

Problems of Connecting Wind Farms to the Power System with HV Cables

Author

Jacek Klucznik

Keywords

cable lines, wind farms, reactive power

Abstract

This paper presents problems caused by connecting wind farms to a power system with high voltage cables. The author highlights possible problems with reactive power compensation, depending on the arrangement of the shunt reactor connection and settings of control systems for reactive power and voltage of the wind farm. The paper also discusses issues of increasing active power losses caused by a shunt reactor installation.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2016210

1. Introduction

Because of problems in the acquisition of land for the construction of overhead lines, and therefore, the long time needed to acquire building permits for such lines, more and more often HV cable lines are built. A tendency has been observed in recent years to use cable lines for wind farms connection into power systems. It might seem a good solution - such a line is not visible, and as such does not spoil the landscape, and is more reliable because it is not exposed to weather conditions such as strong winds or lightning strikes. But there is a serious technical problem with HV cable lines. It is, a cable's large capacitance and related problems with the reactive power generated thereby.

Current interconnection agreements, concluded by and between a wind farm owner and a power company to the grid of which the farm is connected, contain precise provisions concerning the requirements that must be met as regards the reactive power output to the grid. The agreement defines the acceptable input and output limits of reactive power at the connection point. In turn, the distribution grid operator tariff determines the exact amount of the fees that are charged for exceeding the agreed reactive power exchanged with the grid. This means that at the early stage of a wind farm design it must be planned how the cable line's reactive power shall be compensated in order to reduce the fees for reactive power. There are three main solutions to the problem (Fig. 1):

Compensation by means of shunt reactor SR_{HV} connected to the high-voltage grid (an HV shunt reactor is then applied)

Compensation by means of shunt reactor SR_{MV} connected to the medium-voltage grid (a MV shunt reactor is then applied)

Compensation by means of wind power farms (no additional reactor is then needed, and the cable line's excessive reactive power is compensated by the farms' power electronic controls).

This paper presents only the issues related to the shunt reactor

based solutions, ignoring the potential possibilities of using wind power farms to control reactive power. This is due to the fact that the vast majority of currently installed wind power farms have no, or very little, possibilities to control reactive power when the plant does not generate active power (when the wind conditions are not sufficient to activate the plant). True, some manufacturers provide their turbines with additional STATCOM-type systems, thus extending the possibility of reactive power control, but this induces higher capital expenditures.

Two basic ways of compensation with reactors are shown in Fig. 1.

2. Compensation with HV shunt reactors

Where a high voltage shunt reactor (SR_{HV}) is used, its power should be adjusted to compensate the reactive power generated by the HV cable line (Fig. 1). This can be formulated as follows:

$$Q_L = Q_R \rightarrow U_{HV}^2 B_L = \frac{U_{HV}^2}{X_R} \quad (1)$$

where:

Q_L – reactive power of HV cable line (charging power)

Q_R – reactive power of shunt reactor

B_L – susceptance of cable line

X_R – reactance of shunt reactor

U_{HV} – voltage at shunt reactor's connection.

The above formula is based on simplifying the assumption that the voltages at the beginning of the line (PCC point – Fig. 1) and at its end (where the shunt reactor is installed) are equal. In reality, these voltages will not be the same, but because of relatively low resistance and reactance of cable, the difference will not be large. Therefore, the adopted simplification does not lead to large errors, and facilitates the shunt reactor's selection.

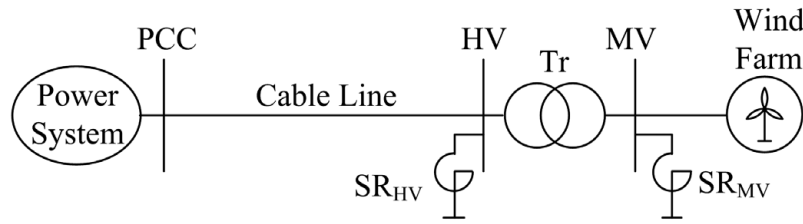


Fig. 1. Possible locations of reactive power compensation reactor's connection

Formula (1) can be converted for calculation of the reactor's rated reactive power

$$Q_{Rn} = U_n^2 B'_L l \quad (2)$$

where:

U_n – rated voltage of shunt reactor

B'_L – susceptance per unit length of cable line

l – length of line.

Using the formula, the shunt reactor was selected for the example wind farm. It was assumed that the farm with rated power 50 MW is connected to a power system with a cable with rated voltage 110 kV, length 32 km, and susceptance per unit length 50.9 $\mu\text{S/km}$. Thus, according to formula (2), the required shunt reactor power is 19.7 MVar. In this simplified consideration the wind farm's internal grid is neglected, which in fact also affects the reactive power balance.

3. Compensation with MV reactors

Where a shunt reactor is connected to MV bus (SR_{MV} in Fig.1), its rated power, as in the previous case, should be selected to compensate the reactive power generated by the high voltage cable line. This can be formulated as follows (neglecting the power losses in the wind farm's transformer):

$$Q_L = Q_R \rightarrow U_{HV}^2 B_L = \frac{U_{MV}^2}{X_R} \quad (3)$$

where:

U_{MV} – voltage at reactor's connection

U_{HV} – voltage of HV cable line.

This means that the reactor should be selected similarly as before (2) to power:

$$Q_{Dn} = U_{HV}^2 B'_L l \quad (4)$$

In this case the voltage in formula (4) is the rated voltage not of the reactor, but of the HV line. It is obvious that the shunt reactor power required for the compensation calculated for the data from the earlier presented example is the same (19.7 Mvar).

The shunt reactor selection method, however, implies a risk associated with fluctuations in the voltage at the connection point. The grid voltage fluctuates, and in accordance with transmission grid code [3] may assume the values shown in Tab. 1.

Therefore, what voltage should be used in selecting the shunt reactor?

As regards a shunt reactor connected to HV bus, analysis of formula (1) shows that the effectiveness of compensation does not depend on the voltage, because with fixed line (B'_L) and shunt reactor (X_R) parameters the powers generated by the cable line and absorbed by the reactor change as much, in proportion to the squared supply voltage. Thus, a compensation system chosen for the rated voltages performs correctly at voltages higher and lower than the rated voltage. Then, to verify the selection of a reactor connected to the transformer's MV side, equation (3) should be modified to (5), introducing the transformer's voltage ratio \mathcal{U} , which ties up the voltages on both sides of the transformer.

$$Q_L = Q_R \rightarrow U_{HV}^2 B_L = \frac{U_{MV}^2}{\mathcal{U} X_R} \quad (5)$$

A cursory assessment of the formula so obtained seems to indicate that the compensation will be accomplished regardless of the voltage, as in the case of a reactor installed on the HV side. However such a design of the compensation system can lead to large inaccuracy of the compensation because of voltage changes in the connection point. The reason for this is that wind farm transformers are provided with tap changers and voltage controllers.

The purpose of this system is to maintain a constant voltage in the wind farm's internal grid in order to ensure proper operation of connected wind turbines. Wind farm transformers' voltage controllers often operate with a narrow deadband and short delay time. Such controller settings result from the designers' fear of the possibility of wind turbines switching off by undervoltage or overvoltage protections.

Substation/ Grid	400 kV	220 kV	110 kV
Normal grid condition			
EHV and 110 kV substations, to which generating units are directly connected	400–420	220–245	110–123
Other HV substations	380–420	210–245	105–123
Emergency grid condition			
EHV and 110 kV substations, to which generating units are directly connected	380–420	210–245	105–123
Other HV substations	360–420	200–245	99–123

Tab. 1. Permissible voltage variations in the Polish Power System [3]

Because of this the MV bus voltage is maintained substantially constant, irrespective of the HV cable line voltage. As a result, the reactive power consumed by the shunt reactor remains almost constant, despite the cable line voltage changes. Therefore the selected (according to formula 4) shunt reactor can provide full compensation only for one particular HV cable line supply voltage.

In simple terms, without taking into account the power losses in the cable line and transformer, the compensation error can be described as the difference between the reactive power generated by the cable line Q_L and the power absorbed by the reactor Q_R . Compensation offset is expressed as

$$\Delta Q = Q_L - Q_R = U_{HV}^2 B_L - \frac{U_{MV}^2}{X_R} \quad (6)$$

With the MV bus constant voltage (resulting from the assumed method of the transformer’s voltage control), the compensation error will always depend on the HV cable line’s supply voltage, and full compensation cannot be obtained for the system’s different operating conditions at a constant value of the reactor’s inductance.

4. Comparison of reactive power compensation with MV and HV reactors

In order to compare both compensation methods, comparative tests were performed in PowerFactory program for the two described solutions. The tests were performed using a simple grid model containing a HV cable line and a farm grid transformer (Fig. 1). This corresponds to a situation whereby the wind farm is not operating and its MV grid is not energized. This model was adopted in order to simplify the phenomena that occur in the system, so as to focus only on the aspects of the cable line’s reactive power compensation. It is worth noting that the situation is very similar to the condition, whereby the wind farm does not generate active power (because the wind speed is too low), but its internal grid is live, which may be the case for as long as 10% of a year.

Based on the previously calculated required shunt reactor power 19.7 Mvar, a 20 MVar shunt reactor was selected, in a version with rated voltage 20 kV or 110 kV. Basic details of the shunt reactors are listed in Tab. 2.

Fig. 2–5 illustrate the performance of the system with a HV reactor at voltage changes in the point of the wind farm connection to the grid (PCC).

For the lowest voltage of 105 kV it can be observed (Fig. 2) that the reactive power at the connection point is –0.5 MVar. This means that the shunt reactor selected in a very simplified way properly compensates the cable line’s reactive power. With an increase in the voltage the reactive power at the connection point decreases, at the maximum voltage reaching ca. –0.7 MVar. These power changes result from increased voltage in the system. Increase in the voltage causes increases in the shunt reactor current and transformer magnetizing current, resulting in increased current in the cable, which in turn causes additional (disregarded in the simplified formulas) reactive power losses in the HV cable. This means that the compensation is not perfect and the reactive

Rated voltage	20 kV	110 kV
Rated power	20 MVar	20 MVar
Reactor reactance	20 Ω	605 Ω
Rated current	578 A	105 A
Rated losses	182 kW	235 kW

Tab. 2. Selected details of Trench air core shunt reactors [4]

power at the connection point depends slightly on the voltage. It is worth noting that despite the reactive power change at the point of connection, the power factor at the connection (Fig. 4) is practically independent of the voltage. These considerations indicate that the system with a HV shunt reactor provides reactive power compensation in the HV cable line fairly well. The system’s main disadvantage is quite large active power losses in the reactor, growing with increasing voltage (Fig. 5).

Fig. 6–10 illustrate the performance of the system with an MV shunt reactor at voltage changes in the point of the wind farm connection to the grid.

It is noticeable that the system with a shunt reactor connected to MV bus behaves as expected. At low voltages, when the cable line charging power is low, the system is overcompensated and draws substantial reactive power from the grid (Fig. 6). With the increase in voltage power the HV cable charging increases, while the reactor power remains virtually constant, because the MV bus voltage (Fig. 8), controlled by the transformer regulator, changes within very narrow limits. The result is an increase in reactive power at the connection point. In the analysed example the compensation is full (reactive power close to zero) at 115 kV, and further increase in the voltage increases the reactive power output to the grid. At the highest allowable voltage in the connection point the reactive power output exceeds 3 MVar. With a shunt reactor connected to the MV bus the range of reactive power change at the connection point is ca. 6 MVar, which corresponds to the power factor change of over a wide range (Fig. 9). An advantage of the system is active power losses in the shunt reactor below those with an HV reactor, especially at higher voltages.

It can be noticed that the system with a reactor installed on the MV bus does not allow a satisfactory compensation level, and its practical implementation, despite lower capital expenditures, may – due to substantial charges for reactive power input from the grid or output to the grid – significantly reduces the investor profit in the long run.

With a shunt reactor connected to the MV bus the compensation accuracy may be increased, and thus the reactive power charges reduced, by providing the variable shunt reactor. A good solution can be the use of two reactors:

- basic reactor, permanently connected, with power matching the lowest voltage at the supply point
- additional reactor, controllable, providing the reactive power variability required in the range from the lowest to the highest voltage.

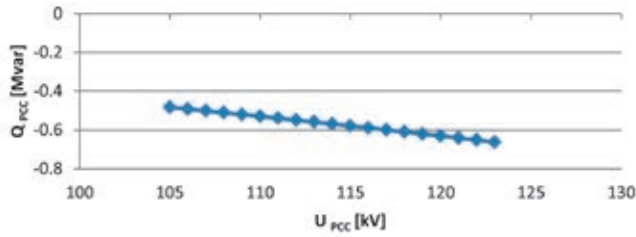


Fig. 2. Reactive power at the connection point as a function of voltage at the connection point in the system with an HV reactor

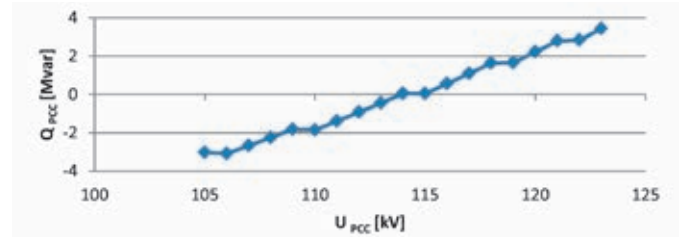


Fig. 6. Reactive power at the connection point as a function of voltage at the connection point in the system with an MV reactor

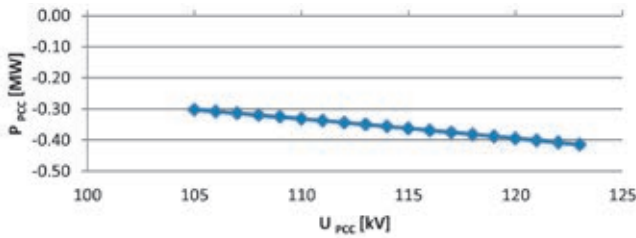


Fig. 3. Active power at the connection point as a function of voltage at the connection point in the system with an HV reactor

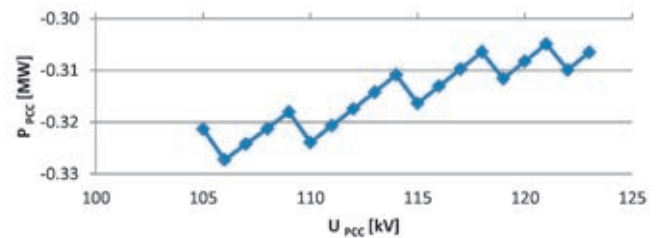


Fig. 7. Active power at the connection point as a function of voltage at the connection point in the system with an MV reactor

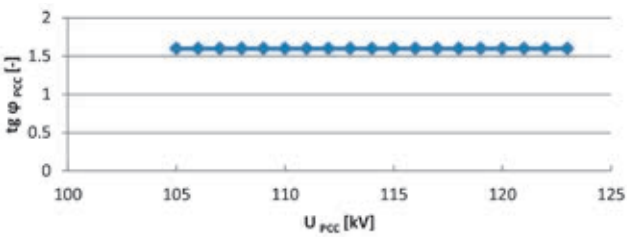


Fig. 4. Power factor $\text{tg } \varphi$ at the connection point as a function of voltage at the connection point in the system with an HV reactor

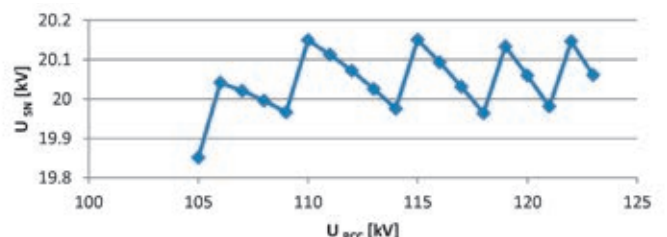


Fig. 8. MV bus voltage as a function of voltage at the connection point in the system with an MV reactor

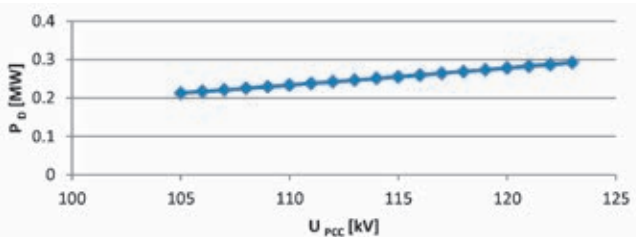


Fig. 5. Active power losses in HV reactor as a function of voltage at the connection point

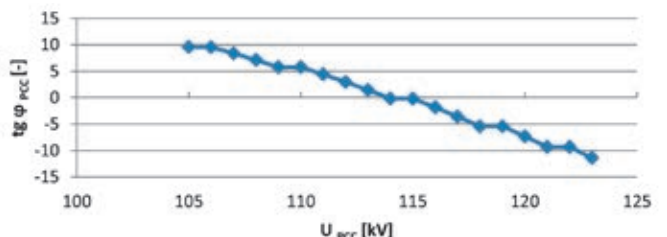


Fig. 9. Power factor $\text{tg } \varphi$ at the connection point as a function of voltage at the connection point in the system with an MV reactor

For the discussed example this solution may include:

- installation of a 16 MVar basic reactor
- installation of an 8 MVar controllable reactor (4 steps of 2 MVar each).

Fig. 11 shows the reactive power at the connection point with the proposed reactors. It was assumed that the reactor's control system activates its subsequent steps depending on the reactive power at the connection point. The control deadband was assumed at ± 1 Mvar. As expected, the proposed system provides the cable's reactive power compensation with an expected accuracy. The power factors for the proposed solution are shown in Fig. 12.

5. Summary

The two solutions to the problem of a cable line's reactive power compensation with shunt reactors presented here reveal significant differences in the impacts of the HV and MV reactors on the compensation effects.

An HV shunt reactor operation is less problematic. Such a reactor requires no adjustment, and yet in a wide voltage range of voltages is able to provide reduction of the reactive power input from/output to the grid. Because of this a system with an HV reactor is less costly (no need to install expensive controllable reactors, no control systems, no inspection and maintenance of the switching systems).

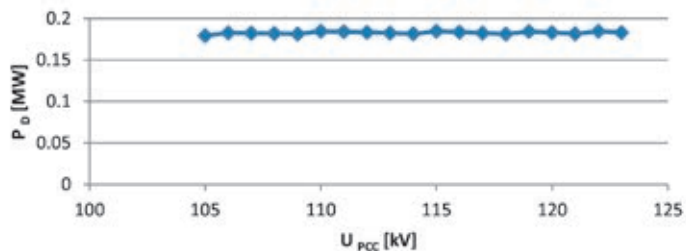


Fig. 10. Active power losses in MV reactor as a function of voltage at the connection point

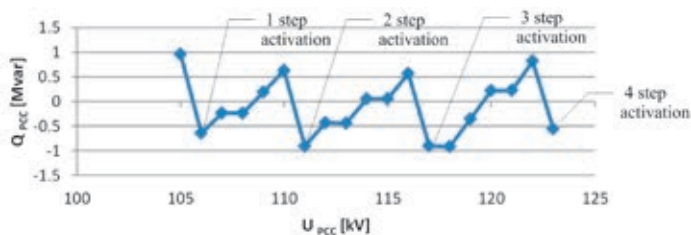


Fig. 11. Reactive power at the connection point as a function of voltage at the connection point in the system with a controllable MV reactor

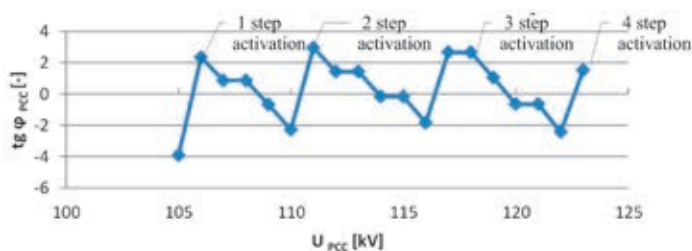


Fig. 12. Power factor $\text{tg } \varphi$ at the connection point as a function of voltage at the connection point in the system with a controllable MV reactor

The number of switching operations is reduced to a minimum because the reactor remains connected virtually at all times. The disadvantage of the solution is that often the active power losses in HV reactors are slightly higher than in MV reactors. Another disadvantage is the need to extend the HV switchgear by an additional reactor bay.

With an MV reactor with no reactive power control the cable line's reactive power compensation is provided in the vicinity of one particular voltage. Above this voltage the farm will output its excessive reactive power to the grid, below the voltage it draws reactive power from the grid. Such a solution is therefore suitable only when the voltage at the point of the farm's interconnection with the grid has a very low volatility. Otherwise, variable shunt reactors should be used, or significant charges should be expected for defaulting the power factors stipulated in the interconnection agreement.

Finally, it is worth noting that the use of cable lines for connecting wind farms to the power system and the need for shunt reactors to compensate reactive power significantly increase the active power losses in such a system. The cable line and shunt reactor, as continuously operated devices, should therefore be designed with a view to reducing active power losses, and designers should pay attention to the reactor specifications as declared by the manufacturers, and look for devices with the lowest possible active power losses.

REFERENCES

1. Z. Lubośny, "Farmy wiatrowe w systemie elektroenergetycznym" [Wind farms in the power system], WNT, Warsaw 2009.
2. Energa-Operator SA tariff, approved by the President of URE No. DRE-4211-79 (8) / 2013 / VII / WDR / KGO dated 17.12.2013.
3. "Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej PSE-Operator" [Transmission grid code], version of 01 August 2014.
4. Dry-Type, Air-Core Shunt Reactors, Trench Austria GmbH.

Jacek Klucznik

Gdańsk University of Technology

e-mail: jacek.klucznik@pg.gda.pl

Graduated as Master of Engineering from the Faculty of Electrical and Control Engineering at Gdańsk University of Technology (1999). Five years later he obtained his Ph.D. An assistant professor at the Power Engineering Department of his alma mater. His areas of interest include control systems for generators and turbines, wind power generation, transmission lines and power system automatic protections.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 118–122. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Problemy przyłączania farm wiatrowych do systemu elektroenergetycznego z wykorzystaniem kabli WN

Autor

Jacek Klucznik

Słowa kluczowe

linie kablowe, farmy wiatrowe, moc bierna

Streszczenie

Artykuł prezentuje problemy, jakie rodzi przyłączanie farm wiatrowych do systemu elektroenergetycznego za pomocą kabli wysokiego napięcia. Autor wskazuje możliwe problemy z kompensacją mocy biernej, w zależności od sposobu przyłączenia dławika kompensacyjnego i nastawień układów regulacji mocy biernej oraz napięcia farmy wiatrowej. Artykuł porusza też zagadnienia zwiększenia strat mocy czynnej powodowanych instalacją dławików kompensacyjnych.

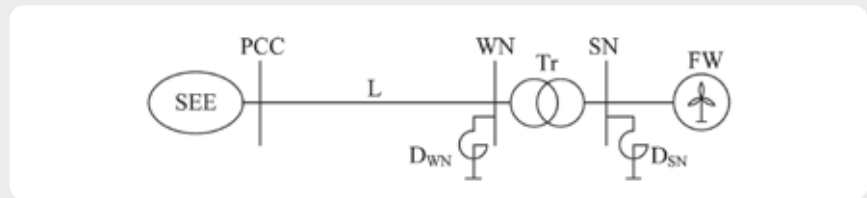
1. Wstęp

Problemy z pozyskaniem gruntów pod budowę linii napowietrznych wysokiego napięcia, a co za tym idzie – długi czas uzyskiwania pozwolenia na budowę takich linii powoduje, że coraz częściej budowane są linie kablowe wysokiego napięcia. W ostatnich latach obserwuje się tendencję do wykorzystywania linii kablowych do przyłączania farm wiatrowych do systemu elektroenergetycznego. Wydawać by się mogło, że jest to rozwiązanie dobre – linia jest niewidoczna, przez co nie psuje krajobrazu, linia ma większą niezawodność, bo nie jest narażona na warunki atmosferyczne, takie jak silne wiatry czy wyładowania atmosferyczne. Jednak przy stosowaniu linii kablowych WN występuje jeden poważny problem techniczny. Jest nim duża pojemność elektryczna kabla i związane z tym problemy z generowaną przez kabel mocą bierną.

Obecna konstrukcja umów przyłączeniowych pomiędzy właścicielem farmy wiatrowej a spółką dystrybucyjną, do której sieci wprowadzana jest moc generowana przez farmę wiatrową, zawiera precyzyjne zapisy o wymaganiach, jakie muszą być spełnione w zakresie dostarczanej do sieci mocy biernej. W umowie określa się dopuszczalny zakres mocy biernej, jaka może być pobierana i oddawana do sieci. Z kolei taryfa operatora sieci dystrybucyjnej określa dokładnie wartości opłat, jakie są naliczane za przekroczenie ustalonych wartości mocy biernej wymienianej z siecią. Powyższe powoduje, że na etapie wykonywania projektu farmy wiatrowej konieczne jest zaplanowanie, w jaki sposób będzie dokonywana kompensacja mocy biernej linii kablowej, tak aby ograniczyć koszt opłat za moc bierną.

Możliwe są tu trzy główne rozwiązania problemu (rys. 1):

- Kompensacja za pomocą dławika D_{WN} przyłączonego do sieci wysokiego napięcia (stosuje się wówczas dławik wysokiego napięcia)
- Kompensacja za pomocą dławika D_{SN} przyłączonego do sieci średniego napięcia (stosuje się wówczas dławik średniego napięcia)
- Kompensacja z wykorzystaniem elektrowni wiatrowych (można nie stosować wówczas dodatkowego dławika,



Rys. 1. Możliwe miejsca przyłączenia dławików do kompensacji mocy biernej

a nadmiar mocy biernej linii kablowej jest kompensowany przez układy energoelektroniczne elektrowni wiatrowych).

Niniejszy referat przedstawia jedynie zagadnienia związane z rozwiązaniami wykorzystującymi dławiki, pomijając potencjalne możliwości wykorzystania elektrowni wiatrowych do regulacji mocy biernej. Wynika to z faktu, że znakomita większość obecnie instalowanych elektrowni wiatrowych ma zerowe lub bardzo niewielkie możliwości regulacji mocy biernej w sytuacji, gdy elektrownia nie generuje mocy czynnej (w sytuacji gdy warunki wiatrowe są niewystarczające do uruchomienia elektrowni). Co prawda, część producentów wyposaża swoje elektrownie w dodatkowe układy typu STATCOM, rozszerzające możliwości regulacji mocy biernej, lecz wiąże się to z większymi kosztami inwestycyjnymi.

Dwa podstawowe sposoby kompensacji z wykorzystaniem dławików przedstawiono na rys. 1.

2. Kompensacja z wykorzystaniem dławików WN

W przypadku wykorzystania dławika wysokiego napięcia (D_{WN}) jego moc powinna być dobrana do skompensowania mocy biernej wytwarzanej przez linię kablową WN (rys. 1). Można to zapisać w sposób następujący:

$$Q_L = Q_D \rightarrow U_{WN}^2 B_L = \frac{U_{WN}^2}{X_D} \quad (1)$$

gdzie:

Q_L – moc bierna linii kablowej WN (moc ładowania)
 Q_D – moc bierna dławika
 B_L – susceptancja linii kablowej
 X_D – reaktancja dławika
 U_{WN} – napięcie w miejscu przyłączenia dławika.

Podany wzór bazuje na uproszczeniu zakładającym, że napięcie na początku linii (punkt PCC – rys. 1) i na jej końcu (gdzie zainstalowany jest dławik) są sobie równe. W rzeczywistości napięcia te nie będą takie same, ale z racji dość małych rezystancji i reaktancji linii kablowych ich różnica nie będzie duża. Dzięki temu przyjęte uproszczenie nie prowadzi do dużych błędów, a w łatwy sposób pozwala na dobór dławika. Wzór (1) można przekształcić, aby uzyskać zależność na znamionową moc bierną dławika

$$Q_{Dn} = U_n^2 B_L l \quad (2)$$

gdzie:

U_n – napięcie znamionowe dławika
 B_L – susceptancja jednostkowa kabla
 l – długość linii.

Korzystając z przedstawionej zależności, dokonano doboru dławika kompensacyjnego dla przykładowej farmy wiatrowej. Założono, że farma o mocy znamionowej 50 MW jest przyłączona do systemu elektroenergetycznego kablem o napięciu znamionowym 110 kV, o długości 32 km, którego jednostkowa susceptancja wynosi 50,9 $\mu\text{S}/\text{km}$. Zatem, zgodnie ze wzorem (2), wymagana moc dławika kompensacyjnego będzie wynosić 19,7 Mvar.

W tych uproszczonych rozważaniach pomijana jest sieć wewnętrzna farmy wiatrowej, która w rzeczywistości również wpływa na bilans mocy biernej.

3. Kompensacja z wykorzystaniem dławików SN

W przypadku wykorzystania dławika przyłączonego do szyn SN jego moc, tak jak w poprzednim przypadku, powinna być dobrana do skompensowania mocy biernej wytwarzanej przez linię kablową WN.

Można to zapisać w sposób następujący (pomijając straty mocy w transformatorze farmy wiatrowej):

$$Q_L = Q_D \rightarrow U_{WN}^2 B_L = \frac{U_{SN}^2}{X_D} \quad (3)$$

gdzie:

U_{SN} – napięcie w miejscu przyłączenia dławika

U_{WN} – napięcie linii kablowej WN.

Oznacza to, że dławik powinien być dobrany analogicznie jak poprzednio (2) na moc:

$$Q_{Dn} = U_{WN}^2 B'_L l \quad (4)$$

Napięcie we wzorze (4) nie jest w tym przypadku napięciem znamionowym dławika, a napięciem znamionowym linii WN. Oczywiście jest, że obliczona moc dławika wymaganego do kompensacji, dla danych z prezentowanego wcześniej przykładu, będzie taka sama (19,7 Mvar).

W zaprezentowanym sposobie doboru dławika tkwi jednak zagrożenie związane ze zmiennością napięcia w punkcie przyłączenia. Napięcie w sieci podlega wahaniom i zgodnie z IRiESP może przyjmować wartości przedstawione w tab. 1.

Jaki zatem poziom napięcia powinien być wykorzystany w doborze dławika?

W przypadku dławika przyłączonego do szyn WN, analizując zależność (1), można zauważyć, że warunek kompensacji nie zależy od napięcia, gdyż przy niezmiennych się parametrach linii (B_L) i dławika (X_D) wartości mocy generowanej przez linię kablową i pobieranej przez dławik zmieniają się tak samo, proporcjonalnie do kwadratu napięcia zasilania. Zatem układ kompensacji dobrany na napięcie znamionowe zachowa się poprawnie dla napięć wyższych i niższych od napięcia znamionowego.

Z kolei w celu analizy poprawności doboru dławika przyłączonego po stronie SN transformatora zależność (3) należy ztransformować do postaci (5), wprowadzając do wzoru przekładnię transformatora ϑ , wiążącą napięcie strony górnej i dolnej transformatora.

$$Q_L = Q_D \rightarrow U_{WN}^2 B_L = \frac{U_{SN}^2}{X_D \vartheta} \quad (5)$$

Pobieżna ocena uzyskanej zależności wydaje się wskazywać, że warunek kompensacji będzie spełniony niezależnie od napięcia, podobnie jak w przypadku dławika instalowanego po stronie WN. Jednak zaprojektowanie układu kompensacji w ten sposób może skutkować poważną niedokładnością kompensacji przy zmianach napięcia w punkcie przyłączenia. Powodem tego jest fakt, że transformatory farm wiatrowych są wyposażone w przełącznik zaczepek i regulator napięcia. Zadaniem tego układu jest utrzymanie stałego poziomu napięcia w sieci wewnętrznej farmy wiatrowej, tak aby zapewnić prawidłową pracę przyłączonych elektrowni wiatrowych. Regulatory napięcia stosowane dla transformatorów farm wiatrowych dość często pracują z wąską strefą nieczułości i krótkim czasem zwłoki. Takie nastawianie regulatora wynika z obawy projektantów przed możliwością wyłączenia elektrowni wiatrowych

Rodzaj rozdzielni/Siec	400 kV	220 kV	110 kV
Normalny stan pracy sieci			
Rozdzielnie NN i 110 kV, do których przyłączone są bezpośrednio jednostki wytwórcze	400–420	220–245	110–123
Pozostałe rozdzielnie NN	380–420	210–245	105–123
Zakłóceniewy stan pracy sieci			
Rozdzielnie NN i 110 kV, do których przyłączone są bezpośrednio jednostki wytwórcze	380–420	210–245	105–123
Pozostałe rozdzielnie NN	360–420	200–245	99–123

Tab. 1 Dopuszczalna zmienność napięć w KSE [3]

przez zabezpieczenia podnapięciowe lub nadnapięciowe.

Wszystko to powoduje, że napięcie na szynach SN jest utrzymywane na w zasadzie stałym poziomie, niezależnie od wartości napięcia linii kablowej WN. W efekcie tego moc bierna pobierana przez dławik pozostaje praktycznie stała, mimo zmian napięcia w linii kablowej. Powyższe powoduje, że dobrana (wg zależności 4) wartość mocy dławika kompensacyjnego może zapewnić pełną kompensację jedynie dla jednego, określonego napięcia zasilającego linię kablową WN.

W uproszczeniu, przy pominięciu strat mocy w linii kablowej i w transformatorze, uchyb kompensacji można opisać jako różnicę mocy biernej generowanej przez linię kablową Q_L i mocy pobieranej przez dławik Q_D . Uchyb kompensacji wyrażony będzie jako

$$\Delta Q = Q_L - Q_D = U_{WN}^2 B_L - \frac{U_{SN}^2}{X_D} \quad (6)$$

Przy stałej wartości napięcia na szynach SN (wynikającym z przyjętego sposobu sterowania przekładnią transformatora) uchyb kompensacji zawsze będzie zależał od wartości napięcia zasilającego linię kablową WN i niemożliwe jest uzyskanie pełnej kompensacji dla różnych warunków pracy układu przy stałej wartości indukcyjności dławika.

4. Porównanie kompensacji mocy biernej z wykorzystaniem dławików SN i dławików WN

W celu porównania obu metod kompensacji wykonano w programie PowerFactory badania porównawcze dla obu opisywanych rozwiązań. Badania przeprowadzono, wykorzystując prosty model sieci zawierający linię kablową WN i transformator sieciowy farmy (rys. 1). Odpowiada to sytuacji, gdy farma wiatrowa nie pracuje i jej sieć SN nie jest pod napięciem. Układ taki przyjęto ze względu na chęć uproszczenia zjawisk, jakie występują w układzie, tak aby skupić się jedynie na aspektach związanych z kompensacją mocy biernej linii kablowej. Warto zauważyć, że sytuacja ta jest bardzo podobna do stanu, kiedy farma wiatrowa nie generuje mocy czynnej (bo występują zbyt małe prędkości wiatru), ale sieć wewnętrzna jest pod napięciem, co może występować nawet przez 10% roku.

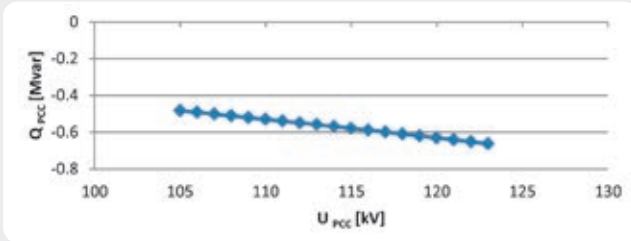
Napięcie znamionowe	20 kV	110 kV
Moc znamionowa	20 Mvar	20 Mvar
Reaktancja dławika	20 Ω	605 Ω
Prąd znamionowy	578 A	105 A
Straty znamionowe	182 kW	235 kW

Tab. 2. Wybrane dane dławików powietrznych firmy Trench [4]

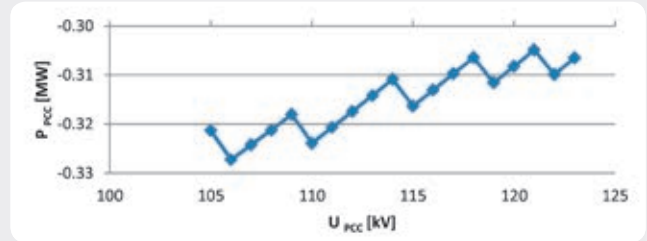
Bazując na obliczonej uprzednio wymaganej mocy dławika 19,7 Mvar, przyjęto dławik o mocy 20 Mvar, w wersji na napięcie znamionowe 20 kV lub 110 kV. Podstawowe dane wykorzystanych dławików zestawiono w tab. 2.

Rysunki 2–5 ilustrują zachowanie układu z dławikiem WN podczas zmian napięcia w punkcie przyłączenia farmy wiatrowej do sieci (PCC).

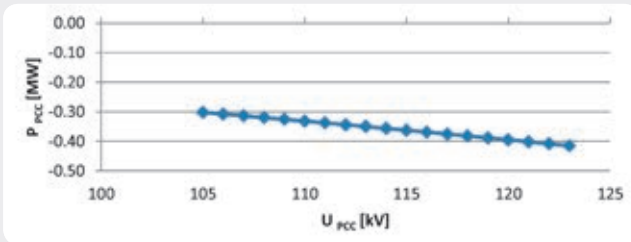
Dla najniższego poziomu napięcia 105 kV można zauważyć (rys. 2), że wartość mocy biernej w punkcie przyłączenia wynosi –0,5 Mvar. Widać, że dobrany w sposób bardzo uproszczony dławik poprawnie kompensuje moc bierną linii kablowej. Wraz ze wzrostem napięcia moc bierna w punkcie przyłączenia obniża się, osiągając przy maksymalnym napięciu wartość około –0,7 Mvar. Te zmiany mocy są efektem wzrostu napięcia w układzie. Wzrost napięcia powoduje wzrost prądu dławika, wzrost prądu magnesowania transformatora, w efekcie czego zwiększa się wartość prądu płynącego kablem, co z kolei powoduje powstawanie dodatkowych (nieuwzględnianych w uproszczonych wzorach) strat mocy biernej w kablu WN. Powyższe powoduje, że kompensacja nie jest idealna i wartość mocy biernej w punkcie przyłączenia jest w niewielkim stopniu zależna od poziomu napięcia. Warto zauważyć, że mimo zmian mocy biernej w punkcie przyłączenia wartość współczynnika mocy w punkcie przyłączenia (rys. 4) jest praktycznie niezależna od wartości napięcia. Powyższe rozważania wskazują, że układ z dławikiem WN dość dobrze zapewnia kompensację mocy biernej linii kablowej WN. Zasadniczą wadą układu są dość duże straty mocy czynnej w dławiku, rosnące wraz ze wzrostem napięcia (rys. 5).



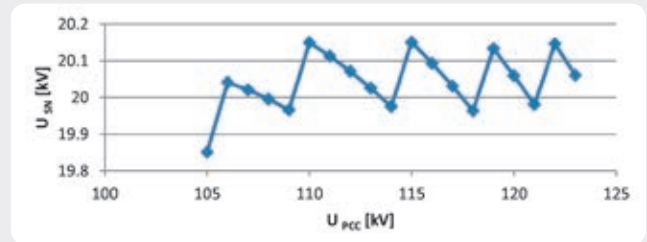
Rys. 2. Moc bierna w punkcie przyłączenia w funkcji napięcia w punkcie przyłączenia, dla układu z dławikiem WN



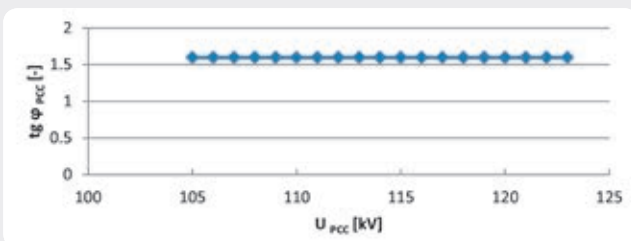
Rys. 7. Moc czynna w punkcie przyłączenia w funkcji napięcia w punkcie przyłączenia, dla układu z dławikiem SN



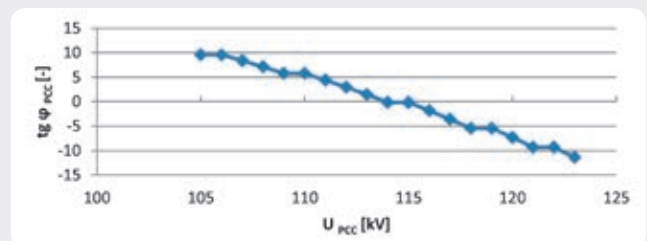
Rys. 3. Moc czynna w punkcie przyłączenia w funkcji napięcia w punkcie przyłączenia, dla układu z dławikiem WN



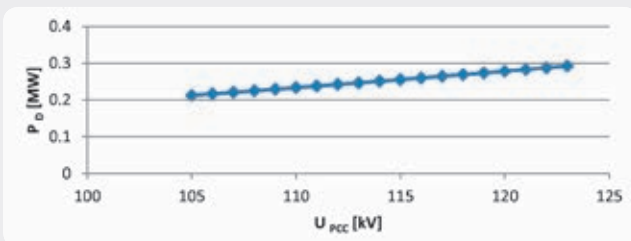
Rys. 8. Napięcie szyn SN w funkcji napięcia w punkcie przyłączenia, dla układu z dławikiem SN



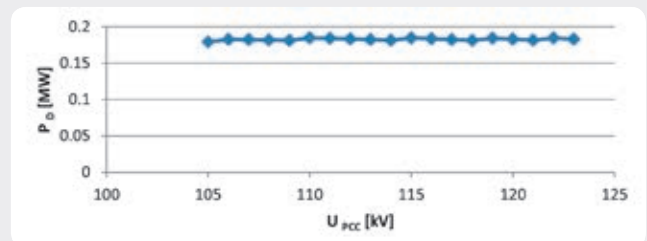
Rys. 4. Współczynnik mocy tg φ w punkcie przyłączenia w funkcji napięcia w punkcie przyłączenia, dla układu z dławikiem WN



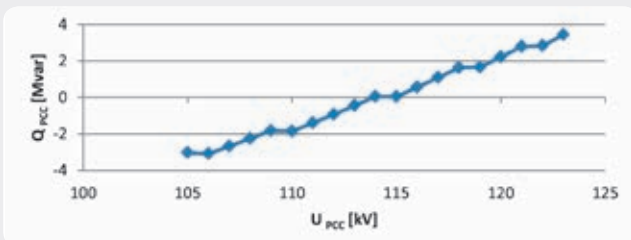
Rys. 9. Współczynnik mocy tg φ w punkcie przyłączenia w funkcji napięcia w punkcie przyłączenia, dla układu z dławikiem SN



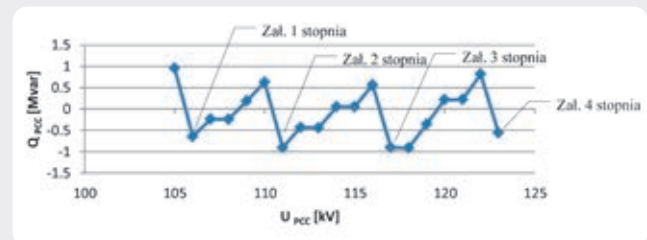
Rys. 5. Straty mocy czynnej w dławiku WN w funkcji napięcia w punkcie przyłączenia



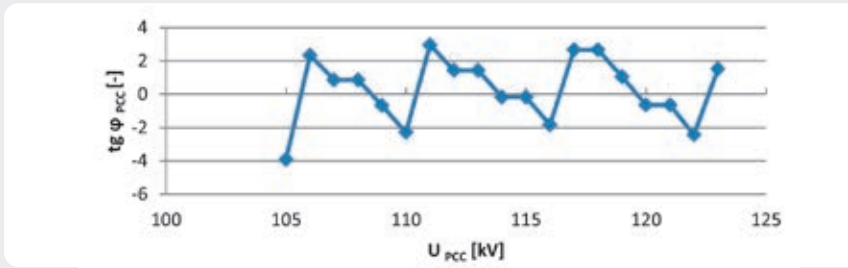
Rys. 10. Straty mocy czynnej w dławiku SN w funkcji napięcia w punkcie przyłączenia



Rys. 6. Moc bierna w punkcie przyłączenia w funkcji napięcia w punkcie przyłączenia, dla układu z dławikiem SN



Rys. 11. Moc bierna w punkcie przyłączenia w funkcji napięcia w punkcie przyłączenia, dla układu z regulowanym dławikiem SN



Rys. 12. Współczynnik mocy $\text{tg } \varphi$ w punkcie przyłączenia w funkcji napięcia w punkcie przyłączenia, dla układu z regulowanym dławikiem SN

Z kolei rys. 6–10 ilustrują zachowanie układu z dławikiem SN podczas zmian napięcia w punkcie przyłączenia farmy wiatrowej do sieci.

Można zauważyć, że układ z dławikiem przyłączonym do szyn napięcia średniego zachowuje się zgodnie z oczekiwaniami. Przy niskich napięciach, gdy moc ładowania linii kablowej jest niska, układ jest przekomensowany i z sieci pobierana jest znaczna wartość mocy biernej (rys. 6). Wraz ze wzrostem napięcia moc ładowania kabla WN rośnie, zaś moc dławika pozostaje praktycznie na stałym poziomie, gdyż napięcie szyn SN (rys. 8), kontrolowane przez regulator transformatora, zmienia się w bardzo wąskich granicach. Skutkiem tego jest wzrost mocy biernej w punkcie przyłączenia. W analizowanym przykładzie przy napięciu 115 kV występuje pełna kompensacja, zaś dalszy wzrost napięcia powoduje wzrost mocy biernej oddawanej do sieci. Przy najwyższym dopuszczalnym napięciu w punkcie przyłączenia wartość oddawanej do sieci mocy biernej przekracza 3 Mvar. Zakres zmian mocy biernej w punkcie przyłączenia, w przypadku dławika przyłączonego do szyn SN, wynosi około 6 Mvar, czemu odpowiada zmiana współczynnika mocy w bardzo szerokim zakresie (rys. 9). Pewną zaletą układu jest ograniczenie strat mocy czynnej dławika względem układu z dławikiem WN, zwłaszcza w zakresie wyższych napięć.

Można zauważyć, że rozpatrywany układ z dławikiem zainstalowanym na szynach SN nie pozwala na uzyskanie zadowalającego stopnia kompensacji, a realizacja praktyczna takiego rozwiązania, mimo niższych kosztów inwestycyjnych, może – z racji znacznych opłat za moc bierną oddawaną/pobieraną z sieci – spowodować w długofalowym horyzoncie czasowym znaczne obniżenie zysku inwestora.

Zwiększenie dokładności kompensacji i tym samym zmniejszenie opłat za moc bierną przy stosowaniu dławika przyłączonego

do szyn SN może być uzyskane przez zastosowanie dławika z regulacją mocy biernej. Dobrym rozwiązaniem może być wykorzystanie dwóch dławików:

- dławika podstawowego, załączonego na stałe, o mocy dopasowanej do najniższego poziomu napięcia w punkcie zasilania
- dławika dodatkowego, regulowanego, zapewniającego zmienność mocy biernej wymaganej w zakresie od napięcia najniższego do napięcia najwyższego.

Dla rozpatrywanego przykładu rozwiązanie takie mogłoby mieć następującą postać:

- instalacja dławika podstawowego o mocy 16 Mvar
- instalacja dławika regulowanego o mocy 8 Mvar (4 stopnie po 2 Mvar).

Rysunek 11 przedstawia wartość mocy biernej w punkcie przyłączenia w przypadku zastosowania proponowanych dławików. Założono, że układ regulacji dławików łączy kolejne stopnie dławika w zależności od wartości mocy biernej w punkcie przyłączenia. Przyjęto strefę nieczułości regulatora jako ± 1 Mvar. Zgodnie z oczekiwaniami zaproponowany układ zapewnia kompensację mocy biernej kabla z oczekiwaną dokładnością. Wartości współczynnika mocy dla proponowanego rozwiązania przedstawia rys. 12.

5. Podsumowanie

Przedstawione w referacie dwa sposoby rozwiązania problemu kompensacji mocy biernej linii kablowej za pomocą dławików wskazują na istotne różnice wpływu dławików zainstalowanych na poziomie napięcia wysokiego i napięcia średniego na efekty kompensacji.

Wykorzystanie dławików WN niesie ze sobą mniej problemów eksploatacyjnych. Dławik nie wymaga regulacji, a mimo to w szerokim zakresie napięć jest w stanie zapewnić ograniczenie mocy biernej pobieranej/oddawanej

z sieci. Brak konieczności regulacji mocy dławika pociąga zmniejszenie kosztów (brak konieczności instalacji droższych dławików regulowanych, brak układów regulacji, brak przeglądów czy konserwacji układów przełączających). Ograniczona do minimum zostaje liczba operacji łączeniowych, gdyż dławik praktycznie przez cały czas pracy pozostaje załączony. Wadą rozwiązania jest fakt, że dławiki wysokich napięć charakteryzują się często nieco wyższymi stratami mocy czynnej w porównaniu z dławikami na napięcia średnie. Dodatkową wadą jest konieczność rozbudowy rozdzielni WN o dodatkowe pole dławika.

Wykorzystanie dławików SN bez możliwości regulacji ich mocy biernej powoduje, że kompensacja mocy biernej kabla będzie zapewniona w otoczeniu jednego, określonego poziomu napięcia. Powyżej tego napięcia farma będzie oddawała nadmiar mocy biernej do sieci, poniżej tego napięcia farma będzie pobierała moc bierną z sieci. Takie rozwiązanie jest zatem korzystne jedynie wtedy, gdy napięcie w punkcie przyłączenia farmy do sieci charakteryzuje się bardzo małą zmiennością. W innym przypadku należy stosować dławiki umożliwiające regulację mocy biernej bądź liczyć się z wysokimi opłatami z tytułu niedotrzymania współczynników mocy zawartych w umowie przyłączeniowej.

Na koniec warto zauważyć, że wykorzystanie linii kablowych w celu przyłączenia farm wiatrowych do systemu elektroenergetycznego oraz konieczność stosowania dławików do kompensacji mocy biernej w istotny sposób zwiększa straty mocy czynnej takiej instalacji. Układ linii kablowej i dławika, jako urządzenia pracujące ciągle, powinien być zatem projektowany pod kątem ograniczenia strat mocy czynnej, a projektanci powinni zwracać uwagę na deklarowane przez producentów dławików parametry konstrukcyjne i poszukiwać urządzeń o możliwie najniższych stratach mocy czynnej.

Bibliografia

1. Lubośny Z., Farmy wiatrowe w systemie elektroenergetycznym, WNT 2009.
2. Taryfa Energa-Operator SA, zatwierdzona Decyzją Prezesa URE nr DRE-4211-79(8)/2013/VII/WDR/KGo z dnia 17.12.2013.
3. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej PSE-Operator z 1 sierpnia 2014.
4. Dry-Type, Air-Core Shunt Reactors, Trench Austria GmbH.

Jacek Klucznik

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: j.klucznik@eia.pg.gda.pl

Studia magisterskie ukończył na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (1999). Pięć lat później uzyskał tytuł doktorski. Pracuje jako adiunkt w Katedrze Elektroenergetyki swojej macierzystej uczelni. Zajmuje się układami regulacji generatorów i turbin, energetyką wiatrową oraz elektroenergetyczną automatyką zabezpieczeniową.