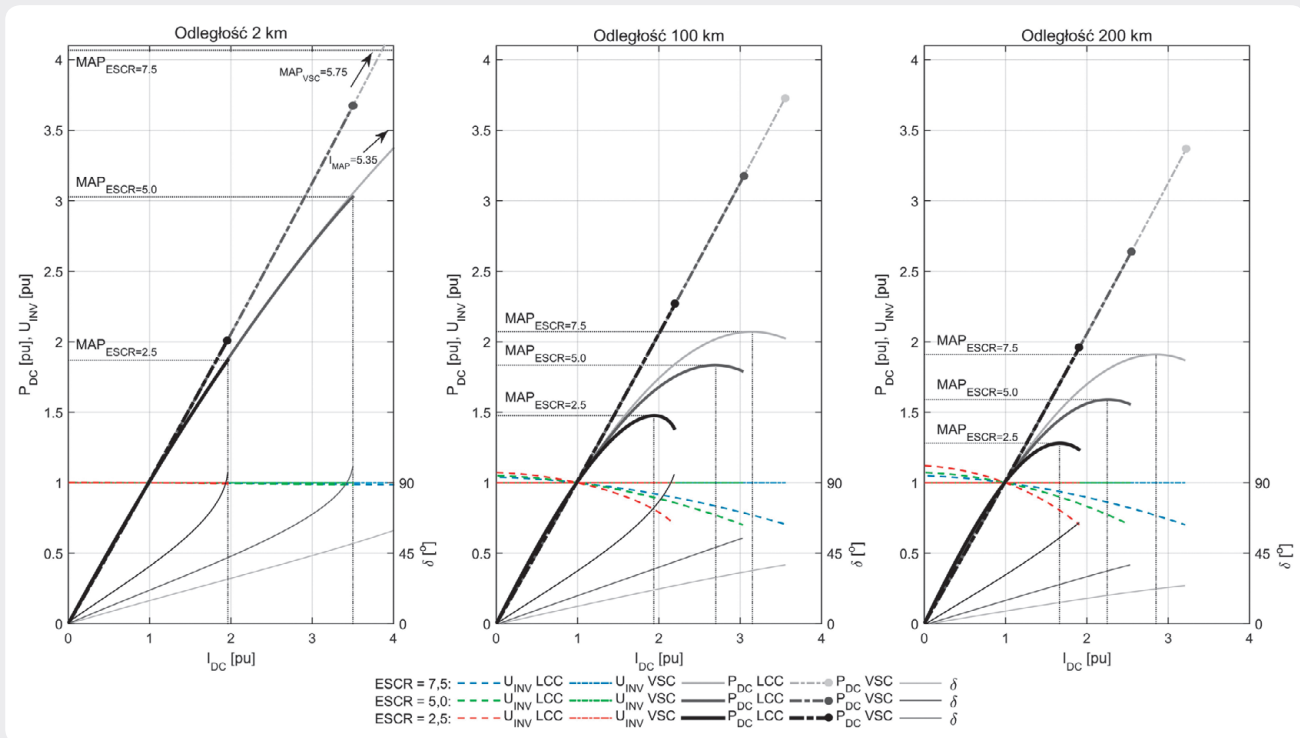
W wariancie niskiej mocy zwarciowej (ESCR = 2,5) najbardziej istotne znaczenie dla poprawy pracy układów, w szczególności gdy przekształtniki zlokalizowane są blisko siebie, posiadają następujące elementy:

#### a) Pętla fazowa

W obu rozwiązaniach układów HVDC, w układzie sterowania tyrystorów (LCC) lub tranzystorów IGBT (VSC), wykorzystuje się pętlę fazową. Zadaniem układu PLL jest dostarczenie referencyjnego sygnału fazy zsynchronizowanego z napięciem sieci. W układzie LCC HVDC sygnał ten jest wykorzystywany do określenia równoodległych momentów czasowych, w których wysyłane są impulsy wyzwalające do tyrystorów przekształtników. W układzie VSC HVDC sygnał z PLL wykorzystuje się z transformacjami między różnymi układami odniesienia (abc,  $\alpha\beta$ , dq0) oraz do określenia względnego położenia między napięciem sieci a napięciem generowanym na wyjściu układu VSC HVDC, a w konsekwencji do sterowania tranzystorami IGBT. W obu zastosowaniach uzyskanie możliwości poprawy pracy układu HVDC przy niskich wartościach ESCR wymaga analizy i dostosowania nastaw układu regulatora (PI lub PID) do warunków sieciowych [18–20]. Zbyt

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 77–85. When referring to the article please refer to the original text.

PL

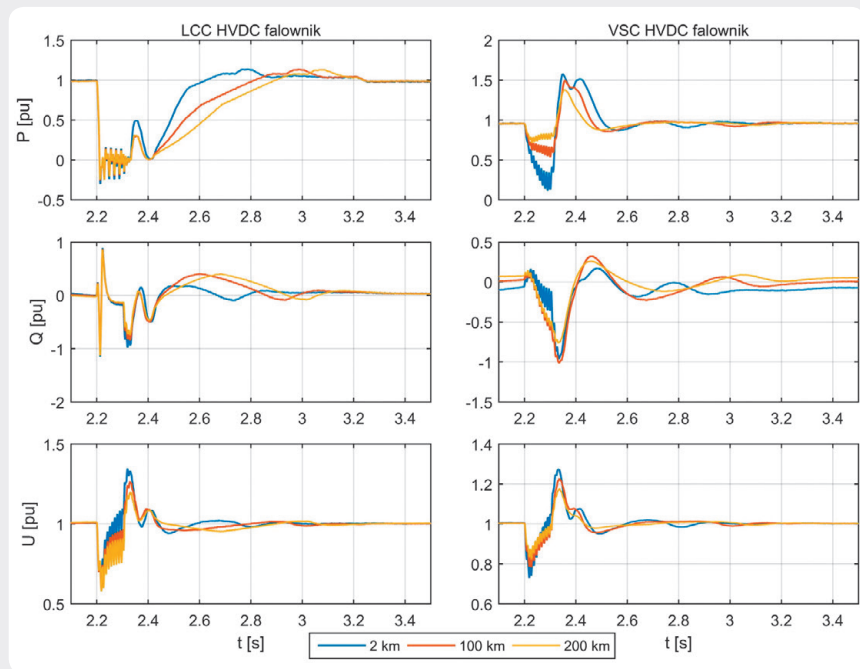


Rys. 4. Krzywe MPC dla pracy równoległej układu LCC HVDC i VSC HVDC

szybki układ (duże wzmocnienie, mała stała czasowa) może prowadzić do niestabilności i negatywnej interakcji układów  
**b) Układ regulacji napięcia falownika łącza VSC HVDC**

Analogiczny problem dotyczy układu regulacji napięcia, w którym z jednej strony wysokie wartości wzmocnień zmniejszają głębokość zapadu napięcia podczas zwarcia, z drugiej jednak przyczyniają się do powstania znacznego przeregulowania po jego ustąpieniu (przebiegi oznaczone kolorem niebieskim i pomarańczowym na rys. 2). Przyjęte kryterium pojedynczego przewrotu komutacyjnego w założonych warunkach sieciowych możliwe było do spełnienia dopiero po zmianie nastaw regulatora napięcia falownika łącza VSC HVDC.

Z porównania przebiegów dla dwóch zestawów nastaw przedstawionych na rys. 6 i 7 wynika, że zbyt szybka regulacja napięcia przez falownik łącza VDC HVDC może utrudnić proces powrotu układu LCC HVDC do warunków znamionowych po zakłóceniu. Dochodzi bowiem do niekorzystnej interakcji pomiędzy regulatorem prądu łącza LCC HVDC a regulatorem napięcia układu VSC. Charakterystyka interakcji jest następująca – regulator napięcia poprzez stabilizację napięcia przemiennego przyczynia się do szybszej odbudowy napięcia DC w układzie LCC. Dzięki temu układ VDCOL, warunkujący wartość zadaną prądu DC, wcześniej dopuszcza wyższe wartości zadane prądu, co zwiększa pobór mocy biernej przez przekształtnik tyrystorowy. Na skutek tego oraz przy napięciu DC wciąż poniżej wartości znamionowej zwiększeniu ulega kąt komutacji  $\mu$  i zmniejszeniu kąt zapasu  $\gamma$ . Oba te



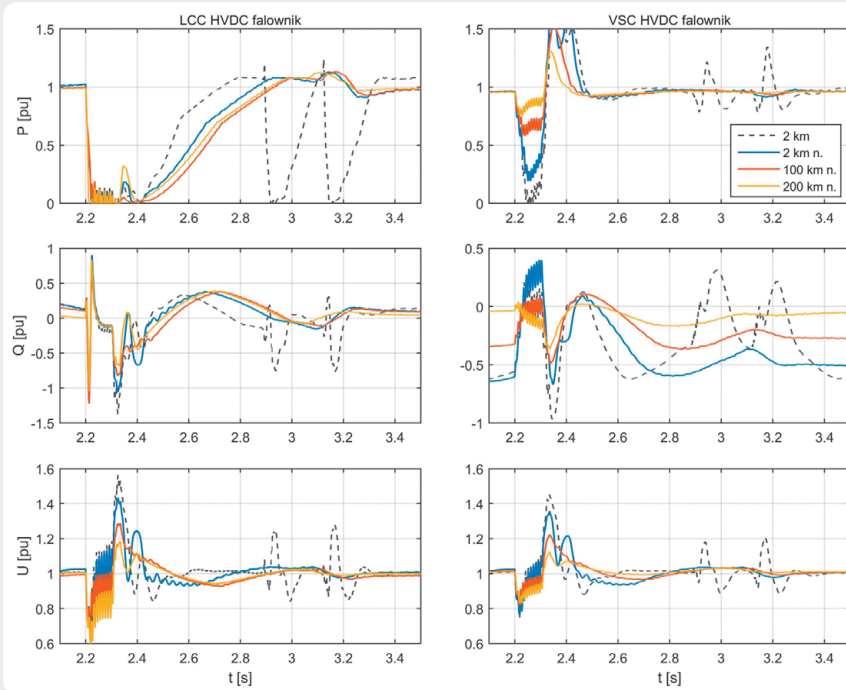
Rys. 5. Praca równoległa układów LCC HVDC i VSC HVDC: odpowiedź na zwarcie 1-fazowe usunięte z czasem 100 ms dla ESCR = 5,0; P, Q: moc czynna i bierna mierzona na szynach A i B – przyjęto dodatni znak dla mocy czynnej oddawanej do sieci przez falownik i mocy biernej pojemnościowej; U: napięcie na szynach B<sub>1</sub> i B<sub>2</sub>

kąty mają wpływ na wartość mocy biernej pobieranej przez przekształtnik, a zatem i na przebieg napięcia na szynach stacji falownika układu LCC. Jak pokazano na poniższych symulacjach, w skrajnym przypadku może dojść do takiego zniżenia kąta zapasu, że wystąpi kolejny przewrót

komutacyjny. Schematycznie proces ten przedstawiono na rys. 7 (po prawej). Interakcja pomiędzy układem LCC HVDC, który podczas procesu powrotu do znamionowych warunków pracy po wystąpieniu przewrotu komutacyjnego zwiększa pobór mocy biernej, a systemem AC (wraz

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 77–85. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 6. Praca równoległa układów: odpowiedź na zwarcie 1-fazowe usunięte z czasem 100 ms dla ESCR = 2,5; P, Q: moc czynna i bierna mierzona na szynach A i B – przyjęto dodatni znak dla mocy czynnej oddawanej do sieci przez falownik i mocy bierniej pojemnościowej; U: napięcie na szynach B<sub>1</sub> i B<sub>2</sub>; linią przerywaną oznaczono przebiegi dla niezmiennych nastaw regulatora falownika układu VSC HVDC; symbolem „n” oznaczono przebiegi dla nowego zestawu nastaw regulatora

z filtrami i bateriami kondensatorów w stacji przekształtnikowej), z którego dosyła się tę moc, jest zmieniana przez przekształtnik VSC. Im bliżej siebie

zlokalizowane są oba przekształtniki, tym udział przekształtnika VSC w omawianej interakcji jest większy. W przypadku niskich mocy zwarciovych intensywność interakcji

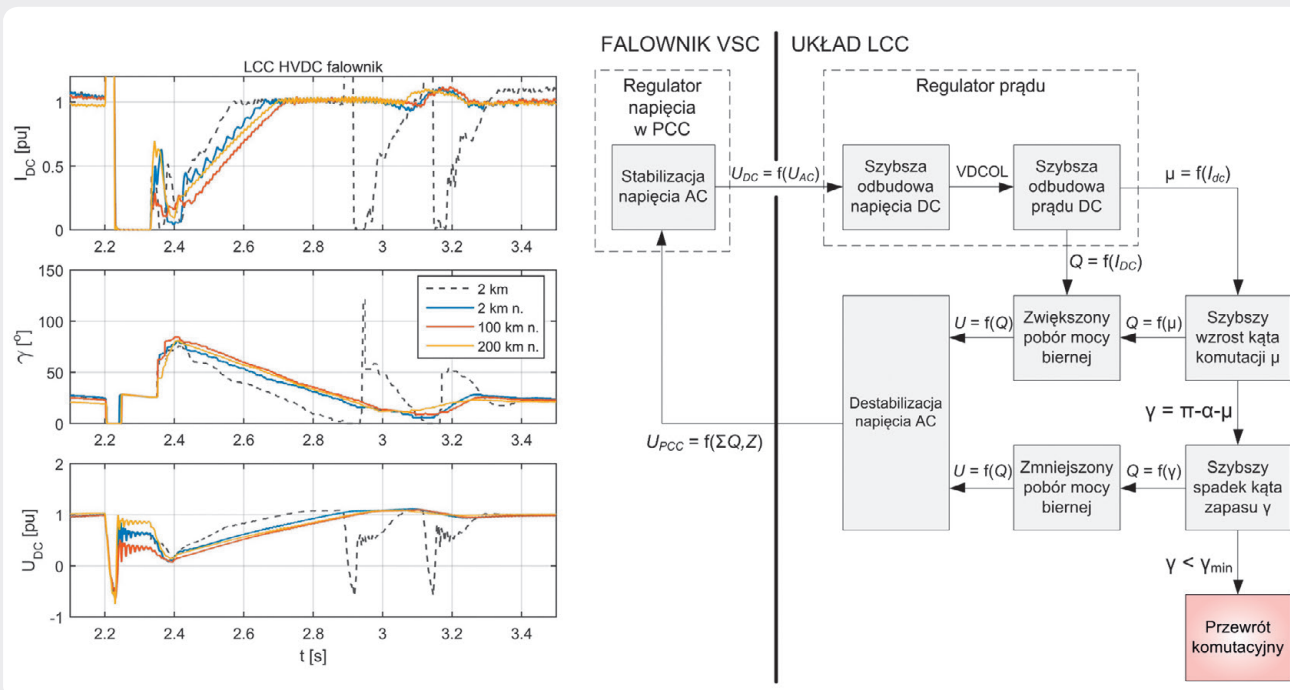
może być na tyle duża, że ponowna analiza i dobór parametrów układu regulacji napięcia przekształtnika VSC mogą okazać się niezbędne.

#### 4. Podsumowanie

W niniejszym artykule przedstawiono problem interakcji pomiędzy układem LCC HVDC a VSC HVDC w warunkach niskiej mocy zwarciovych. Pokazano, że samodzielna praca układu LCC HVDC w warunkach odpowiadających ESCR = 2,5 jest możliwa oraz że przy tym poziomie mocy zwarciovych możliwe jest dodatkowe wyprowadzenie takiej samej mocy czynnej przez równolegle pracujący układ VSC HVDC, pod warunkiem że falownik tego łącza będzie pracował w trybie regulacji napięcia AC. Z drugiej strony w określonych okolicznościach to właśnie ten tryb może być przyczyną pogorszenia warunków pracy układu LCC, co wskazuje na potrzebę dokładnej analizy takich przypadków w celu właściwego doboru nastaw odpowiednich układów regulacji. Pokazano bowiem, że nastawy układu regulacji napięcia i układu PLL w warunkach normalnej mocy zwarciovych potrafią usprawnić proces powrotu do pracy układu LCC HVDC po zakłóceniach, natomiast w warunkach obniżonej mocy zwarciovych ten proces utrudniają.

#### Bibliografia

1. Arrillaga J. i in., Self-Commutating Converters for High Power Applications, Wiley, 2009.
2. Kosmecki M., Praca układu przesyłowego prądu stałego (HVDC) w warunkach



Rys. 7. Praca równoległa układów, po lewej: odpowiedź na zwarcie 1-fazowe usunięte z czasem 100 ms dla ESCR = 2,5; I<sub>DC</sub>: prąd DC falownika, γ: kąt zapasu, U<sub>DC</sub>: napięcie DC falownika; linią przerywaną oznaczono przebiegi dla niezmiennych nastaw regulatora falownika układu VSC HVDC; symbolem „n” oznaczono przebiegi dla nowego zestawu nastaw tego regulatora; po prawej: schemat blokowy interakcji pomiędzy łączem LCC HVDC a VSC HVDC

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 77–85. When referring to the article please refer to the original text.

PL

- obniżonej mocy zwarciowej, Konferencja „Aktualne problemy w elektroenergetyce”, Jurata 2009.
3. Kimbark E.W., *Direct Current Transmission*, Wiley-Interscience, 1971.
  4. Madajewski K., Modele dynamiczne systemu elektroenergetycznego do badania układów przesyłowych prądu stałego, *Prace Instytutu Energetyki* 2003, z. 25.
  5. Madajewski K., System przesyłowy prądu stałego (HVDC) Polska – Szwecja, *Automatyka Elektroenergetyczna* 2000, nr 1.
  6. High-Voltage Direct Current Handbook, Electric Power Research Institute, 1994.
  7. VSC Transmission, CIGRE, Raport 269, WG B4.37, 2005.
  8. Commutation Failures Causes and Consequences, CIGRE, Raport 103, WG 14.05, 1995.
  9. Guide for planning DC links terminating at ac systems locations having low short-circuit capacities, part I: AC/DC interaction phenomena, CIGRE, Raport 68, Grupa robocza CIGRE 14.07, Grupa robocza IEEE 15.05.05, 1992.
  10. Zhou J.Z., Gole A.M., Rationalisation and validation of DC power transfer limits for voltage sourced converter based high voltage DC transmission, *IET Generation, Transmission & Distribution* 2016, Vol. 10, No. 6.
  11. Vardikar M. i in., AC-DC Interaction Study for Upcoming  $\pm 800$  kV, 3000 MW Champa Kurukshetra HVDC Link, referat nr B4-110, CIGRE, Paryż 2016.
  12. De Simone M. i in., Commutation failures mitigation in multi-infeed network with high renewable, referat nr B4-125, CIGRE, Paryż 2016.
  13. Systems With Multiple DC Infeed, CIGRE, Raport 364, WG B4-41, 2008.
  14. Rauhala T., Laasonen M., Kilter J., Smooth coordination and management of impact of EstLink 2 transmission testing on electricity markets, power system operations and system technical performance, referat nr B4-103, CIGRE, Paryż 2016.
  15. Midsund T. i in., Experience from a bipolar HVDC system with a Voltage Source Converter and a Line Commutating Converter, referat nr B4-129, CIGRE, Paryż 2016.
  16. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016–2025, Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA, Konstancin-Jeziorna, 10 listopada 2015.
  17. Blažauskas N., Włodarski M., Paulauskas S., Perspektywy rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w krajach południowo-wschodniego Bałtyku, raport z projektu INTERREG IVA South Baltic Offshore Wind Energy Regions, SB OFFER, 2013.
  18. Awad H., Svensson J., Bollen M., Tuning Software Phase-Locked Loop for series connected Converters, *IEEE Transaction on Power Delivery* 2005, Vol. 20, No. 1.
  19. Bae B., Han B., Novel structure of three-phase phase-locked loop with robustness against disturbance, *European Transaction on Electrical Power* 2009, No. 19.
  20. Zhou J.Z. i in., Impact of Short-Circuit Ratio and Phase-Locked-Loop Parameters on the Small-Signal Behavior of a VSC-HVDC Converter, *IEEE Transactions on Power Delivery* 2014, Vol. 29, No. 5.

#### Michał Kosmecki

mgr inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: m.kosmecki@ien.gda.pl

Będąc absolwentem Wydziału Elektrotechniki i Automatyki na kierunku automatyka i robotyka Politechniki Gdańskiej, związał drogę zawodową z Instytutem Energetyki Oddział Gdańsk, gdzie pracuje od 2007 roku. Obecnie jest asystentem na stanowisku kierownika projektów w zespole Analiz Systemowych. Uczestniczył w wielu pracach badawczych i ekspertyzach poświęconych modelowaniu i stabilności systemu elektroenergetycznego, rozwojowi energetyki wiatrowej i sieci inteligentnych. Jest szczególnie zainteresowany modelowaniem i analizą układów przesyłowych prądu stałego (HVDC).

#### Krzysztof Madajewski

dr hab. inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: k.madajewski@ien.gda.pl

Od 1990 roku jest dyrektorem Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk. Obszar jego zainteresowań to sterowanie i regulacja systemów elektroenergetycznych oraz układy przesyłowe prądu stałego. Kierował wieloma projektami badawczymi i wdrożeniowymi realizowanymi na zamówienie krajowej elektroenergetyki oraz EPRI i UCTE (obecnie ENTSO-E).