

The use of distributed sources installed in an MV network for V and Q control – steady state operation

Author

Robert Małkowski
 Artur Zbroński

Keywords

voltage control, medium voltage network, distributed generation

Abstract

The paper presents and discusses examples of research results showing the potential for the use of distributed sources installed in an MV network in the process of V and Q control.

1. Introduction¹

With the increasing saturation of MV grids with distributed sources, distribution network operators are showing an increasing interest in the possibilities of their use for control purposes. Both qualitative and quantitative levels of individual sources impact on an MV grid's voltage condition are determined, among other factors, by the following: locations of individual sources in the grid, technical constraints, or adopted control criteria. Typically, the unit powers of these sources are not large. It should be remembered, however, that although a single source's relevance can be negligible, proper coordination of more of them may have a significant effect. It is, therefore, worthwhile considering the possibility of using distributed sources for V and Q control in MV grid.

With this in mind, the goals of V and Q regulation services provided by distributed generation sources to the benefit of a distribution subsystem operator, may be the following:

- reduction of transmission losses in the grid
- stabilization (adjustment or retention) of voltages in the source surroundings, under normal grid conditions
- stabilization (retention) of voltages in the source surroundings, under abnormal grid conditions, such as abnormal voltage levels
- intervention by limiting local reactive power generation, or even its absorption in emergency, under the threat of excessively high voltages in the master grid.

2. Regulating capabilities of distributed sources

The varied impact of control of distributed sources active and reactive power outputs on the process of voltage and reactive power flow control in an MV grid results from several factors. They include:

- Installed capacity of the source, and its available reactive power. In general, the available reactive power range is determined by the current active power output.
- Power plant location with regard to the transformer substation, or to other sources supplying the grid. Due to their locations with regard to the supplying node, distributed sources can be divided into two basic groups:
 - source connected directly or by a small impedance with the MV bars of main supply points (MSPs)
 - sources located deep in the medium voltage grid
- Adopted control criterion. The basic distributed source control criterion is to optimize the active power output subject to assumed criteria (for a wind farm, for example, it may be the maximum active power output as a function of wind speed, for a small hydro plant – the maximum active power output while maintaining the required water level, etc.). An additional criterion (adopted for RES) can be, depending on system requirements, or requirements imposed by the operator:
 - constant voltage retention
 - constant reactive power retention
 - constant $\text{tg}(\varphi)$ retention.

¹ This article is an extension of theoretical considerations contained in article [4] on the use of reactive power sources installed in an MV grid. It is also a form of the report of research project [3].

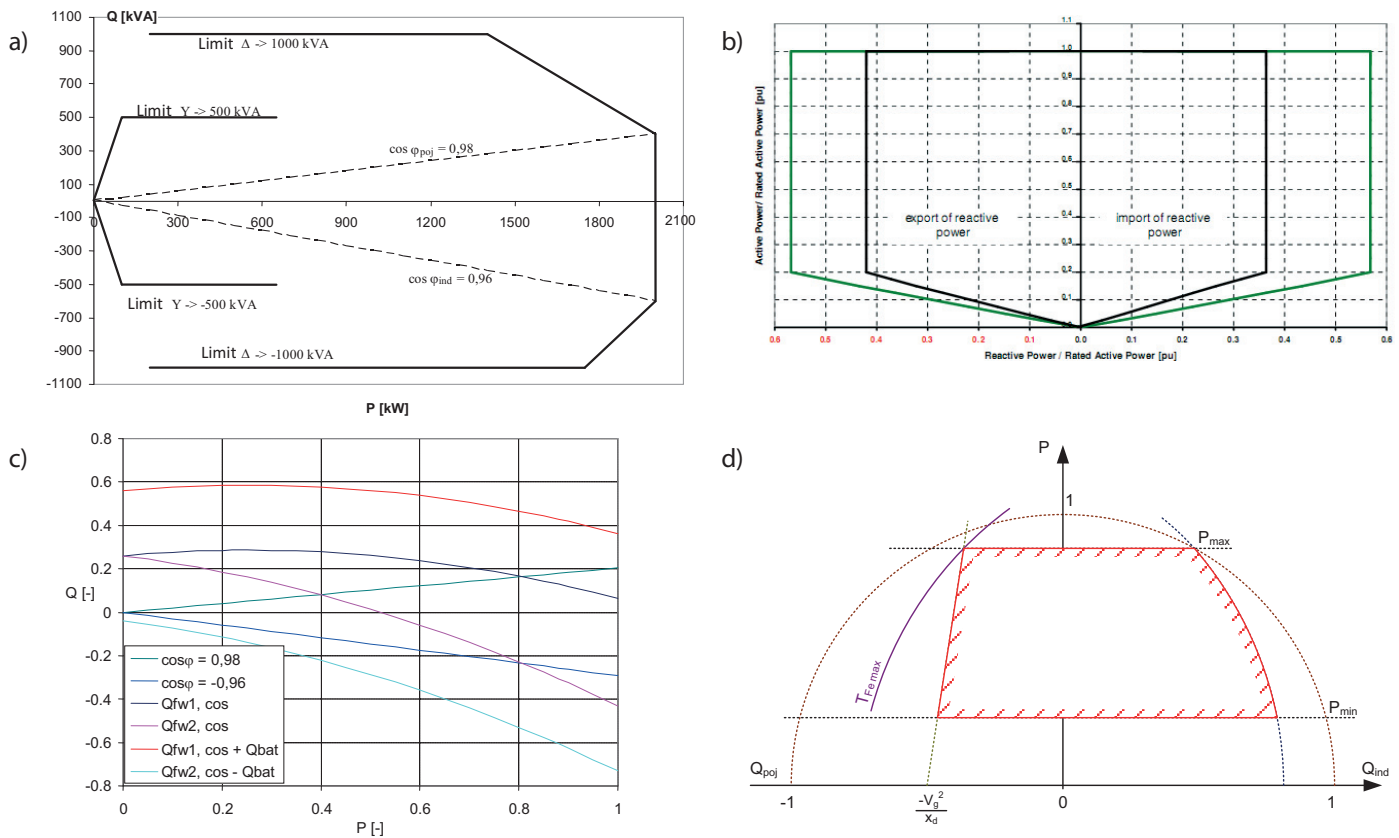


Fig. 1. Area of acceptable operating conditions that determines the control range of reactive power sources, a) Vestas V90–2 MW generator, b) ENERCON E-82 generator, FT and FTQ versions, c) wind farm with doubly fed asynchronous generators (V90–3.0 MW), assuming constant power factor, d) synchronous generator

3. Control criteria

3.1. Control by constant voltage criterion

For distributed sources connected with each other in a parallel cooperation node, as well as to ensure clear reactive power separation between individual sources, it is necessary to ensure their stable cooperation under variable load conditions. A classic way to achieve this is the droop (slope) (fig. 2b) of individual sources equivalent characteristics and the appropriate voltage set points at idle.

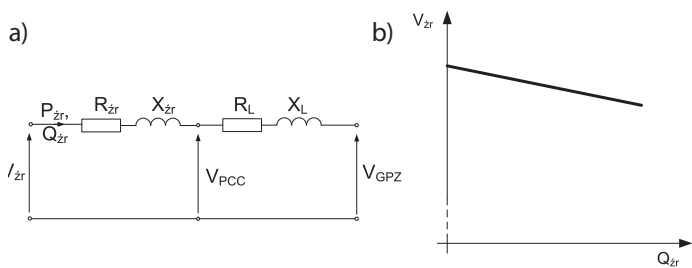


Fig. 2. Equivalent diagram (a) and the corresponding external characteristics of source resulting from non-zero source impedance between the source and its connection point (b)

The static characteristics slope is related to the fact that the generation sources are not ideal voltage sources with zero internal impedance. Due to the existence of an internal impedance of the source, or an external impedance associated with the impedances of power lines that supply the transformer coupling the source with the grid, reactive power load changes are accompanied by a voltage variation in the parallel cooperation node.

Due to the transformer control dead band it can be assumed that a small droop, shown in fig. 2, and a small voltage variability associated with it, in most cases will not have practical significance. Setting such a slope is, however, necessary to ensure stable operation of parallel sources. The appropriate shape of the characteristics will also make each source's load proportional to its size.

Operation of sources installed in the MV grid according to the voltage criterion will also have a positive effect on stabilization and reduction of voltage fluctuations in the source's surroundings. In addition, adopting such a control criterion allows stability (retention) of voltages in the controlled source's surroundings under an abnormal grid, e.g. after an emergency grid configuration change.

The constant voltage retention for sources directly connected to a main supply point's buses should result in reducing the number of switching transformer tap changes of the MV grid supplying transformer.

3.2. Control by constant reactive power or constant tg(φ) criterion

Assuming voltage stability in the analyzed grid, we can determine the source reactive power at which the active power losses in the network are minimal. For simplicity we will use the diagram shown in fig. 2a, so we can write the formula for active power losses:

$$\Delta P = \frac{(P_{\dot{z}r}^2 + Q_{\dot{z}r}^2)}{U_{PCC}^2} \cdot R_L \tag{1}$$

Taking into account that:

$$tg(\varphi) = \frac{Q_{\dot{z}r}}{P_{\dot{z}r}} \tag{2}$$

The formula for power losses in the grid can be written as follows:

$$\Delta P = \frac{P_{\dot{z}r} \cdot (1 + tg(\varphi)^2)}{U_{PCC}^2} \cdot R \tag{3}$$

As is easily noticeable, in order to reduce transmission losses as high as possible a grid voltage should be maintained and/or zero reactive power operation.

So the simple answer regarding the control criterion is possible only for the case under consideration. In reality the situation is much more complex. A separate issue is determining the sources reactive power set point Q_z . In accordance with the above considerations, in the general case the sources should operate at the smallest possible (close to zero) $tg(\varphi)$. For a source, the active power output of which varies within small limits, this requirement is reduced to zero reactive power exchange with the grid to which it is connected.

4. Simulation tests

4.1. Simulation tests description

The simplified grid model shown in fig. 3 was adopted for the tests. In the analysed grid area the following three characteristic generation sources can be distinguished:

- **SHP (SHP, small hydro plant)** – a source characterized by relatively low power output volatility and rate of change. Since the plant is equipped with an asynchronous generator, it is not attractive from the point of view of the control to the distribution network operator’s benefit
- **WF (wind farms)** – sources characterized by very high power output volatility and rate of change. Due to their locations, they can be divided into two groups:

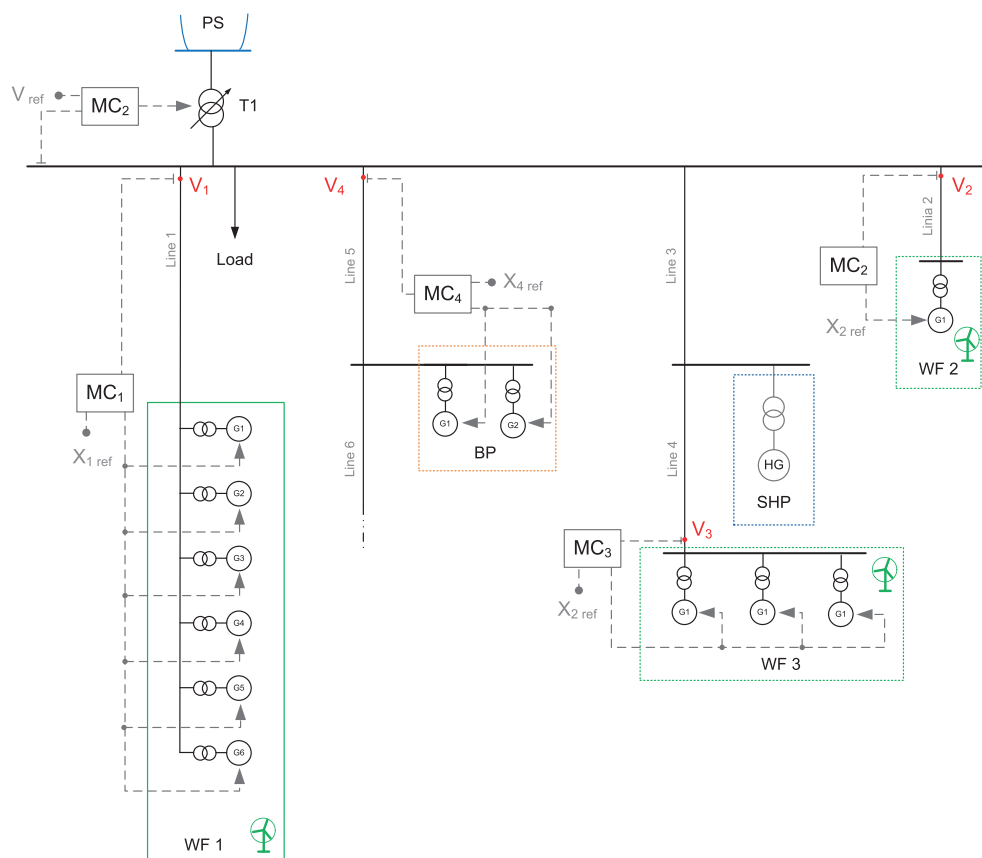


Fig. 3. Simplified diagram of the test system²

² Due to the lack of complete data on the load distribution in the analyzed grid, an aggregated load model was adopted, directly connected to the main supply substation’s MV bus.

- wind farms connected directly to a main supply substation's buses:
 - WF 1 – 6 x 2 MW Vestas wind turbines
 - WF 2 – 1 x 0.8 MW ENERCON wind turbine.
- wind farms connected deep in MV grid:
 - WF 3 – 3 x 0.8 MW ENERCON wind turbines. Each of the wind farms is capable of reactive power control. In the tests the operating areas adopted were adopted in accordance with the characteristics specified by respective manufacturers.
- BP (bio gas plant)** – a source characterized by relatively low power output volatility and rate of change. Since it is equipped with two synchronous generators, it is a good source of V and Q control.

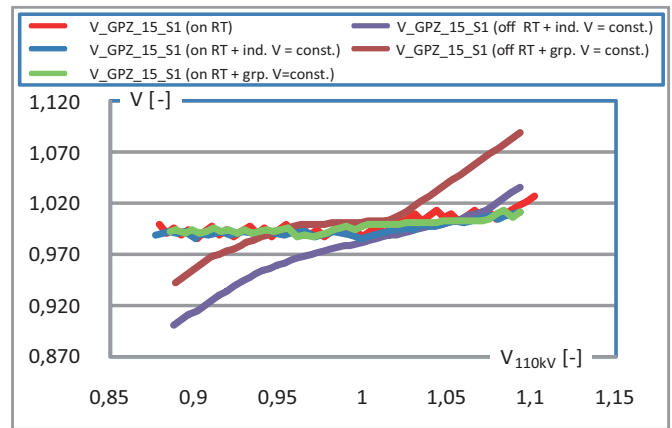


Fig. 4. Voltage variability at the main supply substation's MV bus as a function of changes in the power system voltage

4.2. Estimates of individual control impacts on MV grid voltage

The aim of this study was to estimate the impact of various control units on voltage in the MV grid. The following five options were adopted for comparison:

- Only the transformer regulator is active – RT on
- Only the sources group regulator is active – grp. on ($V = \text{const.}$)
- Only the sources individual regulator is active – ind. on ($V = \text{const.}$)
- The transformer regulator and sources group regulators are active.
- The transformer regulator and sources individual regulator are active³.

The disturbance was a change of SEE power system voltage. The source regulators controlled by the voltage criterion.

The largest voltage variation is observed when the MV grid voltage is controlled by the source regulators only. This is an understandable phenomenon because the regulating capacity of all sources is not sufficient to control the MV grid voltage situation at the modelled disturbance.

The best effect of the MV grid voltages variability reduction was accomplished at concurrent operation of the sources group regulators and the transformer regulator. This result is due to the coordinated effects and settings of individual regulators. Slightly worse results in terms of the main supply substation voltages variability was accomplished under control by individual regulators.

The positive effect of individual regulators' mutual impact should also be noted. The transformer regulator stabilizes the voltage at the MV grid supply point. This in turn significantly reduces the need for external sources control. The regulating reserves so retained in external sources significantly extend the supplying transformer's regulating capabilities fig. 4.

4.3. Estimate of impact of adopted method and criterion of control units' operations

The aim of this study was to demonstrate the impact of the adopted method and criterion of FW wind farm regulators operation. The following four options were adopted for comparison:

- FW group regulation by $V_z = \text{const.}$ criterion⁴
- FW 1 individual regulation by $V_z = \text{const.}$ criterion
- FW group regulation by $\text{tg}(\varphi) = 0$ criterion
- FW 1 individual regulation by $\text{tg}(\varphi) = 0$ criterion

The modelled disturbances were changes in: SEE power system voltage, FW wind farm output power, load power.

In each of the considered simulation options, the smallest voltage variation in the supply node was observed at the sources operation according to the voltage criterion. No significant impact of the adopted control criterion on losses in the MV grid was observed. The impact on the power losses of the MV grid voltage is much greater. Unfortunately, operation under the voltage criterion has some major drawbacks, such as the following:

- The need to coordinate the voltage set points of individual regulators (the transformer regulator at the main supplying substation with the source regulators), each time after a change in the substation voltage set point, as well as after a change in the grid configuration (e.g. split point change). Lack of these settings' coordination may result in retention of abnormal voltages in the MV grid, and consequently forced unnecessary reactive power flows in the grid. The higher the saturation of MV grid with sources involved in the regulation, the greater the scale of the problem.
- The need for communication between the main supplying substation and individual sources involved in the regulation process. This is related to the aforementioned need for set points' coordination. This problem is even more complicated

³ It was assumed for the tests that each wind turbine WF1 is an individual control object.

⁴ Due to the proximity of the main supplying substation, the voltage set point was adopted equal to the set point of the transformer in the substation.

if there is a need to retain a constant voltage outside the PCC connection point (e.g. group regulation). This requires transfer of not only the voltage set point information, but also of measurement data (voltage, reactive power). A certain simplification might be the use of current compensation. The absence of current compensation settings' coordination

can lead to a disproportionate loading of sources. This would discourage the owners of sources installed in the depths of the grid from participation in such regulation. An excellent example here is the worst of the analyzed options, i.e. the individual regulation. This is justified, since in this solution each of the regulators maintains the voltages at individual wind farms'

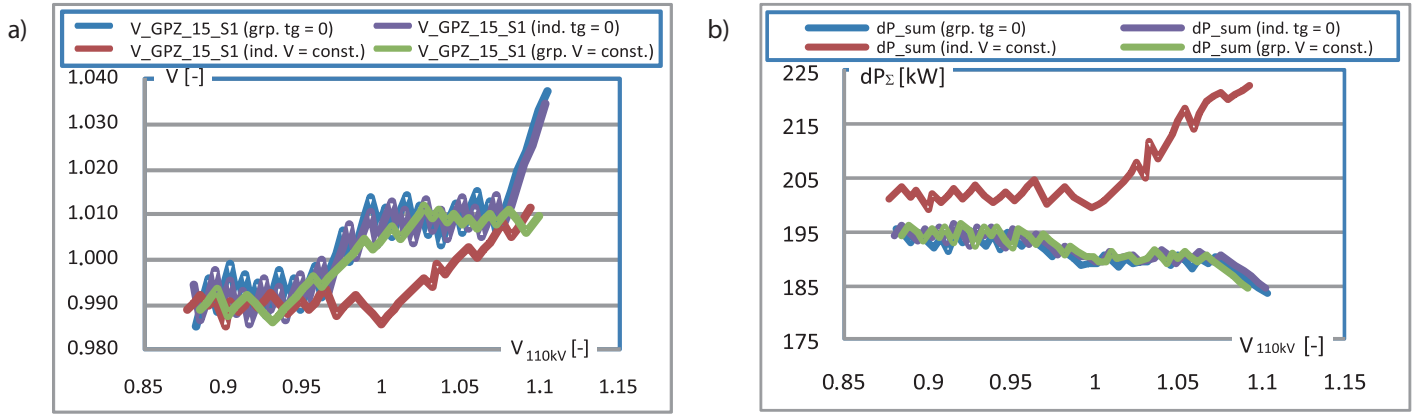


Fig. 5. Test results for VSEE = var, a) voltage variability at the main supplying substation's MV bus, b) total active power loss in the grid

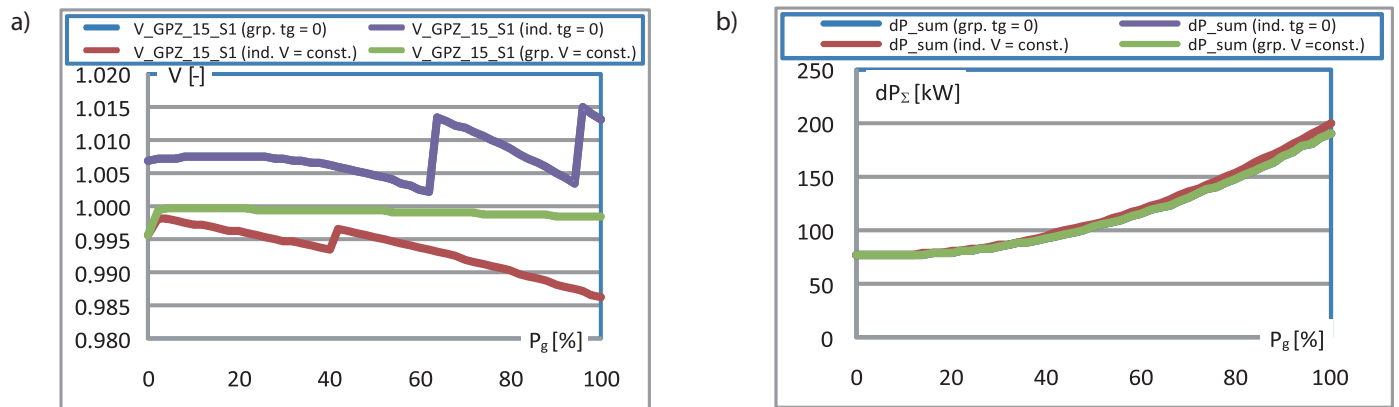


Fig. 6. Test results for PgFW = var, a) voltage variability at the main supplying substation's MV bus, b) total active power loss in the grid

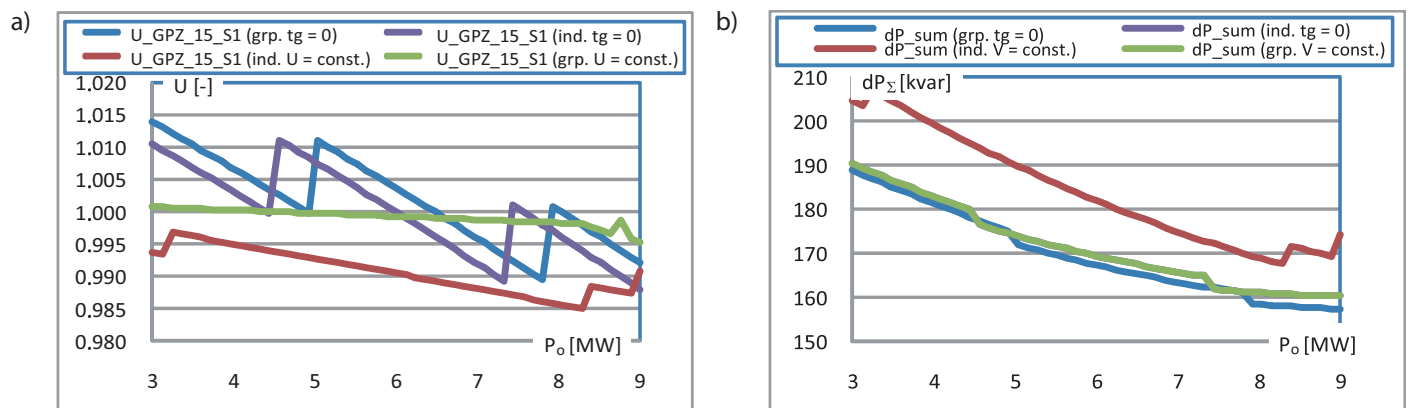


Fig. 7. Test results for PgFW = var, a) voltage variability at the main supplying substation's MV bus, b) total active power loss in the grid

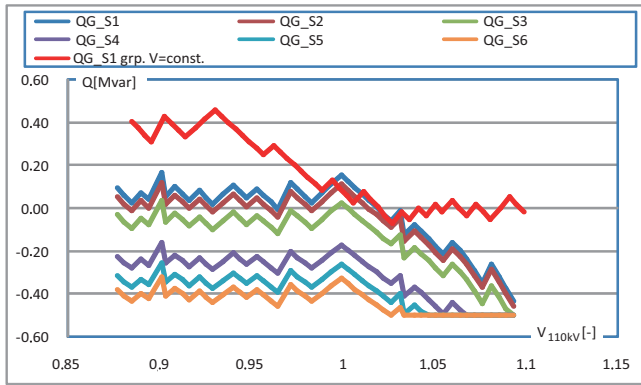


Fig. 8. Comparison of reactive power variations of individual generators in wind farm FW 1 for individual regulation options (generators S1-S6) with the group regulation option⁵

PCC connection points at their respective set points. Because the subsequent generators are characterized by increasing impedances with regard to the supply point, and at the same time they try to retain the same voltage, this results in uneven loads of individual generation units (fig. 8).

In addition, the operation according to the voltage criterion gives priority to the MV grid "interest" rather than to that of the source owners. As shown in [3], the most favourable option is that at $tg(\varphi) = 0$. Then the impact of the operation (e.g. variable FW output) is relatively small.

The voltage reduction under control by the $tg(\varphi) = \text{const.}$ criterion, is slightly worse than under the voltage criterion. A big advantage is that $tg(\varphi)$ can be retained constant locally, which greatly simplifies the coordination.

These considerations entitle recommending, as appropriate, the regulation as shown in fig. 9a. This characteristic is a combination of the both criteria. In normal conditions identified by $\langle V_{\min}, V_{\max} \rangle$ limits, adoption of the proposed solution does not de facto change the present condition. Individual sources operate under the currently adopted criteria, such as maintaining preset reactive power or $tg(\varphi)$ factors. However, in the event of a threat to the MV grid security identified as an instance of too low $V < V_{\min}$ or too high $V > V_{\max}$ voltages, individual sources will change the control criterion and will begin to support the grid by maintaining the voltage at an adopted threshold.

In order to determine the requirements for distributed sources connected to the MV network, the respective operator should determine the required control ranges to be complied with by each source. An example of such an area is the generalized characteristics presented in [1, 5] required for wind farm control by the Ireland system operator (fig. 9b).

4.4. Sources operation according to $V = f(Q)$ characteristics

Example results for selected disturbances are shown in fig. 10–13.

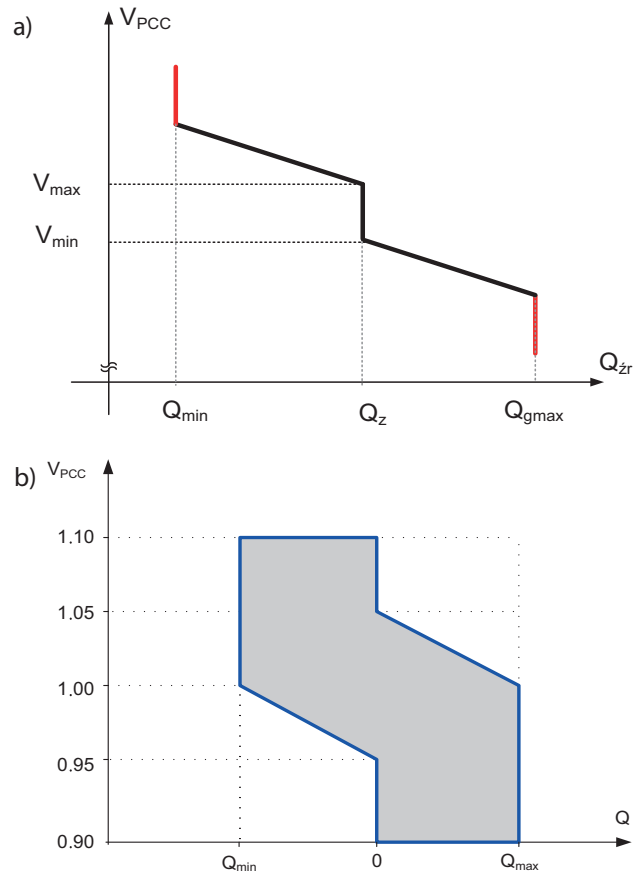


Fig. 9. Recommended control of distributed sources in MV grid, a) characteristic $V = f(Q)$ with reactive power control by source regulator, b) operating area of farm regulator with regard to voltage and reactive power control

The largest sources operated by the characteristics shown in fig. 9a, where the control criterion in the steady state was to maintain a desired $tg(\varphi)$.

The first test (fig. 10) was to determine the effect of a step change in the MV grid's active power balance. It was assumed that after about 3.5 hours the load power will step change (a load power load variation was assumed) and a source will fail.

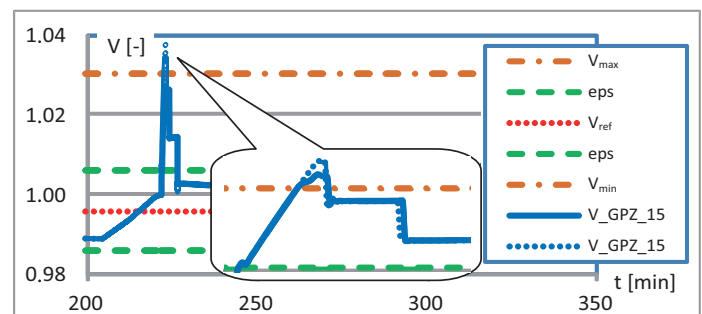


Fig. 10. Voltage variability at the main supplying substation's MV bus. The case of $S_o = \text{var}$ and $tg\varphi_z = -0.2$

⁵ The power shown in the figure QG_S1 grp. V = const. corresponds to the power of the first generator. Under the group regulation all generator loads are equal.

The aim of the second test (fig. 11) was to determine the behaviour of sources involved in the regulation at an occurrence of a change in the SEE connection point voltage, characterised by low speed and high amplitude. The modelled disturbance was a linear change in the SEE connection point voltage. The dashed line shows the voltage change for the case of sources operation according to the criterion of constant $\text{tg}(\varphi)$ only – the characteristics in fig. 9a. were not enforced.

Example variations of selected values shown in fig. 12, illustrate the impact of sources involved in the regulation in the case of a step voltage change at SEE connection point by -5%.

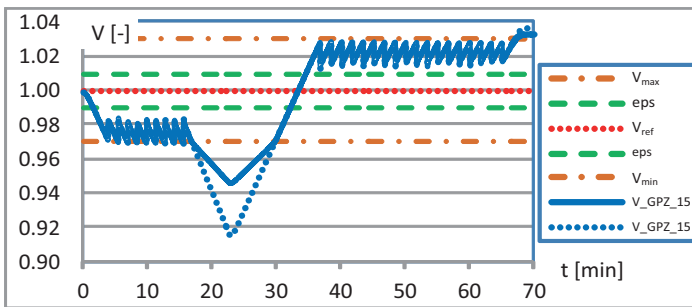


Fig. 11. Voltage variability at the main supplying substation's MV bus. The case of $V_{SEE} = \text{var}$ and $\text{tg}\varphi_z = -0.2$

The last example, fig. 13 was to determine the behaviour of resources involved in the regulation in the case of output power change⁶.

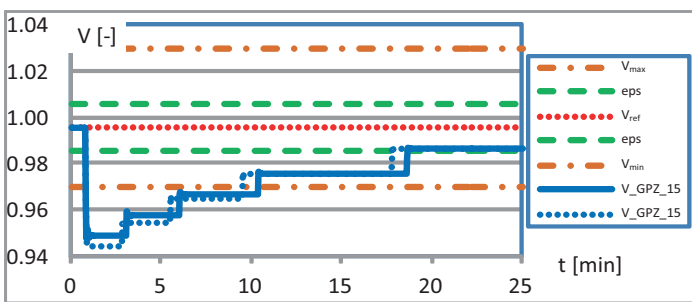


Fig. 12. Voltage variability at the main supplying substation's MV bus. The case of $V_{SEE} = \text{var}|\Delta_{V-5\%}$ and $\text{tg}\varphi_z = 0$

The example test results clearly show the positive effects of the adopted method of distributed sources control.

Analysis of the results shows that the first to try to retain the voltage at its set point is the regulator of the transformer at the main supplying substation (fig. 10). Once the transformer regulating capacity has been exhausted (the extreme tap), the grid is supported by external sources.

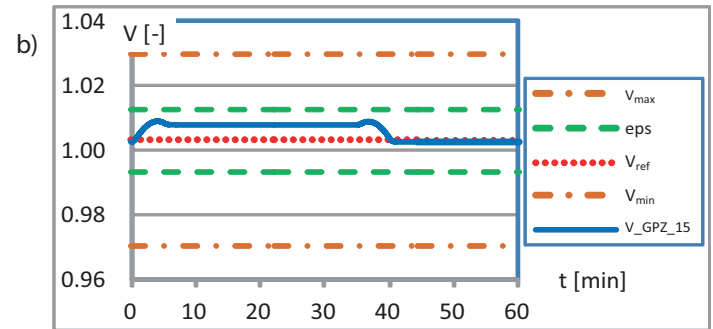
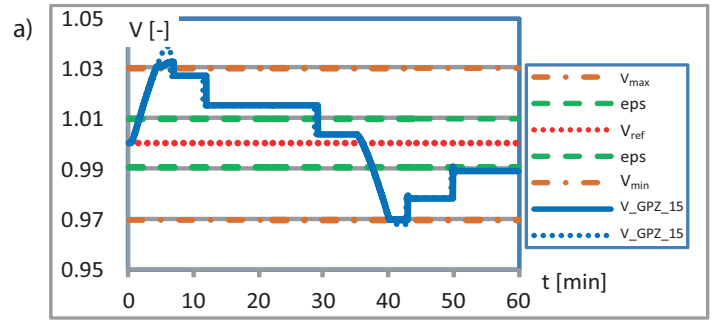


Fig. 13. Voltage variability at the main supplying substation's MV bus in the case of $P_{gFW} = \text{var}$ and a) $\text{tg}(\varphi)_z = -0.2$, b) $\text{tg}\varphi_z = 0$

Fig. 10 and fig. 12 show that due to the impact of external reactive power, the voltage surges in MV grid are mitigated.

The sources positive impact also manifests itself in prolonged duration of tap changes (fig. 11) (limitation of the control error functional). In a real system with large voltage variability, the number of the MV grid supplying transformer's tap changes could be reduced.

Analysis of the voltage variation shown in fig. 13 shows that the most favourable situation in terms of voltage variability in the grid, related to the power output variability, was obtained at $\text{tg}\varphi_z = 0$.

5. Summary

Analysis of the results presented in this paper, as well as in [3], allows for the following conclusions:

- The use of external reactive power sources to control V and Q can bring tangible benefits in the form of:
 - increased control range of the supplying transformer
 - reduced number of tap changes in the transformer at the main supplying substation
 - reduced voltage variability in MV grid.
- Active involvement of reactive power sources in the V and Q control to the MV grid's benefit should occur only as a result of exceeding the voltage limits set by the operator. In order to accomplish this task, a source's master controller should allow the characteristics shown in fig. 8a to develop. In each of these proposals, in the normal conditions identified by acceptable voltage grid voltages (V_{min} , V_{max}), the source operates according to its own criterion, such as, for example, maintaining

⁵ The power shown in the figure QG_S1 grp. $V = \text{const.}$ corresponds to the power of the first generator. Under the group regulation all generator loads are equal.

$\text{tg}(\varphi)$ at a set point, while optimizing, for example, losses in the source's internal grid [2]. However, in the event of the MV grid security threat identified as an instance of too low or too high voltages, individual sources will change the control criterion, and will begin to support the grid by maintaining the voltage at an adopted threshold, with the accuracy of a set droop.

- It is postulated to adopt the $\text{tg}(\varphi)$ set point as close to zero as possible. This applies particularly to any source characterized by high power output variability.
- The $\text{tg}(\varphi)$ set point can be retained locally. No transfer of information from remote measurement points is required in this case.
- The voltage limits (V_{\max} , V_{\min}) that determine the change of each source's operating criterion can be set in two ways:
 - Locally – where the best option would be to adopt values corresponding to the permissible grid voltages.
 - Remotely – the values could be determined as, for instance, a percentage voltage deviation in relation to the current voltage set point maintained by the regulator of the grid supplying transformer.

The test results indicate the expedience of introducing the possibility to use external reactive power sources to control V and Q to the MV grid's benefit. In order to encourage potential participants in such regulation, appropriate legal regulations should be drafted. Such an action to the MV grid's benefit should be treated as an ancillary service.

REFERENCES

1. Eirgrid Grid Code, Version 2.0. January 2007.
2. Klucznik J., Układ sterowania farmy wiatrowej realizujący regulacje napięcia i mocy biernej, Archiwum Energetyki / Polish Academy of Sciences, The Committee on Power Engineering Problems, Vol. 37, Spec. No. (2007).
3. Małkowski R., Zbroński A., Analiza przyłączenia do sieci elektroenergetycznej oraz pracy na sieć wydzieloną układu generacji energii rozproszonej, Research project commissioned by ENERGA SA, Contract No. 10/VII/2010.
4. Małkowski R., Szczerba Z., Expedience of the use of reactive power sources installed in MV grid for V and Q control, *Acta Energetica* 2012, Issue 12, pp. 36–40.
5. Lubośny Z., Farmy wiatrowe w systemie elektroenergetycznym, WNT, Warsaw 2009.

Robert Małkowski

Gdańsk University of Technology
e-mail: r.malkowski@ely.pg.gda.pl

Works at the Power Engineering Department of Gdańsk University of Technology. The scope of his scientific interests covers issues related to wind energy, catastrophic failures of power systems, and adjustment of voltage levels and distribution of reactive power in power systems.

Artur Zbroński

Gdańsk University of Technology
e-mail: a.zbronski@ely.pg.gda.pl

PhD student at the Faculty of Electric Engineering and Automatics of Gdańsk University of Technology.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 45–52. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Wykorzystanie źródeł rozproszonych zainstalowanych w sieci SN do celów regulacji U i Q – praca w stanie ustalonym

Autorzy

Robert Małkowski
Artur Zbroński

Słowa kluczowe

regulacja napięć, sieć średniego napięcia, generacja rozproszona

Streszczenie

W artykule przedstawiono i omówiono przykładowe wyniki badań pokazujące potencjalne możliwości wykorzystania źródeł rozproszonych zainstalowanych w sieci SN, w procesie sterowania U i Q.

1. Wstęp¹

Wraz z rosnącym poziomem nasycenia źródeł rozproszonych, instalowanych w sieci SN, wzrasta zainteresowanie operatorów sieci dystrybucyjnych możliwościami ich wykorzystania do celów regulacyjnych. Zarówno jakościowy, jak i ilościowy poziom oddziaływania poszczególnych źródeł na sytuację napięciową w sieci SN determinują m.in.: lokalizację poszczególnych źródeł w sieci, ograniczenia techniczne czy też przyjęte kryteria regulacji. Zazwyczaj moc jednostkowa tych źródeł nie jest duża. Należy jednak pamiętać, że choć pojedyncze źródło może mieć znaczenie pomijalne, właściwa koordynacja działania większej ich liczby może mieć wpływ znaczący. Warto zatem rozważyć możliwość wykorzystania źródeł rozproszonych do regulacji U i Q w sieci SN.

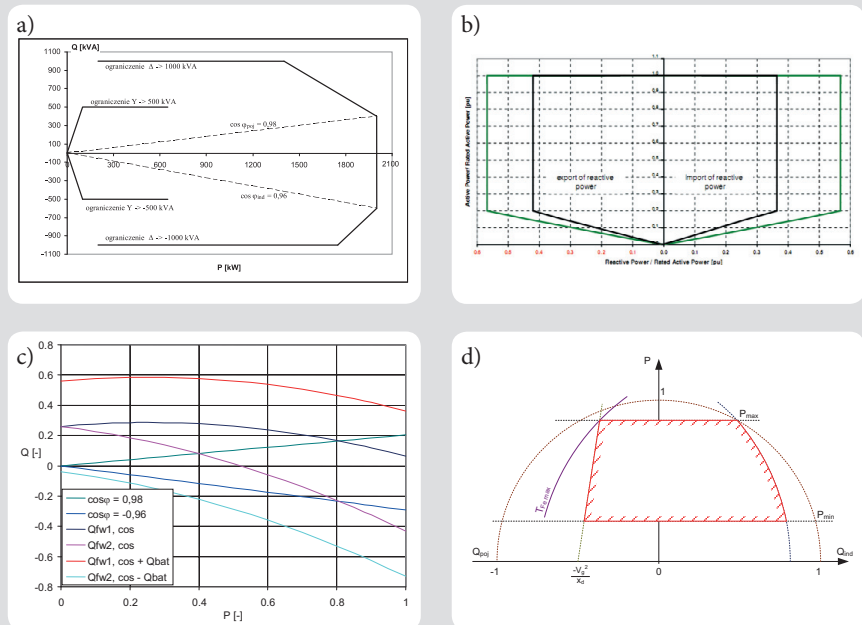
Mając powyższe na uwadze, cele usług regulacyjnych U i Q, świadczonych przez źródła generacji rozproszonej na rzecz operatora podsystemu dystrybucyjnego, mogą być następujące:

- ograniczanie strat przesyłu w sieci
- stabilizacja (regulacja albo podtrzymanie) napięć w otoczeniu źródeł, w normalnych warunkach sieciowych
- stabilizacja (podtrzymanie) napięć w otoczeniu źródeł w nienormalnych warunkach sieciowych, np. nienaturalne poziomy napięć
- interwencyjne ograniczanie lokalnej generacji mocy biernej lub nawet pobór w sytuacji zagrożeń nadmiernie wysokimi napięciami w sieci nadrzędnej.

2. Możliwości regulacyjne źródeł rozproszonych

Zróznicowany efekt oddziaływania, związany ze sterowaniem generacją mocy czynnej i biernej źródeł rozproszonych na proces regulacji napięć i rozpyłu mocy biernej w sieci SN, wynika z wielu czynników. Należą do nich m.in.:

- Wartość mocy zainstalowanej źródła oraz wartość dyspozycyjnej mocy biernej. W ogólnym przypadku dyspozycyjny zakres mocy biernej, determinowany jest przez wartość aktualnej generowanej mocy czynnej.



Rys. 1. Obszar dopuszczalnych stanów pracy determinujący zakres regulacyjny mocy biernej źródeł, a) generator Vestas V90–2 MW, b) generator ENERCON E-82 w wykonaniu FT oraz FTQ, c) farma wiatrowa z generatorami asynchronicznymi dwustronnie zasilanymi (V90–3.0 MW) przy założeniu stałej wartości współczynnika mocy, d) generator synchroniczny

- Lokalizacja elektrowni w stosunku do stacji transformatorowej, czy też względem innych źródeł zasilających daną sieć. Ze względu na miejsce zainstalowania źródeł rozproszonych w stosunku do węzła zasilającego możemy je podzielić na dwie zasadnicze grupy:

- źródła powiązane bezpośrednio lub przez niewielką impedancję z szynami średniego napięcia (SN) głównych punktów zasilających (GPZ)
- źródła usytuowane w głębi sieci średniego napięcia
- Przyjęte kryterium regulacji. Podstawowym kryterium regulacji źródeł rozproszonych jest optymalizacja wytwarzania mocy czynnej przy założonych kryteriach (dla FW będzie to np.

maksymalizacja wytwarzanej mocy czynnej w funkcji prędkości wiatru, w MEW maksymalizacja wytwarzanej mocy czynnej przy zachowaniu wymaganego poziomu wody itd.). Kryterium dodatkowym (realizowanym na potrzeby OSD) może być zależnie od wymagań systemowych lub wymagań stawianych przez operatora:

- utrzymanie stałej wartości napięcia
- utrzymanie stałej wartości mocy biernej
- utrzymanie stałego współczynnika $\text{tg}(\varphi)$.

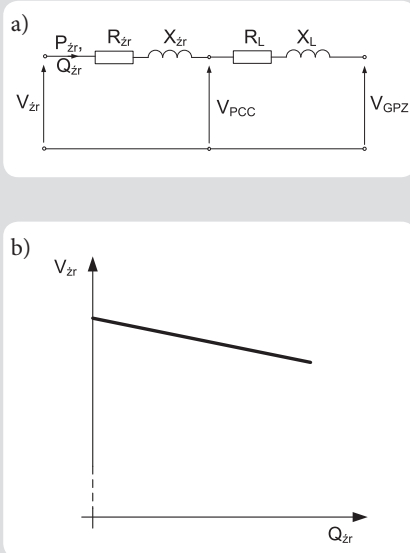
3. Kryteria regulacji

3.1. Sterowanie wg kryterium stałej wartości napięcia

Dla źródeł rozproszonych powiązanych ze

¹ Niniejszy artykuł jest rozwinięciem rozważań teoretycznych zawartych w artykule [4] dotyczącym wykorzystania źródeł mocy biernej zainstalowanych w sieci SN. Stanowi on też formę sprawozdania z realizacji projektu badawczego [3].

sobą w węzle współpracy równoległej, jak również w celu zapewnienia jednoznacznego rozdziału mocy biernej pomiędzy indywidualne źródła, konieczne jest zapewnienie ich stabilnej współpracy w zmieniających się



Rys. 2. Schemat zastępczy (ekwiwalent) (a) oraz odpowiadająca mu charakterystyka zewnętrzna źródła wynikająca z niezerowej impedancji pomiędzy źródłem a miejscem przyłączenia (b).

warunkach obciążenia. Klasycznym sposobem osiągania tego celu jest statyzm (nachylenie) (rys. 2b) charakterystyk zastępczych poszczególnych źródeł i nastawa właściwych wartości zadanych napięcia przy biegu jałowym. Nachylenie charakterystyki statycznej związane jest z faktem, że źródła generacji nie są idealnym źródłem napięcia o zerowej impedancji wewnętrznej. Ze względu na istnienie pewnej impedancji wewnętrznej źródeł, czy też impedancji zewnętrznej, związanej z impedancjami linii zasilających transformator sprzęgający źródło z siecią, zmianom obciążenia mocą bierną towarzyszy pewna zmienność napięć w węzle współpracy równoległej. Ze względu na strefę nieczułości regulatora transformatora można założyć, że niewielki etatyzm, widoczny na rys. 2, i związana z tym pewna niewielka zmienność napięć w większości przypadków nie będą miały praktycznego znaczenia.

Wprowadzenie takiego nachylenia jest jednak niezbędne ze względów na zapewnienie stabilnej pracy źródeł pracujących równoległe. Odpowiednie ukształtowanie wspomnianej charakterystyki spowoduje również, że każde ze źródeł będzie obciążało się proporcjonalnie do jego wielkości.

Praca źródeł zainstalowanych w sieci SN wg kryterium napięciowego wpłynie również pozytywnie na stabilizację oraz ograniczenie wahań napięć w pewnym otoczeniu danego źródła. Dodatkowo przyjęcie takiego kryterium regulacji umożliwi stabilizację (podtrzymanie) napięć w otoczeniu sterowanego źródła, w nienormalnych warunkach sieciowych, np. po awaryjnej zmianie konfiguracji sieci.

Dla źródeł przyłączonych bezpośrednio do szyn GPZ utrzymanie stałej wartości napięcia powinno wpłynąć na ograniczenie liczby przełączeń przełącznika zaczepów transformatora zasilającego sieć SN.

3.2. Sterowanie wg kryterium stałej mocy biernej lub stałej wartości współczynnika $\text{tg}(\varphi)$

Zakładając stałość napięcia w analizowanej sieci, możemy określić wartość mocy biernej źródła, dla której straty mocy czynnej w sieci będą najmniejsze. Dla uproszczenia rozważań posłużymy się schematem pokazanym na rys. 2a, możemy zatem zapisać zależność na straty mocy czynnej:

$$\Delta P = \frac{(P_{zr}^2 + Q_{zr}^2)}{U_{PCC}^2} \cdot R_L \quad (1)$$

Uwzględniając, że:

$$\text{tg}(\varphi) = \frac{Q_{zr}}{P_{zr}} \quad (2)$$

Wzór na straty mocy w sieci możemy zapisać w następującej postaci:

$$\Delta P = \frac{P_{zr} \cdot (1 + \text{tg}(\varphi)^2)}{U_{PCC}^2} \cdot R \quad (3)$$

Jak nietrudno zauważyć, dla ograniczenia strat przesyłu należałoby utrzymywać możliwie wysokie poziomy napięcia w sieci oraz/lub pracować z mocą bierną równą zero.

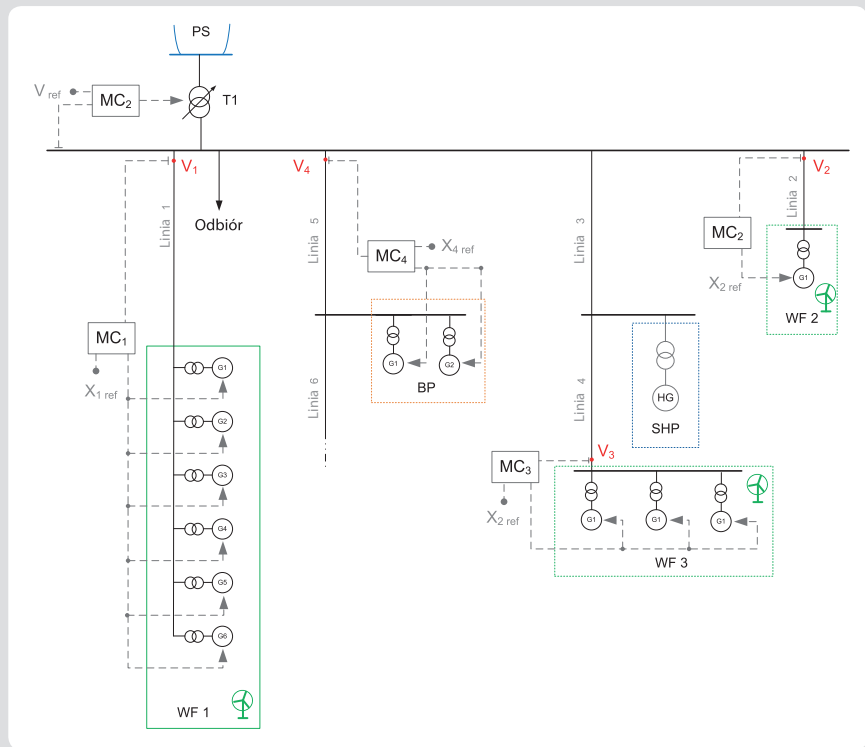
Tak prosta odpowiedź odnośnie kryterium sterowania jest możliwa jedynie dla rozważanego przypadku. W rzeczywistości sytuacja jest zdecydowanie bardziej złożona. Oddzielnym zagadnieniem pozostaje określenie wartości zadanej mocy biernej źródła Q_{zr} . Zgodnie z przedstawionymi powyżej rozważaniami w ogólnym przypadku źródła powinny pracować z możliwie najmniejszą (bliższą zera) wartością współczynnika $\text{tg}(\varphi)$. Dla źródeł, w których generowana moc czynna zmienia się w niewielkich granicach, wymóg ten sprowadza się do zerowej wymiany mocy biernej z siecią, do której jest przyłączona.

4. Badania symulacyjne

4.1. Opis badań symulacyjnych

Do badań przyjęto uproszczony model sieci pokazany na rys. 3. W analizowanym obszarze sieciowym możemy wyróżnić trzy charakterystyczne źródła wytwórcze, są nimi:

- MEW (mała elektrownia wodna) – źródło charakteryzuje się stosunkowo niewielką zmiennością oraz szybkością zmian mocy wytwarzanej. Ponieważ elektrownia wyposażona jest w generator asynchroniczny, dlatego też z punktu widzenia sterowania na rzecz operatora sieci dystrybucyjnej jest obiektem nieatrakcyjnym
- FW (farmy wiatrowe) – źródła charakteryzują się bardzo dużą zmiennością oraz szybkością zmian mocy wytwarzanej. Ze względu na ich umiejscowienie możemy podzielić je na dwie grupy:
 - FW przyłączone bezpośrednio do szyn stacji GPZ:



Rys. 3. Uproszczony schemat systemu przyjętego do badań²

² Ze względu na brak pełnych danych o rozkładzie obciążeń w analizowanej sieci przyjęto zagregowany model odbioru, przyłączony bezpośrednio do szyn SN stacji GPZ.

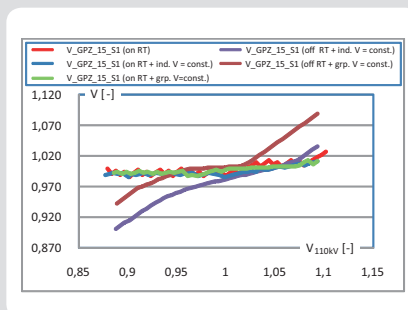
- FW 1 – 6 siłowni wiatrowych firmy Vestas o mocy 2 MW każda
- FW 2 – 1 siłownia wiatrowa firmy ENERCON o mocy 0,8 MW.
- FW przyłączone w głębi sieci SN:
 - FW 3 – 3 siłownie wiatrowe firmy ENERCON o mocy 0,8 MW każda. Każda z wymienionych FW ma możliwość regulacji mocy biernej. W badaniach przyjęto obszary pracy zgodnie z charakterystykami podanymi przez producenta.
- BG (biogazownia) – źródło charakteryzuje się stosunkowo niewielką zmiennością oraz szybkością zmian mocy wytwarzanej. Ponieważ wyposażona jest w dwa generatory synchroniczne, jest dobrym źródłem regulacji U i Q .

4.2. Oszacowanie wpływu poszczególnych sterowań na poziom napięcia w sieci SN

Celem niniejszego badania było oszacowanie siły oddziaływania poszczególnych regulatorów na poziomy napięcie w sieci SN. Do porównania przyjęto pięć wariantów:

- Działa jedynie regulator transformatora – zał. RT
- Działa jedynie regulator grupowy źródeł – zał. grp. ($U = \text{const.}$)
- Działa jedynie regulator indywidualny źródeł – zał. ind. ($U = \text{const.}$)
- Działa regulator transformatora oraz regulatory grupowe źródeł
- Działa regulator transformatora oraz regulator indywidualny źródeł³.

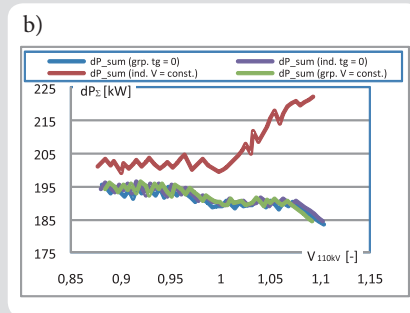
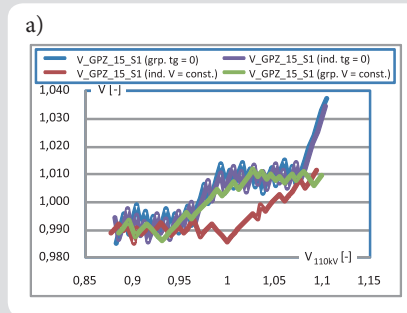
Zaburzeniem była zmiana napięcia SEE. Regulatory źródeł działały wg kryterium napięciowego.



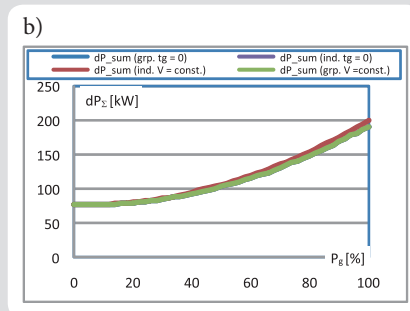
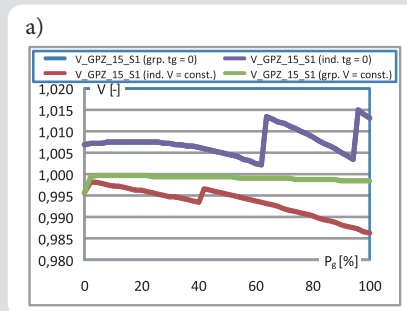
Rys. 4. Zmienność napięcia na sznycach stacji GPZ po stronie SN w funkcji zmian napięcia systemu elektroenergetycznego

Największą zmienność napięć obserwuje się wówczas, gdy poziom napięcie w sieci SN jest kontrolowany jedynie przez regulatory źródeł. Jest to zjawisko zrozumiałe, ponieważ możliwości regulacyjne wszystkich źródeł są niewystarczające do opanowania sytuacji napięciowej w sieci SN przy modelowanym zakłóceniu.

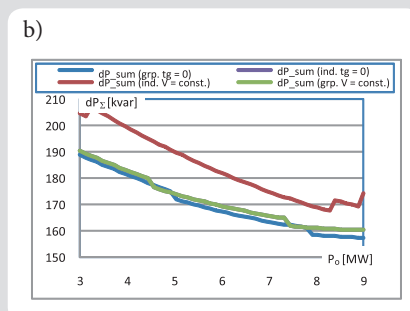
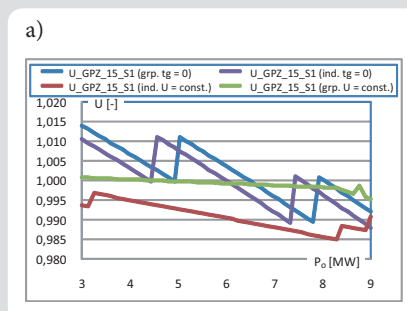
Najlepszy efekt w postaci ograniczenia zmienności napięć w sieci SN uzyskujemy podczas współdziałania regulatorów grupowych źródeł oraz regulatora transformatora. Efekt ten zawdzięczamy skoordynowanemu oddziaływaniu oraz nastawieniom poszczególnych regulatorów. Nieco gorsze wyniki z punktu widzenia zmienności napięć



Rys. 5. Wyniki badań dla przypadku $U_{SEE} = \text{var.}$ a) zmienność napięcia na sznycach stacji GPZ po stronie SN, b) sumaryczne straty mocy czynnej w sieci



Rys. 6. Wyniki badań dla przypadku $P_{gFW} = \text{var.}$ a) zmienność napięcia na sznycach stacji GPZ po stronie SN, b) sumaryczne straty mocy czynnej w sieci



Rys. 7. Wyniki badań dla przypadku $P_{gFW} = \text{var.}$ a) zmienność napięcia na sznycach stacji GPZ po stronie SN, b) sumaryczne straty mocy czynnej w sieci

w stacji GPZ uzyskano po zastosowaniu regulatorów indywidualnych.

Należy zauważyć również pozytywny efekt oddziaływania poszczególnych regulatorów na siebie. Regulator transformatora stabilizuje napięcie w punkcie zasilania sieci. Pozostałe w ten sposób rezerwy regulacyjne źródeł zewnętrznych znacząco poszerzają możliwości regulacyjne transformatora zasilającego rys. 4.

4.3. Oszacowanie wpływu przyjętego sposobu oraz kryterium działania regulatorów

Celem niniejszego badania było pokazanie wpływu przyjętego sposobu oraz kryterium działania regulatorów FW. Do porównania przyjęto cztery przypadki:

- regulacja grupowa FW z kryterium $U_z = \text{const.}$ ⁴
- regulacja indywidualna FW 1 z kryterium $U_z = \text{const.}$
- regulacja grupowa FW z kryterium $\text{tg}(\varphi) = 0$
- regulacja indywidualna FW 1 z kryterium $\text{tg}(\varphi) = 0$.

Modelowanymi zaburzeniami były zmiany: napięcia SEE, mocy wytwarzanej przez FW, mocy odbiorów.

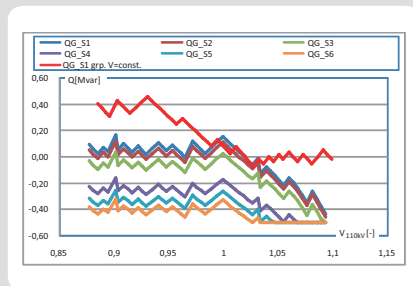
W każdym z rozważanych wariantów symulacji najmniejszą zmianę napięć w węzle zasilającym obserwujemy w przypadku pracy źródeł wg kryterium napięciowego. Nie zauważa się natomiast znaczącego wpływu przyjętego kryterium regulacji na poziom strat w sieci SN. Znacznie większy wpływ na wielkość strat mocy ma poziom napięcia w sieci SN. Niestety, praca z kryterium

³ Do badań założono, że każda z siłowni wiatrowych FW1 stanowi indywidualny obiekt regulacji.

⁴ Ze względu na bliskość stacji GPZ wartość zadanej napięcia przyjęto równą wartości zadanej regulatora transformatora w stacji GPZ.

napięciowym ma kilka zasadniczych wad, są to m.in.:

- Konieczność koordynacji nastawień wartości zadanej napięć poszczególnych regulatorów (regulatora transformatora w stacji GPZ z regulatorami źródeł), każdorazowo po zmianie wartości zadanej napięcia w stacji GPZ, jak również po zmianie konfiguracji sieci (np. zmiana punktu podziału). Brak koordynacji tych nastawień może skutkować utrzymywaniem nienaturalnych poziomów napięć w sieci SN oraz wynikającym z tego wymuszaniem niepotrzebnych przepływów mocy biernej w sieci. Im większe nasycenie sieci SN źródłami uczestniczącymi w regulacji, tym większa skala omawianego problemu.
- Konieczność komunikacji pomiędzy stacją GPZ a poszczególnymi źródłami biorącymi udział w procesie regulacji. Jest to związane ze wspomnianą potrzebą koordynacji nastawień. Problem ten jest jeszcze bardziej złożony, jeśli istnieje potrzeba utrzymania stałej wartości napięcia poza PCC (np. regulacja grupowa). Wymaga to bowiem przesłania informacji nie tylko o wartości zadanej napięcia, ale również informacji pomiarowych (poziom napięcia, mocy biernej). Pewnym uproszczonym sposobem mogłoby być zastosowanie kompensacji prądowej. Przy braku koordynacji nastawień kompensacji prądowej możemy doprowadzić do nieproporcjonalnego obciążania źródeł. Fakt ten mógłby zniechęcać właścicieli źródeł zainstalowanych w głębi sieci do udziału w takiej regulacji. Doskonałym przykładem jest tu, najgorszy z analizowanych, wariant regulacji indywidualnej. Ma to swoje uzasadnienie, gdyż każdy z regulatorów utrzymuje w tym rozwiązaniu wartość zadaną



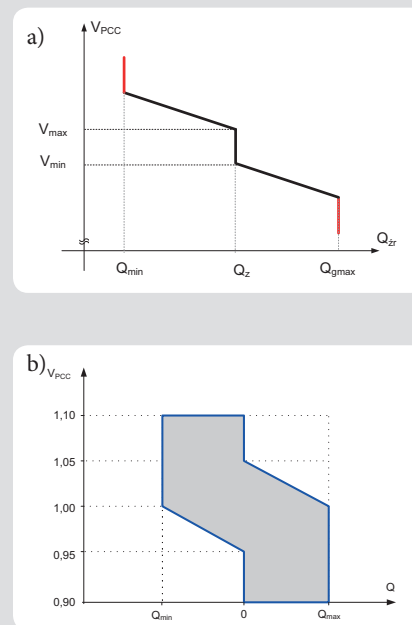
Rys. 8. Porównanie zmienności mocy biernej poszczególnych generatorów w FW 1 dla wariantów regulacji indywidualnej (generatory S1-S6) z wariantem regulacji grupowej⁵

napięcia w PCC poszczególnych siłowni wiatrowych. Ponieważ kolejne generatory charakteryzują się coraz większą impedancją względem punktu zasilającego i jednocześnie próbują utrzymać tę samą wartość napięcia, skutkuje to nierównomiernym obciążaniem się poszczególnych jednostek wytwórczych (rys. 8).

Ponadto praca z kryterium napięciowym na pierwszym miejscu stawia „interes” sieci SN, a nie właścicieli źródeł. Jak wykazano

w pracy [3] najkorzystniejsze jest przyjęcie wartości $\text{tg}(\varphi) = 0$. Wtedy wpływ pracy (np. zmiennej generacji mocy FW) jest stosunkowo mały.

Skuteczność ograniczenia napięcia podczas realizacji kryterium $\text{tg}(\varphi) = \text{const}$ jest nieco gorsza niż w pracy z kryterium napięciowym. Dużą zaletą jest jednak to, że wartość współczynnika $\text{tg}(\varphi)$ utrzymywana może być lokalnie, co znacznie upraszcza koordynację. Powyższe rozważania upoważniają do zarekomendowania, jako właściwego, sposobu regulacji pokazanego na rys. 9a. Charakterystyka ta powstała z połączenia obu kryteriów. W stacjach normalnych identyfikowanych poprzez dopuszczalne napięcia w sieci $\langle U_{\min}, U_{\max} \rangle$, przyjęcie proponowanego rozwiązania nie zmienia *de facto* stanu obecnego. Poszczególne źródła pracują wg obecnie stosowanych kryteriów, np. utrzymując zadaną wartość współczynnika mocy biernej lub współczynnika $\text{tg}(\varphi)$. Natomiast w przypadku pojawienia



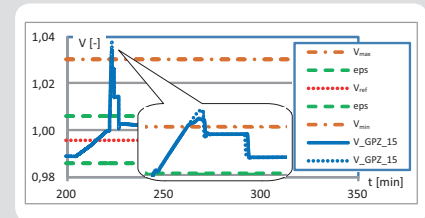
Rys. 9. Rekomendowany sposób regulacji źródeł rozproszonych w sieci SN, a) charakterystyka $U = f(Q)$ z kontrolą mocy biernej, kształtowana przez regulator źródła, b) obszar pracy regulatora farmy w zakresie regulacji napięcia i mocy biernej

się zagrożenia bezpieczeństwa sieci SN identyfikowanej jako wystąpienie zbyt niskich $U < U_{\min}$ lub zbyt wysokich $U > U_{\max}$ napięć, poszczególne źródła zmieniają kryterium regulacji i zaczynają wspomagać sieć poprzez utrzymywanie napięcia równego przyjętemu napięciu granicznemu.

W celu określenia wymagań stawianych źródłom rozproszonym przyłączonym do sieci SN właściwy operator powinien określić wymagany zakres regulacji, jaki powinien być spełniony przez poszczególne źródła. Przykładem takiego obszaru jest uogólniona charakterystyka przedstawiona w [1, 5], wymagana do sterowania farm wiatrowych przez operatora systemu Irlandii (rys. 9b).

4.4. Praca źródeł zgodnie z charakterystyką $U = f(Q)$

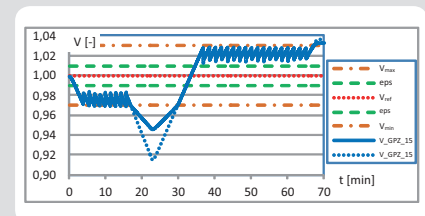
Przykładowe wyniki dla wybranych zakłóceń pokazano na rys. 10–13. Największe źródła pracowały wg charakterystyki pokazanej na rys. 9a, przy czym kryterium regulacji w stanie ustalonym było utrzymanie zadanej wartości współczynnika $\text{tg}(\varphi)$.



Rys. 10. Zmienność napięcia na szynach stacji GPZ po stronie SN. Przypadek $S_0 = \text{var}$ oraz $\text{tg}\varphi_z = -0,2$

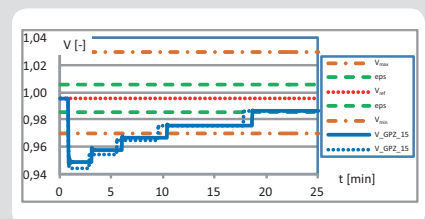
Badanie pierwsze (rys. 10) miało na celu określenie wpływu skokowej zmiany bilansu mocy czynnej w sieci SN. Założono, że po upływie ok. 3,5 godz. nastąpi skokowa zmiana mocy odbioru (przyjęto pewną zmienność mocy odbiorów) i wypadnięcie jednego ze źródeł.

Celem drugiego badania (rys. 11) było określenie zachowania się źródeł uczestniczących w regulacji w sytuacji wystąpienia zmian napięcia SEE, charakteryzujących się niewielką szybkością i dużą amplitudą. Modelowanym zakłóceniem była liniowa



Rys. 11. Zmienność napięcia na szynach stacji GPZ po stronie SN. Przypadek $U_{\text{SEE}} = \text{var}$ oraz $\text{tg}\varphi_z = -0,2$

zmiana napięcia SEE. Linia przerywaną pokazano zmianę napięcia, dla przypadku pracy źródeł z kryterium utrzymywania jedynie stałej wartości współczynnika $\text{tg}(\varphi)$ – nie realizowano charakterystyki rys. 9a.

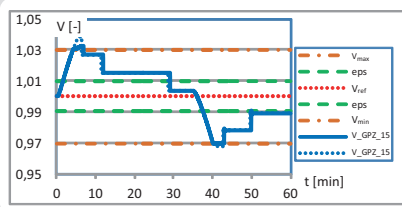


Rys. 12. Zmienność napięcia na szynach stacji GPZ po stronie SN. Przypadek $U_{\text{SEE}} = \text{var} | \Delta U - 5\%$ oraz $\text{tg}\varphi_z = 0$

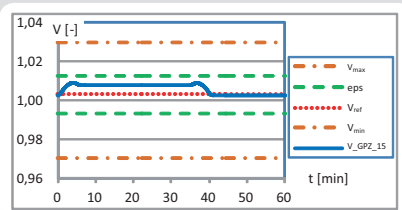
⁵ Moc pokazana na rysunku QG_S1 grp. $U = \text{const}$ odpowiada mocy pierwszego generatora. W regulacji grupowej poszczególne generatory obciążają się identycznie.

Przykładowe przebiegi wybranych wielkości przedstawione na rys. 12 obrazują efekt oddziaływania źródeł uczestniczących w regulacji w przypadku wystąpienia skokowej zmiany napięcia w SEE o wartości -5% .

a)



b)



Rys. 13. Zmienność napięcia na szynach stacji GPZ po stronie SN w przypadku $P_{GF\dot{W}} = \text{var}$ oraz a) $\text{tg}(\varphi)|_z = -0,2$, b) $\text{tg}\varphi_z = 0$

Ostatni przykład rys. 13 ma na celu określenie zachowania się źródeł uczestniczących w regulacji w przypadku zmiany mocy generacji⁶.

Przedstawione przykładowe wyniki badań wyraźnie pokazują pozytywne efekty przyjętego sposobu regulacji źródeł rozproszonych. Analizując uzyskane wyniki, można zauważyć, że w pierwszej kolejności zadana wartość napięcia próbuje utrzymać regulator napięcia transformatora w stacji GPZ (rys. 10). Po wyczerpaniu możliwości regulacyjnych transformatora (skrajny zaczepek) sieć jest wspomagana przez zewnętrzne źródła. Na rys. 10 i rys. 12 widzimy, że dzięki oddziaływaniu zewnętrznych źródeł mocy biernej następuje ograniczenie nagłych zmian napięcia w sieci SN.

Pozytywne oddziaływanie źródeł objawia się również wydłużeniem czasu przełączania przełącznika zaczepek (rys. 11) (ograniczenia wartości funkcjonu uchybu regulacji). W układzie rzeczywistym, przy dużej zmienności napięcia, można by uzyskać ograniczenie liczby przełączeń przełącznika zaczepek transformatora zasilającego sieć SN.

Analiza zmienności napięcia pokazanych na rys. 13 pozwala stwierdzić, że najkorzystniejszą sytuację z punktu widzenia zmienności napięć w sieci, związaną ze zmiennością mocy generowanej, uzyskujemy przy pracy z $\text{tg}\varphi_z = 0$.

5. Podsumowanie

Analiza wyników przedstawionych w niniejszym artykule, jak również w pracy [3], pozwala sformułować następujące wnioski:

- Wykorzystanie zewnętrznych źródeł mocy biernej do sterowania U i Q może przynieść wymierne korzyści w postaci:
- Aktywny udział źródeł mocy biernej w regulacji U i Q na rzecz sieci SN powinien następować dopiero w wyniku przekroczenia określonych przez operatora granicznych wartości napięć. Dla realizacji tak postawionego zadania wystarczy, aby regulator nadrzędny źródła umożliwił kształtowanie charakterystyki pokazanej np. na rys. 8a. W każdej z tych propozycji w stanach normalnych, identyfikowanych poprzez dopuszczalne napięcia w sieci (U_{\min} , U_{\max}), dane źródło pracuje wg własnego kryterium, np. utrzymując zadana wartość współczynnika $\text{tg}(\varphi)$, przy jednoczesnej optymalizacji, np. strat w sieci wewnętrznej źródła [2]. Natomiast w przypadku pojawienia się zagrożenia bezpieczeństwa sieci SN, identyfikowano jako wystąpienie zbyt niskich lub zbyt wysokich napięć, poszczególne źródła zmieniają kryterium regulacji i zaczęta wspomagać sieć poprzez utrzymywanie napięcia równego przyjętemu napięciu granicznemu, z dokładnością do zadanego statyzmu.
- Postuluje się przyjęcie jako wartości zadanej współczynnika $\text{tg}(\varphi)$ możliwie bliskiego zeru. Uwaga ta dotyczy szczególnie źródeł charakteryzujących się dużą zmiennością mocy generowanej.

• Zadana wartość współczynnika $\text{tg}(\varphi)$ może być utrzymywana lokalnie. Nie wymaga się w takim przypadku przesyłania informacji pomiarowych z odległych punktów pomiarowych.

• Wartości graniczne napięć (U_{\max} , U_{\min}), determinujące zmianę kryterium działania poszczególnych źródeł, mogą być nastawiane w dwojaki sposób:

- lokalnie – wtedy najlepszym rozwiązaniem byłoby przyjęcie wartości odpowiadających dopuszczalnym granicznym wartościom napięć w sieci
- zdalnie – wartości te mogłyby być ustalone jako np. procentowa odchyłka napięcia w stosunku do aktualnej zadanej wartości napięcia, utrzymywanej przez regulator transformatora zasilającego daną sieć.

Uzyskane wyniki wskazują na celowość wprowadzenia możliwości wykorzystania zewnętrznych źródeł mocy biernej do celów regulacji U i Q na potrzeby sieci SN. W celu zachęcenia potencjalnych uczestników takiej regulacji należy opracować właściwe regulacje prawne. Działanie na rzecz sieci SN należy traktować jako usługę systemową.

Bibliografia

1. Eirgrid Grid Code, Version 2.0. January 2007.
2. Klucznik J., Układ sterowania farmy wiatrowej realizujący regulację napięcia i mocy biernej, Archiwum Energetyki / PAN, Komitet Problemów Energetyki, t. 37, nr spec. (2007).
3. Małkowski R., Zbroński A., Analiza przyłączenia do sieci elektroenergetycznej oraz pracy na sieć wydzieloną układu generacji energii rozproszonej, projekt badawczy realizowany na rzecz ÉNERGA SA, Umowa nr 10/VII/2010.
4. Małkowski R., Szczerba Z., Celowość wykorzystania źródeł mocy biernej zainstalowanych w sieci SN do regulacji U i Q, Acta Energetica 2012, nr 12, str. 41–44
5. Lubośny Z., Farmy wiatrowe w systemie elektroenergetycznym, WNT, Warszawa 2009.

Robert Małkowski

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: r.malkowski@ely.pg.gda.pl

Pracuje w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej. Jego zainteresowania naukowe obejmują zagadnienia związane z energetyką wiatrową, awariami katastrofalnymi systemu elektroenergetycznego, jak również regulacją poziomów napięć i rozplywu mocy biernej w systemie elektroenergetycznym.

Artur Zbroński

mgr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: A.zbroński@ely.pg.gda.pl

Doktorant na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej.

⁶ Praca np. FW przy małym poziomie generacji mocy czynnej skutkuje ograniczeniem zakresu dyspozycyjnej mocy biernej.