

doi:10.15199/48.2015.01.04

Analiza możliwości wykorzystania turbozespołu wiatrowego do stabilizacji napięcia w węźle elektroenergetycznej linii SN z wykorzystaniem symulatora pracującego w czasie rzeczywistym

Streszczenie. W artykule analizowany jest problem zastosowania turbozespołów wiatrowych, zainstalowanych w sieciach dystrybucyjnych średniego napięcia, do realizacji dodatkowych celów niż tylko generowanie energii elektrycznej. Jednym z takich celów jest stabilizacja napięcia w określonym węźle sieci (odbior wrażliwy na zmiany napięcia). W tym przypadku niezbędny jest nadrzędny regulator, który będzie oddziaływał na wewnętrzny układ sterowania turbozespołu wiatrowego w celu zmiany wartości mocy biernej. Do analizy pracy tego typu układu elektroenergetycznego zastosowano cyfrowy symulator (sieć elektroenergetyczna oraz turbozespół wiatrowy wraz z wewnętrznymi układami sterowania) pracujący w czasie rzeczywistym. Symulator zbudowany jest na bazie komputera osobistego z kartami pomiarowymi. Zaproponowano konstrukcję symulatora, który może bezpośrednio współpracować z rzeczywistym regulatorem nadrzędnym. Pozwala to na prowadzenie analizy pracy złożonego układu elektroenergetycznego bez konieczności zapoznawania się z charakterystykami pracy tego regulatora. Przedstawiono przykładowe wyniki analizy pracy tego układu.

Abstract. The problem of using wind turbines installed in medium-voltage distribution networks for purposes other than generating electrical energy has been analyzed. One of those purposes is voltage stabilization in particular nodes of the network (reception sensitive to voltage changes), in which case a master regulator is needed to affect the inner control system of the wind turbine in order to adjust the value of reactive power. A digital simulator working in real-time has been used for the analysis of this system. The simulator is built from a PC equipped with measurement cards and it can work directly with the master regulator. This allows to analyze the work of complex electrical power system without the need of knowing the work characteristics of this regulator. Sample results of this analysis have been presented. (The analysis of the possible use of wind turbines for voltage stabilization in the power node of MV line with the use of a real-time simulator).

Słowa kluczowe: symulator cyfrowy, analiza układów elektroenergetycznych, generacja rozproszona, usługi systemowe.

Keywords: digital simulators, electric power systems analysis, distributed generation, network services.

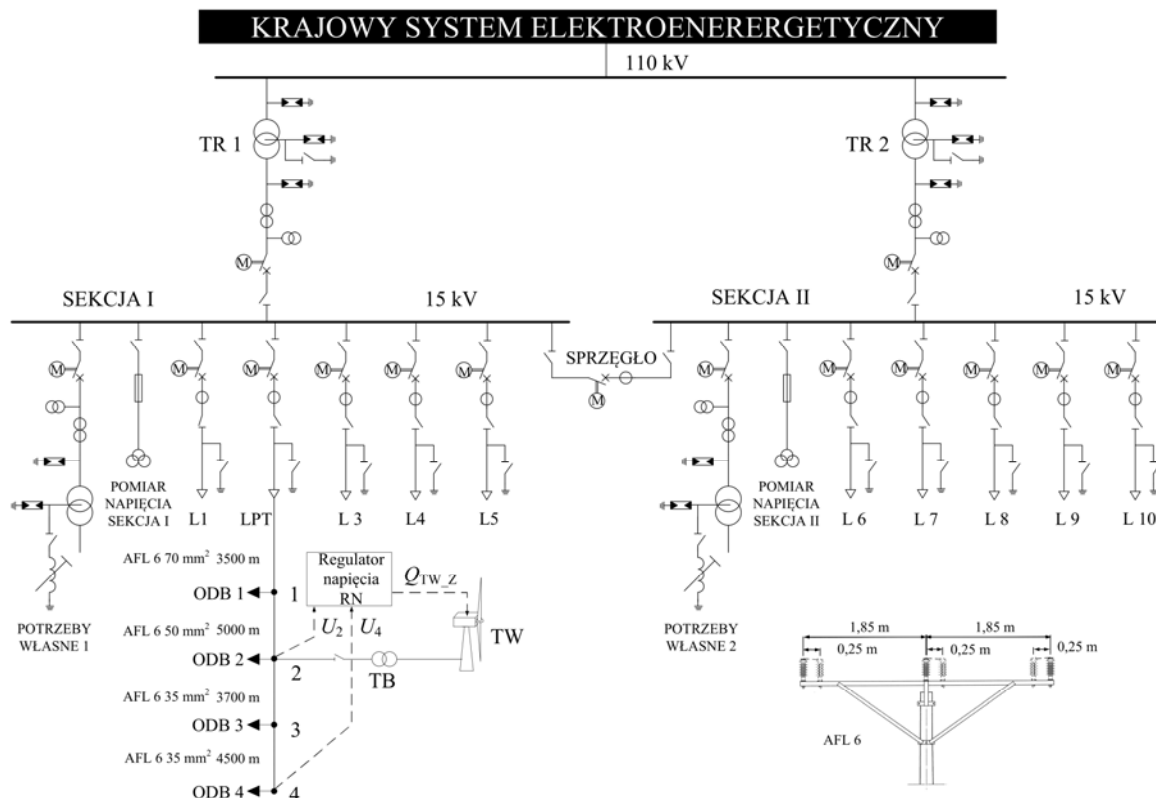
doi:10.12915/pe.2014.12.02

Wstęp

Możliwość przyłączania jednostek wytwórczych energii elektrycznej do linii elektroenergetycznych średniego napięcia wymusiła zmianę wyobrażenia o funkcjonowaniu elektroenergetycznych systemów dystrybucyjnych. W świetle obowiązujących uwarunkowań formalno-prawnych [1 - 3] jedynym celem jednostki wytwórczej pracującej w sieci dystrybucyjnej SN jest generowanie energii

elektrycznej w taki sposób, aby nie powodowało to zagrożenia dla pracy systemu elektroenergetycznego.

W literaturze [4 - 7] rozważane są możliwości wykorzystania turbozespołów wiatrowych do dodatkowych celów niż tylko generowanie energii elektrycznej w elektroenergetycznych sieciach dystrybucyjnych wysokiego napięcia. W sieciach średniego napięcia, choćby z uwagi na rozwój tzw. Parków Technologicznych, może pojawić się



Rys. 1. Schemat sieci dystrybucyjnej z linią zasilającą Park Technologiczny

potrzeba stabilizacji napięcia zasilającego odbiór w granicach węższych od tych, które są ogólnie przyjęte dla tych sieci ($\pm 10\%$ napięcia znamionowego [2, 3]). Zatem w tego typu sieciach, w których występuje generacja rozproszona, oprócz podstawowej funkcji generowania energii elektrycznej należy również rozważyć wykorzystanie turbozespołów wiatrowych do świadczenia usług systemowych.

W artykule przeanalizowano pracę elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej SN (rys. 1), w której jedna z linii napowietrznych (LPT) zasilą Park Technologiczny. Cechą charakterystyczną tej linii jest to, że zasilą odbiór ODB3 (moc przyłączeniowa 1,8 MW) ze stosunkowo dużymi zmianami obciążenia w stosunkowo krótkich przedziałach czasu, a planowany do przyłączenia odbiór ODB4 (moc przyłączeniowa 588 kW) charakteryzuje się wrażliwością na wolne zmiany napięcia zasilającego (pożądana wartość napięcia zasilającego zawiera się w przedziale 14,1 – 14,4 kV). Operator Systemu Dystrybucyjnego musi podjąć decyzję, czy jest w stanie zagwarantować spełnienie szczególnych wymagań dotyczących zasilania tego odbioru ze względu na zmiany napięcia w węźle 4. W rozwiązaniu tego problemu może pomóc przyłączenie do tej samej linii (węzeł 2) turbozespołu wiatrowego TW o mocy znamionowej 1,8 MW. Przy zastosowaniu nadrzędnego regulatora RN reagującego na zmiany napięcia w węźle 4 można, przez zmianę wartości mocy biernej TW, uzyskać stabilizację napięcia w tym węźle w określonym przedziale przy odpowiednich warunkach wietrzności (warunek pracy normalnej TW).

Dane do analizy obejmują: informację o strukturze i parametrach stacji transformatorowej WN/SN, informację o sieci elektroenergetycznej SN zasilanej z tej stacji, profile mocy odbiorów już przyłączonych, jak również planowanych do przyłączenia, dane turbozespołu wiatrowego wraz ze strukturą i parametrami układu sterowania oraz dane dotyczące warunków wietrzności na potrzeby oceny pracy turbozespołu wiatrowego w planowanej lokalizacji. Oprócz podstawowych danych elektrycznych regulatora napięcia RN, którego zadaniem jest sterowanie mocą bierną w turbozespołe wiatrowym w celu stabilizacji napięcia w węźle 4, nie ma informacji o strukturze regulatora ani o jego parametrach. Oferent tego regulatora udostępnia egzemplarz gotowy do zastosowania.

Analiza pracy tego układu elektroenergetycznego jest możliwa z wykorzystaniem symulacji komputerowej na dwa sposoby. Pierwszy polega na tym, aby doświadczalnie wyznaczyć charakterystykę funkcjonalną regulatora RN, skonstruować model matematyczny tego elementu i dołączyć go do modelu złożonego układu. Drugi polega na tym, aby model matematyczny stacji, sieci, odbiorów i turbozespołu wiatrowego zaimplementować w cyfrowym symulatorze, który umożliwi podłączenie do niego fizycznego egzemplarza regulatora RN. Analiza ta jest możliwa z wykorzystaniem cyfrowego symulatora pracującego w czasie rzeczywistym (symulator PwCR) [8 - 10].

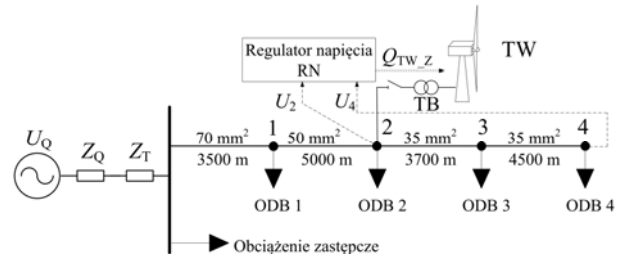
W artykule opisano sposób analizy złożonego układu elektroenergetycznego z zastosowaniem drugiego sposobu, mianowicie z wykorzystaniem symulatora PwCR.

Model matematyczny układu elektroenergetycznego z turbozespołem wiatrowym

Analiza stanów pracy sieci dystrybucyjnej z turbozespołem wiatrowym oraz problemu stabilizacji napięcia w węźle tej sieci wymaga opracowania modelu matematycznego tego układu elektroenergetycznego (schemat zastępczy przedstawiono na rys. 2).

Modelowany układ elektroenergetyczny składa się z następujących elementów: generatora zastępczego (system elektroenergetyczny), napowietrznych linii elektroenergetycznych, odbiorów energii elektrycznej oraz jednostki wytwórczej (turbozespół wiatrowy). Regulator napięcia w węźle 4 będzie fizycznie dołączony do symulatora.

Generator zastępczy przedstawiono jako rzeczywiste trójfazowe źródło napięcia, natomiast impedancja wewnętrzna zastępczego źródła składa się z dwóch części: impedancji zastępczej systemu oraz impedancji transformatora TR1.



Rys. 2. Schemat zastępczy analizowanego układu elektroenergetycznego

Na podstawie obliczeniowej mocy zwarciowej S_{kQ}'' , dla zwarcia trójfazowego na szynach rozdzielni 110 kV, wyznacza się impedancję zastępczą systemu, przeliczoną na stronę dolnego napięcia transformatora [11, 12]

$$(1) \quad Z_Q = \frac{c U_{nQ}^2}{S_{kQ}''} \left(\frac{U_{nLVTr}}{U_{nHVTr}} \right)^2$$

gdzie: c – współczynnik napięciowy; U_{nQ} , znamionowe napięcie systemu w węźle, dla którego podano obliczeniową moc zwarcia [kV]; U_{nLVTr} – znamionowe napięcie uzwojenia dolnego napięcia transformatora [kV]; U_{nHVTr} – znamionowe napięcie uzwojenia górnego napięcia transformatora [kV].

W przypadku, gdy znamionowe napięcie systemu w węźle, dla którego podano obliczeniową moc zwarciową jest większe od 35 kV, przyjmuje się $X_Q = Z_Q$ (w przystawnym przypadku, gdy nie są znane wartości rezystancji i reaktancji przyjmuje się $X_Q = 0,995Z_Q$ oraz $R_Q = 0,1X_Q$).

Impedancję transformatora, przeliczoną na stronę dolnego napięcia oblicza się ze wzoru [11, 12]

$$(2) \quad Z_{Tr} = \frac{u_k U_{nLVTr}^2}{100 S_{nTr}}$$

gdzie: u_k – procentowe napięcie zwarcia, S_{nTr} – znamionowa moc transformatora [MVA].

Rezystancję transformatora oblicza się ze wzoru [11, 12]

$$(3) \quad R_{Tr} = \frac{\Delta P_{obc} U_{nLVTr}^2}{1000 S_{nTr}^2}$$

gdzie: ΔP_{obc} – straty mocy przy znamionowym prądzie transformatora [kW].

Elektroenergetyczne linie napowietrzne modelowane są w postaci wielobiegunków o trzech parametrach: rezystancji, reaktancji indukcyjnej i pojemnościowej [12, 13]. Podobnie modelowane są trójfazowe odbiory energii elektrycznej – w postaci wielobiegunków o dwóch parametrach: rezystancji i reaktancji indukcyjnej.

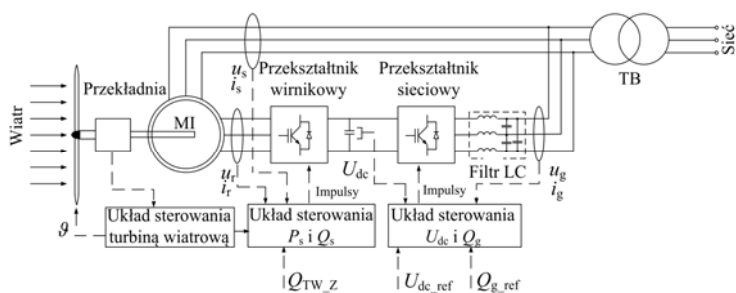
Na rysunku 3 przedstawiono schemat poglądowy struktury elektroenergetycznej jednostki wytwórczej.

Jednostka wytwórcza składa się z pierścieniowej maszyny indukcyjnej MI (generator dwustronnie zasilany), przekształtnika wirnikowego i sieciowego, filtra LC, transformatora blokowego TB oraz układów sterowania.

Model turbiny wiatrowej określa moc mechaniczną uzyskiwaną przez przetwornik energii z energii kinetycznej strumienia wiatru, według zależności [14, 15]

$$(4) \quad P_m = c_p(\lambda, \vartheta) \frac{\rho A}{2} v_{\text{wiatr}}^3$$

gdzie: v_{wiatr} – prędkość wiatru, P_m – moc mechaniczna, ρ – gęstość powietrza, A – powierzchnia zakreślana przez łopaty, c_p – współczynnik mocy, określający stosunek mocy mechanicznej uzyskiwanej z przetwornika do mocy zawartej w strumieniu wiatru. Współczynnik mocy jest funkcją dwóch zmiennych, tj. wyróżnika szybkobieżności λ oraz kąta nachylenia łopat turbiny ϑ



Rys. 3. Schemat poglądowy struktury elektroenergetycznej jednostki wytwórczej

$$(5) \quad c_p(\lambda, \vartheta) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \vartheta - c_4 \right) e^{-\frac{c_5}{\lambda_i}} + c_6 \lambda$$

gdzie: $c_1 - c_6$ – współczynniki, parametr $\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08\vartheta} - \frac{0,035}{1 + \vartheta^3}$.

Wyróżnik szybkobieżności określa się z zależności

$$(6) \quad \lambda = \frac{\omega R}{v_{\text{wiatr}}}$$

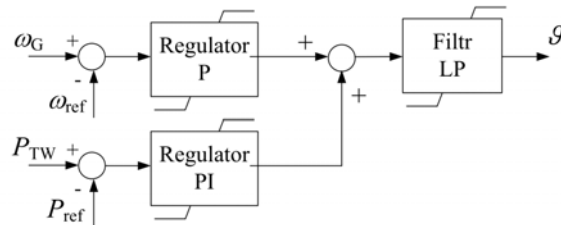
gdzie: ω – prędkość kątowna wirnika turbiny, R – promień wirnika.

Kolejnym elementem składowym opracowanego modelu jest model przenoszenia napędu. Energia mechaniczna turbiny wiatrowej przenoszona jest na wirnik generatora za pomocą dwóch wałów i mechanizmów regulacji. Na potrzeby analizy wpływu turbosespołu wiatrowego na sieć dystrybucyjną taki układ jest modelowany jako układ dwumasowy: wirnik generatora z przekładnią i piasty z łopatami. Model przeniesienia napędu opisuje następujący układ równań [16, 17]

$$(7) \quad \begin{cases} 2H_{TW} \frac{d\omega_{TW}}{dt} = T_{TW} - T_{sha} \\ 2H_G \frac{d\omega_G}{dt} = T_{sha} - T_{el} \\ \frac{d\theta_{sha}}{dt} = \omega_{TW} - \omega_G \\ T_{sha} = K_{sha} \theta_{sha} + D_{sha} (\omega_{TW} - \omega_G) \end{cases}$$

gdzie: H_{TW}, H_G – stała inercji turbiny i generatora [s], T_{TW}, T_G, T_{sha} – moment mechaniczny turbiny, generatora i wału [N·m], ω_{TW}, ω_G – prędkość kątowna turbiny i generatora [rad·s⁻¹], θ_{sha} – współczynnik skretu dwóch mas, K_{sha} – współczynnik sztywności wału [kg·m²·s⁻²], D_{sha} – współczynnik tłumienia wału [N·m·rad⁻¹].

Model układu regulacji kąta nachylenia łopat jest oparty na schemacie [14, 17], który przedstawiono na rysunku 4.



Rys. 4. Schemat układu regulacji kąta nachylenia łopat TW

Algorytm regulacji jest następujący:

- dla obciążenia znamionowego (dla prędkości wiatru większej od wartości znamionowej) kąt nachylenia łopat jest regulowany w celu utrzymania mocy czynnej na poziomie znamionowym;
- dla obciążenia częściowego (dla prędkości wiatru mniejszej od wartości znamionowej), gdy prędkość obrotowa wirnika generatora przekracza prędkość odniesienia ω_{ref} , kąt nachylenia łopat jest utrzymywany na stałym poziomie. Aby uzyskać maksymalną ilość energii z wiatru dla danych warunków atmosferycznych regulator zmienia prędkość wirnika. Zmiana następuje na podstawie różnicy pomiędzy obliczonym a optymalnym wyróżnikiem szybkobieżności λ_{opt} . Wartość optymalna jest otrzymywana z charakterystyki mocy turbiny wiatrowej $c_p(\lambda, \vartheta)$.

Prędkość referencyjna ω_{ref} jest utrzymywana na stałym poziomie równym 1,2 (w odniesieniu do prędkości synchronicznej) gdy moc czynna wprowadzana do sieci jest większa niż 75% mocy znamionowej turbiny, w przeciwnym przypadku prędkość ω_{ref} wyznaczana jest z zależności

$$(8) \quad \omega_{ref} = -0,67 \cdot P_{TW}^2 + 1,42 \cdot P_{TW} + 0,51$$

gdzie: P_{TW} – moc czynna oddawana do sieci odniesiona do mocy znamionowej.

Model pierścieniowej maszyny indukcyjnej opracowano z wykorzystaniem równań różniczkowych w układzie wirującym z prędkością synchroniczną (układ współrzędnych 0dq). Przyjęto następujące założenia upraszczające: maszyna ma budowę symetryczną pod względem konstrukcji i rozkładu uzwojeń stojana i wirnika, pomija się zjawisko histerezy i prądów wirowych, strumienie magnetyczne wytwarzane przez poszczególne uzwojenia fazowe stojana i wirnika mają przebieg sinusoidalny wzdłuż szczeliny powietrznej. Model matematyczny pierścieniowej maszyny indukcyjnej opisano następującymi równaniami [18 - 20]:

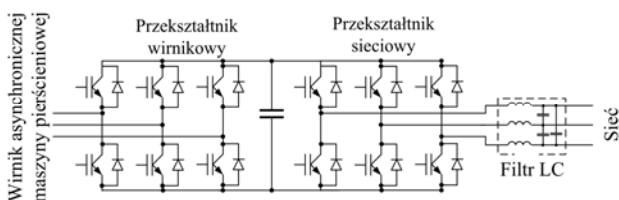
$$(9) \quad \begin{cases} u_{sd} = R_s i_{sd} - \omega_s \psi_{sq} + \frac{d\psi_{sd}}{dt} \\ u_{sq} = R_s i_{sq} + \omega_s \psi_{sd} + \frac{d\psi_{sq}}{dt} \\ u_{rd} = R_r i_{rd} - s \omega_s \psi_{rq} + \frac{d\psi_{rd}}{dt} \\ u_{rq} = R_r i_{rq} + s \omega_s \psi_{rd} + \frac{d\psi_{rq}}{dt} \end{cases}$$

$$(10) \quad \begin{cases} \psi_{sd} = L_s i_{sd} + L_m i_{rd} \\ \psi_{sq} = L_s i_{sq} + L_m i_{rq} \\ \psi_{rd} = L_r i_{rd} + L_m i_{sd} \\ \psi_{rq} = L_r i_{rq} + L_m i_{sq} \end{cases}$$

gdzie: u_{sd} , ψ_{sd} i i_{sd} – napięcie, strumień i prąd stojana w osi d, u_{sq} , ψ_{sq} i i_{sq} – napięcie, strumień i prąd stojana w osi q, u_{rd} , ψ_{rd} i i_{rd} – napięcie, strumień i prąd wirnika w osi d, u_{rq} , ψ_{rq} i i_{rq} – napięcie, strumień i prąd wirnika w osi q, R_s i R_r – rezystancja stojan i wirnika, L_s – całkowita indukcyjność stojana, L_r – całkowita indukcyjność wirnika, L_m – indukcyjność wzajemna między stojanem i wirnikiem.

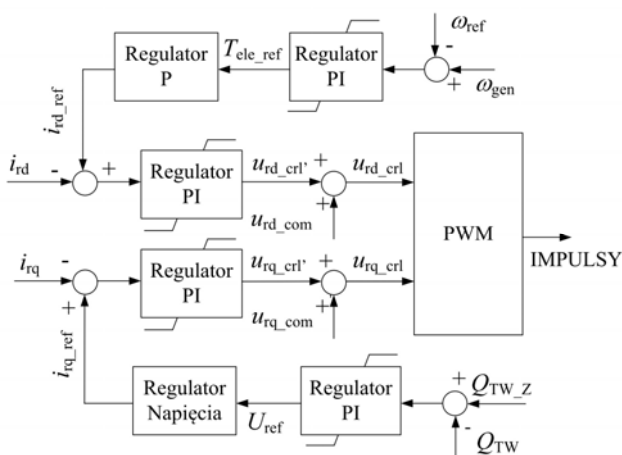
Kolejnym elementem modelowanego układu elektroenergetycznego jest transformator blokowy TB. Model transformatora został zaimplementowany bezpośrednio z programu Matlab/Simulink. Model matematyczny trójfazowego transformatora został oparty na trzech jednofazowych transformatorach połączonych w trójkąt/gwiazdę.

Ostatnim elementem składowym turboszpół wiatrowego jest model przekształtnika energoelektronicznego wraz z układem sterowania. Przekształtnik turboszpół wiatrowego składa się z trójfazowego przekształtnika wirnikowego i sieciowego (schemat został przedstawiony na rys. 5).



Rys. 5. Schemat przekształtnika turboszpół wiatrowego

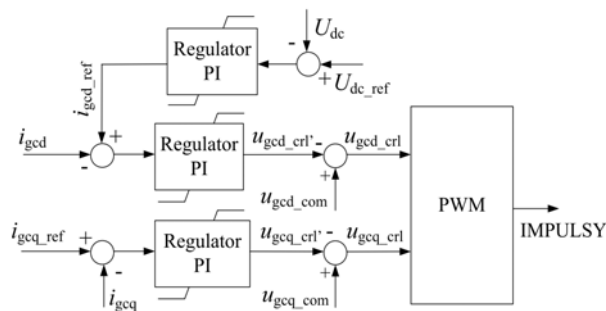
Układ regulacji przekształtnika wirnikowego [20, 21], którego schemat został przedstawiony na rys. 6, umożliwia sterowanie zarówno mocą czynną jak i bierną. Dokonywane jest to przez bezpośrednie sterowanie wielkościami w układzie współrzędnych Odq. W takim przypadku moc czynną można sterować poprzez oddziaływanie na prąd i_{rd} , natomiast moc bierną można sterować przez oddziaływanie na prąd i_{rq} .



Rys. 6. Schemat układu regulacji przekształtnika wirnikowego

Układ regulacji przekształtnika sieciowego [20, 21], którego schemat został przedstawiony na rys. 7, może sterować dwiema wielkościami. Jedną z nich to napięcie w obwodzie pośredniczącym (napięcie na kondensatorze), natomiast drugą wielkością to moc bierna wytwarzana

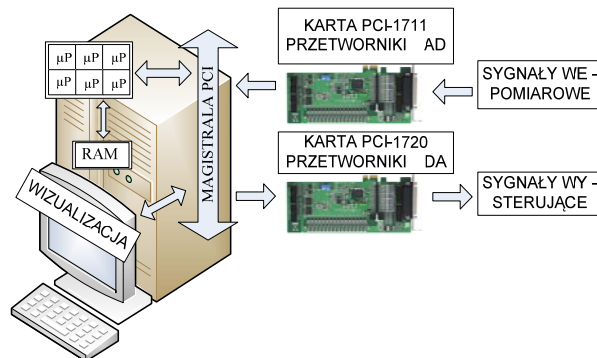
(pobierana) przez turboszpół wiatrowy. Moc bierna może być regulowana przez przekształtnik wirnikowy albo przez przekształtnik sieciowy.



Rys. 7. Schemat układu regulacji przekształtnika sieciowego

Struktura symulatora pracy układu elektroenergetycznego działającego w czasie rzeczywistym

Symulator pracujący w czasie rzeczywistym (symulator PwCR) oparty jest na klasycznym komputerze osobistym z procesorem wielordzeniowym. Schemat poglądowy przedstawiono na rys. 8. W symulatorze istnieje możliwość wykorzystania do 16 kanałów wejściowych i 6 kanałów wyjściowych. W symulatorze PwCR wykorzystano procesor sześciordzeniowy firmy Intel (typu Core i7) o częstotliwości taktowania 3,2 GHz. Prędkość magistrali systemowej wynosi 1333 MHz. Maksymalny transfer danych pomiędzy poszczególnymi elementami systemu może osiągnąć 4,8 GT/s.



Rys. 8. Schemat poglądowy symulatora PwCR opartego na komputerze osobistym z procesorem sześciordzeniowym

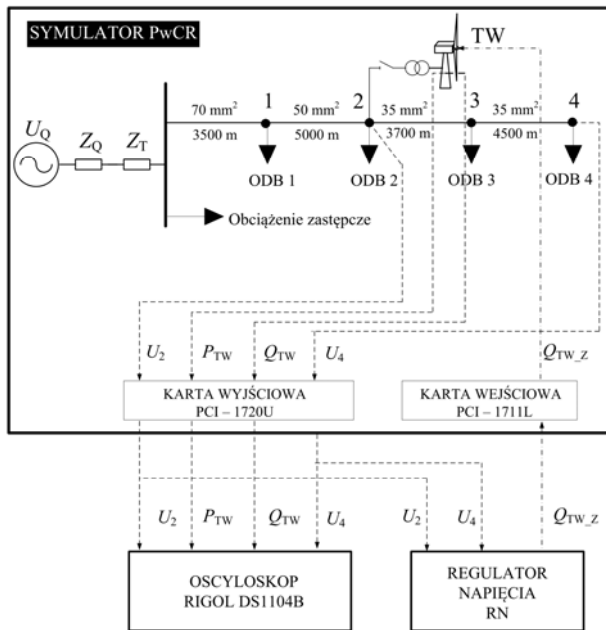
Do wprowadzenia sygnałów z otoczenia (np. z zacisków listwy sygnałów wyjściowych rzeczywistego regulatora) do modelu wykorzystano kartę pomiarową PCI 1711 firmy Advantech. Przebieg wejściowy próbkowany jest z rozdzielczością 12-bitową przez przetwornik A/C. Częstotliwość próbkowania wynosi 100 kS/s.

Do wyprowadzenia sygnałów z modelu do otoczenia (np. do zacisków listwy sygnałów wejściowych rzeczywistego regulatora) wykorzystano kartę PCI 1720 firmy Advantech. Przetwornik C/A pracuje z rozdzielczością 12-bitową w trybie bezpośrednim. Oznacza to, że prędkość próbkowania zależy od wydajności zastosowanej platformy cyfrowej.

Opisany symulator PwCR wykorzystano do badania możliwości wykorzystania turboszpół wiatrowego do stabilizacji napięcia w węzle 4 elektroenergetycznej linii średniego napięcia (rys. 1). Prace badawcze były wykonywane w układzie eksperymentalnym, którego schemat przedstawiono na rys. 9.

Model matematyczny układu elektroenergetycznego, który opisany został w poprzednim punkcie,

zaimplementowano w środowisku Matlab/Simulink z użyciem pakietu RTWT (*Real Time Windows Target*) [22]. Wykorzystano gotowe bloczki z modelami matematycznymi urządzeń elektrycznych i układów automatyki, które oferowane są przez to środowisko.

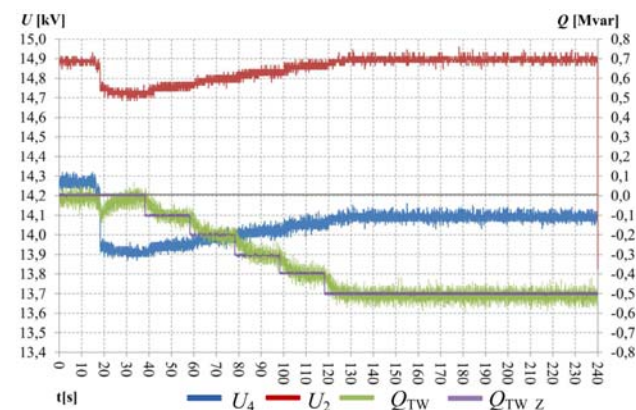


Rys. 9. Schemat układu eksperymentalnego

Analiza wybranych stanów pracy elektroenergetycznej linii SN z turbopozostem wiatrowym

Do symulatora PwCR z zaimplementowanym modelem układu elektroenergetycznego wraz z turbopozostem wiatrowym podłączono rzeczywisty regulator napięcia RN (rys. 9). Urządzenie to ma za zadanie tak sterować mocą bierną turbopozostu wiatrowego TW, aby napięcie w węźle 4 linii mieściło się w zadanym przedziale wartości od 14,1 do 14,4 kV.

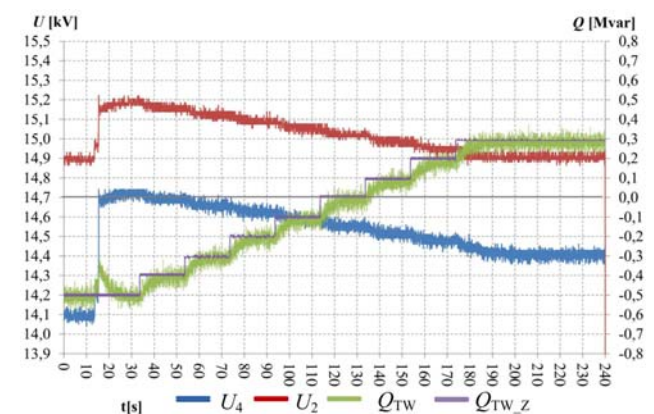
Na rysunkach 10 - 16 przedstawiono przebiegi czterech wielkości fizycznych: U_4 – wartość skuteczna napięcia w węźle 4 linii elektroenergetycznej (napięcie w punkcie zasilania odbioru 4), U_2 – wartość skuteczna napięcia w węźle 2 linii elektroenergetycznej (napięcie w punkcie przyłączenia jednostki wytwórczej z TW), $Q_{TW,z}$ – wartość zadana mocy biernej TW oraz Q_{TW} – wartość mocy biernej TW (znak minus – moc bierna generowana do sieci, znak plus – moc bierna pobierana z sieci).



Rys. 10. Przebiegi napięć (węzły 2 i 4) oraz mocy biernej TW podczas procesu przejściowego spowodowanego skokowym zwiększeniem mocy odbioru 4 (opis oznaczeń w tekście)

Na rysunku 10 pokazano zmianę charakterystycznych wielkości fizycznych w procesie przejściowym spowodowanym skokowym zwiększeniem mocy odbioru 4. Przed zaistnieniem tego procesu łączeniowego urządzenia w odbiorze 4 pobierały moc czynną 280 kW, przy $\text{tg}\varphi = 0,4$. Jednostka wytwórcza z TW generuje moc czynną na poziomie 1,3 MW (ok. 72 % mocy znamionowej TW) z $\text{tg}\varphi_{TW} = 0$. Pozostałe odbiory pracowały z następującymi wartościami mocy: odbiór zastępczy 6,5 MW i 2,6 Mvar, ODB1 – 0,7 MW i 0,28 Mvar, ODB2 – 0,55 MW i 0,22 Mvar oraz ODB3 – 1,8 MW i 0,72 Mvar. Zwiększenie mocy nastąpiło na skutek jednoczesnego załączenia grupy odbiorników o łącznej mocy 308 kW (pobierana jest moc czynna równa ok. 100 % mocy przyłączeniowej ODB4). Skutkiem zwiększenia mocy czynnej pobieranej przez ODB4 (z 280 kW na 588 kW, przy $\text{tg}\varphi = 0,4$) jest zmniejszenie wartości napięcia w węźle 4 poniżej wartości dopuszczalnej (14,1 kV). Sygnał wartości skutecznej napięcia w węźle 4 jest przekazywany do rzeczywistego regulatora napięcia RN, z którego generowany jest sygnał zadanej mocy biernej TW. Po 20 s od wystąpienia procesu łączeniowego wartość zadana mocy biernej TW wzrosła o 100 kvar, ze znakiem minus (moc bierna wprowadzana do sieci). Sygnał wartości zadanej mocy biernej TW ($Q_{TW,z}$) przekazywany jest do układu sterowania TW, czego efektem jest zmiana mocy biernej TW (Q_{TW}), a w jej następstwie zwiększenie wartości skutecznej napięcia w węźle 4 (U_4). W analizowanym przypadku nastąpiło 5 stopniowych zmian wartości zadanej mocy biernej. Wartość skuteczna napięcia w węźle 4 znajduje się w założonym przedziale od 14,1 do 14,4 kV, jednostka wytwórcza generuje moc bierną (wprowadzaną do sieci) równą 500 kvar, przy stałej wartości generowanej mocy czynnej na poziomie 1,3 MW.

Opisany wyżej stan pracy układu elektroenergetycznego trwał do chwili, w której na skutek kolejnego procesu łączeniowego w ODB4, wyłączono grupę odbiorników o łącznej mocy 560 kW. Nastąpiła skokowa zmiana mocy czynnej ODB4 z 588 kW na 28 kW, przy $\text{tg}\varphi = 0,4$. Zmianę charakterystycznych wielkości fizycznych w procesie przejściowym spowodowanym takim skokowym zmniejszeniem mocy odbioru 4 pokazano na rysunku 11.

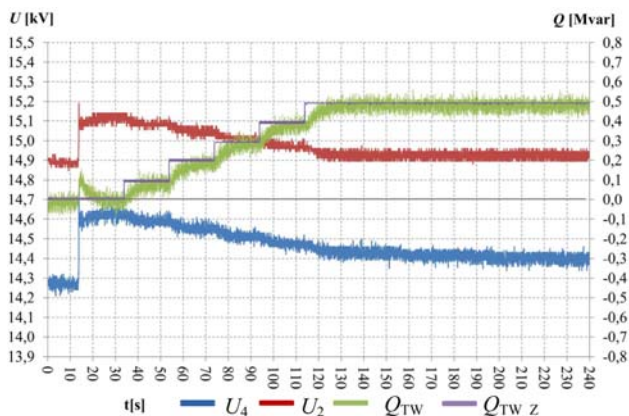


Rys. 11. Przebiegi napięć (węzły 2 i 4) oraz mocy biernej TW podczas procesu przejściowego spowodowanego skokowym zmniejszeniem mocy odbioru 4 (opis oznaczeń w tekście)

Skutkiem zmniejszenia mocy czynnej pobieranej przez ODB4 jest wzrost wartości skutecznej napięcia w węźle 4. Wartość napięcia przekracza dopuszczalne 14,4 kV. Generacja mocy biernej w jednostce wytwórczej i jej wprowadzanie do sieci w tym przypadku działa niekorzystnie. Jak widać z przebiegów przedstawionych na rys. 11, regulator napięcia RN nie redukuje do zera wartości zadanej mocy biernej TW. W 20-sekundowych odstępach

czasu zmniejsza on wartość generowanej przez TW mocy biernej, a następnie zwiększa wartość mocy biernej pobieranej przez TW. Proces regulacji napięcia w węźle 4 trwa ok. 3 min. Napięcie w węźle 4 jest w przedziale dopuszczalnych wartości, wtedy jednostka wytwórcza pobiera moc bierną równą 300 kvar, przy stałej mocy czynnej wprowadzanej do sieci równej 1,3 MW.

Zmiana wartości skutecznej napięcia w węźle 4 rozpatrywanej linii może nastąpić również na skutek zmian mocy pobieranych przez inne odbiory przyłączone do tej linii. Największą wartość mocy przyłączeniowej ma ODB3 (1,8 MW). Na rysunku 12 pokazano zmianę charakterystycznych wielkości fizycznych w procesie przejściowym spowodowanym skokowym zmniejszeniem mocy ODB3 (zmniejszenie mocy z 1,80 MW do 1,35 MW, przy $\text{tg}\varphi = 0,4$). Przed zaistnieniem tego procesu łączeniowego jednostka wytwórcza z TW generuje moc czynną na poziomie 1,3 MW (ok. 72 % mocy znamionowej TW) z $\text{tg}\varphi_{\text{TW}} = 0$, a pozostałe odbiory pracowały z następującymi wartościami mocy: odbiór zastępczy 6,5 MW i 2,6 Mvar, ODB1 – 0,7 MW i 0,28 Mvar, ODB2 – 0,55 MW i 0,22 Mvar oraz ODB4 – 0,28 MW i 0,11 Mvar.



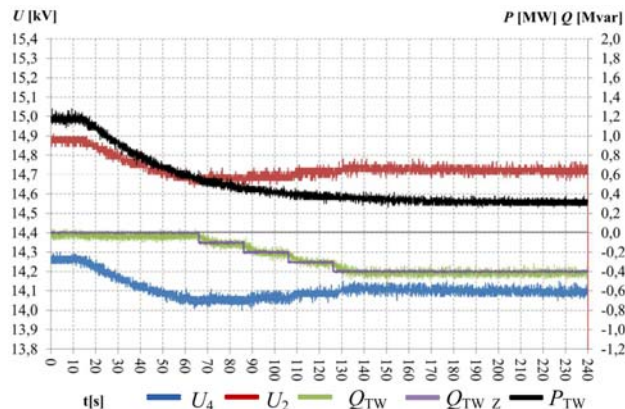
Rys. 12. Przebiegi napięć (węzły 2 i 4) oraz mocy biernej TW podczas procesu przejściowego spowodowanego skokowym zmniejszeniem mocy ODB3

Skutkiem zmniejszenia mocy czynnej pobieranej przez ODB3 jest wzrost wartości skutecznej napięcia w węźle 4. Wartość napięcia przekracza dopuszczalne 14,4 kV. Jak widać z przebiegów przedstawionych na rysunku 12, w wyniku działania układu regulacji z regulatorem napięcia RN, w 20-sekundowych odstępach czasu zwiększa się wartość mocy biernej pobieranej przez TW z sieci. W tym przypadku proces regulacji napięcia w węźle 4 trwa ok. 2 min. Kiedy napięcie w węźle 4 znajduje się w przedziale dopuszczalnych wartości, jednostka wytwórcza pobiera moc bierną równą 500 kvar, przy stałej mocy czynnej wprowadzanej do sieci równej 1,3 MW.

Kolejnym stanem przejściowym, interesującym z punktu widzenia stabilizacji napięcia w węźle 4, jest zmiana generowanej mocy czynnej w TW na skutek zmian prędkości wiatru. Na rysunku 13 pokazano zmianę charakterystycznych wielkości fizycznych w procesie przejściowym spowodowanym zmniejszeniem mocy czynnej generowanej przez TW (zmniejszenie mocy z 1,2 MW do 300 kW). Przed zaistnieniem tego procesu, odbiory pracowały z następującymi wartościami mocy: odbiór zastępczy 6,5 MW i 2,6 Mvar, ODB1 – 0,7 MW i 0,28 Mvar, ODB2 – 0,55 MW i 0,22 Mvar, ODB3 – 1,8 MW i 0,72 Mvar oraz ODB4 – 0,28 MW i 0,11 Mvar.

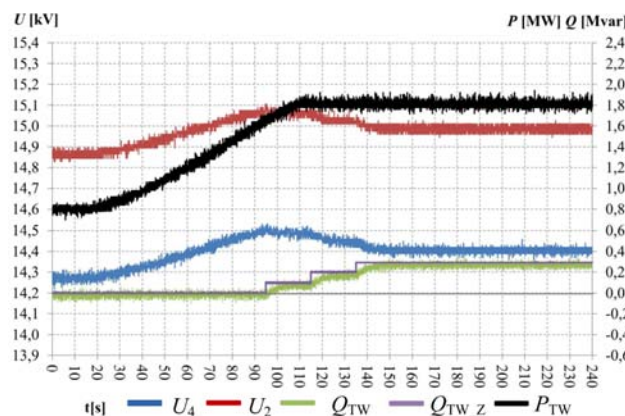
Zmiana prędkości wiatru powoduje zmniejszenie mocy czynnej TW, co z kolei powoduje obniżenie napięcia w węzłach rozpatrywanej sieci elektroenergetycznej. W

przypadku napięcia zasilającego ODB4, po przekroczeniu dolnej wartości dopuszczalnej (14,1 kV) regulator RN zaczyna w 20-sekundowych odstępach czasu zwiększać wartość generowanej przez TW mocy biernej. Sam proces regulacji napięcia w węźle 4 trwa ok. 70 s. Napięcie w węźle 4 osiąga wartość z przedziału wartości dopuszczalnych, gdy jednostka wytwórcza generuje moc bierną równą 400 kvar, przy stałej mocy czynnej wprowadzanej do sieci równej 300 kW.



Rys. 13. Przebiegi napięć (węzły 2 i 4) oraz mocy czynnej i biernej TW podczas procesu przejściowego spowodowanego zmniejszeniem mocy czynnej wprowadzanej do sieci dystrybucyjnej przez jednostkę wytwórczą z TW (zmniejszyła się prędkość wiatru)

Na rysunku 14 pokazano zmianę charakterystycznych wielkości fizycznych w procesie przejściowym spowodowanym zwiększeniem mocy czynnej TW z 0,8 MW do 1,8 MW, przy $\text{tg}\varphi_{\text{TW}} = 0$ (skutek zwiększenia prędkości wiatru). Przed zaistnieniem tego procesu odbiory pracowały z następującymi wartościami mocy: odbiór zastępczy 6,5 MW i 2,6 Mvar, ODB1 – 0,7 MW i 0,28 Mvar, ODB2 – 0,55 MW i 0,22 Mvar, ODB3 – 1,8 MW i 0,72 Mvar oraz ODB4 – 0,28 MW i 0,11 Mvar.



Rys. 14. Przebiegi napięć (węzły 2 i 4) oraz mocy czynnej i biernej TW podczas procesu przejściowego spowodowanego zwiększeniem mocy czynnej wprowadzanej do sieci dystrybucyjnej przez jednostkę wytwórczą z TW (zwiększyła się prędkość wiatru)

Zwiększenie prędkości wiatru powoduje zwiększenie mocy czynnej wprowadzanej do sieci przez jednostkę wytwórczą z TW. Powoduje to zwiększenie poziomów napięć w węzłach rozpatrywanej sieci elektroenergetycznej. Na rysunku 14 pokazano zmianę charakterystycznych wielkości fizycznych w procesie przejściowym spowodowanym zwiększeniem mocy czynnej generowanej przez TW (zwiększenie mocy z 0,8 MW do 1,8 MW, przy $\text{tg}\varphi_{\text{TW}} = 0$). Przed zaistnieniem tego procesu, odbiory pracowały z następującymi wartościami mocy: odbiór

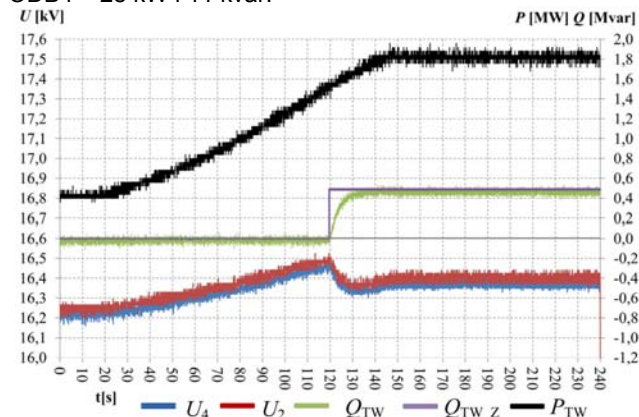
zastępczy 6,5 MW i 2,6 Mvar, ODB1 – 0,35 MW i 0,14 Mvar, ODB2 – 0,55 MW i 0,22 Mvar, ODB3 – 1,8 MW i 0,72 Mvar oraz ODB4 – 0,23 MW i 0,09 Mvar.

Zwiększenie wartości napięcia zasilającego ODB4 powyżej wartości dopuszczalnej (14,4 kV) regulator RN zaczyna w 20-sekundowych odstępach czasu zwiększać wartość pobieranej przez TW mocy biernej. Sam proces regulacji napięcia w węźle 4 trwa ok. 50 s. Napięcie w węźle 4 osiąga wartość z przedziału wartości dopuszczalnych, gdy jednostka wytwórcza pobiera moc bierną równą 300 kvar, przy stałej mocy czynnej wprowadzanej do sieci równej 1,8 MW.

Niezmiernie istotnym aspektem pracy rozpatrywanej sieci elektroenergetycznej średniego napięcia z generacją rozproszoną, jest problem pracy sieci w przypadku przekroczenia dopuszczalnych przez IRIESD [3] wartości napięć w węzłach (ponad 10 % napięcia znamionowego, tutaj 16,5 kV). W praktyce taki stan pracy sieci powoduje bezwzględne odłączenie jednostki wytwórczej (generacji rozproszonej) od tej sieci (najczęściej w wyniku zadziałania zabezpieczenia nadnapięciowego jednostki wytwórczej). Proponuje się wykorzystanie możliwości zmian wartości mocy biernej TW do regulacji napięcia, w przypadku przekroczeń wartości dopuszczalnych w węzłach sieci, bez konieczności odłączania jednostki wytwórczej od sieci (w przypadku wyłączenia TW traci się wpływy finansowe, ponieważ nie wprowadza się energii do sieci).

W przypadku, gdy w analizowanej sieci elektroenergetycznej, w linii Parku Technologicznego występuje minimalne obciążenie, a odbiór wrażliwy na zmiany napięcia zasilającego (ODB4) jest odłączony, może wystąpić opisany wyżej problem.

Na rysunku 15 pokazano zmianę charakterystycznych wielkości fizycznych w procesie przejściowym spowodowanym zwiększeniem mocy czynnej generowanej przez TW (zwiększenie mocy z 0,4 MW do 1,8 MW, przy $\text{tg}\varphi_{\text{TW}} = 0$). Przed zaistnieniem tego procesu, odbiory pracowały z następującymi wartościami mocy: odbiór zastępczy 0,52 MW i 0,21 Mvar, ODB1 – 35 kW i 14 kvar, ODB2 – 55 kW i 22 kvar, ODB3 – 90 kW i 36 kvar oraz ODB4 – 28 kW i 11 kvar.

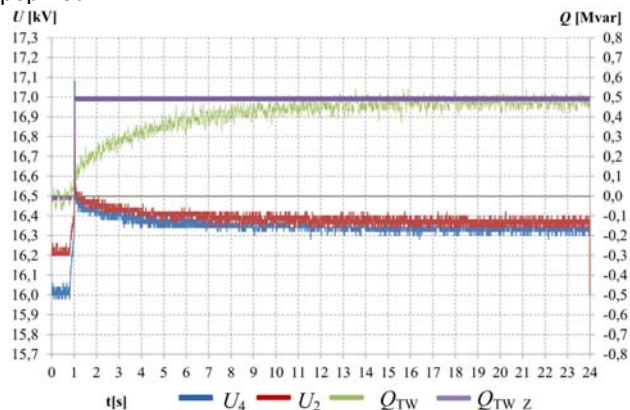


Rys. 15. Przebiegi napięć (węzły 2 i 4) oraz mocy czynnej i biernej TW podczas procesu przejściowego powodującego przekroczenie napięcia 16,5 kV na skutek zwiększenia mocy czynnej wprowadzanej do sieci dystrybucyjnej przez jednostkę wytwórczą z TW (zwiększyła się prędkość wiatru)

Zwiększenie mocy generowanej przez turbosespół wiatrowy (zwiększenie prędkości wiatru) spowodowało wzrost napięcia w węzłach linii LPT. Jeżeli wartość napięcia w punkcie przyłączenia jednostki wytwórczej zbliża się do wartości dopuszczalnej, jaka w sieci może wystąpić, tzn. 16,5 kV [3], to regulator zadaje maksymalną wartość mocy biernej (0,5 Mvar) pobieranej przez TW z sieci. Dzięki temu napięcie w punkcie przyłączenia jednostki wytwórczej z TW

zostanie obniżone poniżej wartości dopuszczalnej. Działanie regulatora spowodowało, że nie ma konieczności odłączenia jednostki wytwórczej od sieci.

Na rysunku 16 pokazano zmianę charakterystycznych wielkości fizycznych w procesie przejściowym spowodowanym zmniejszeniem mocy pobieranej przez ODB3 z 900 kW do 144 kW, przy $\text{tg}\varphi_{\text{ODB3}} = 0,4$. Przed zaistnieniem tego procesu jednostka wytwórcza pracowała z mocą czynną równą 1,8 MW i $\text{tg}\varphi_{\text{TW}} = 0$, a pozostałe odbiory pracowały z wartościami mocy jak w stanie poprzednim.



Rys. 16. Przebiegi napięć (węzły 2 i 4) oraz mocy biernej TW podczas procesu przejściowego powodującego przekroczenie napięcia 16,5 kV na skutek skokowego zmniejszenia mocy ODB3

Skokowe zmniejszenie mocy pobieranej przez ODB3 spowodowało gwałtowny wzrost napięcia w węzłach linii LPT. Napięcie w węźle 2 przekroczyło wartość dopuszczalną (16,5 kV). W celu obniżenia napięcia w punkcie przyłączenia jednostki wytwórczej z TW regulator zadaje maksymalną moc bierną jaką może pobierać jednostka z sieci (0,5 Mvar). Dzięki temu napięcie w punkcie przyłączenia zmniejszy się poniżej wartości dopuszczalnej i nie będzie potrzeby odłączania jednostki od sieci.

Podsumowanie

Tworzenie kompleksów przemysłowych, np. Parków Technologicznych, których obiekty przemysłowe zasilane są z tej samej linii średniego napięcia, zwłaszcza, jeśli do tej linii dołączona jest jednostka wytwórcza energii elektrycznej, może powodować problemy z utrzymaniem wartości napięcia w dopuszczalnych granicach. Specyfika tego typu odbiorów (przemysłowych) polega na tym, że posiadają one znaczące wartości mocy przyłączeniowych, a profile ich obciążenia charakteryzują się dużą zmiennością mocy czynnej i biernej, głównie w zależności od bieżących potrzeb produkcyjnych (technologicznych). Często zachodzi również potrzeba zapewnienia zasilania odbiorów (wrażliwych na wolne zmiany napięcia) z węzłów systemu, w których napięcie zasilające powinno mieścić się w granicach węższych od tych, które są ogólnie przyjęte dla tego systemu ($\pm 10\%$ napięcia znamionowego [2, 3]).

W artykule zaproponowano wykorzystanie turbosespołu wiatrowego do stabilizacji napięcia w węźle elektroenergetycznej linii średniego napięcia. W literaturze [4 - 7] rozważane są możliwości wykorzystania turbosespołów wiatrowych do regulacji napięcia w sieciach pierścieniowych (110 kV). Autor niniejszego artykułu wykazuje możliwość wykorzystania turbosespołów wiatrowych do świadczenia usług systemowych w sieci promieniowej średniego napięcia (15 kV), z zachowaniem podstawowej funkcji turbosespołów wiatrowych – generowania energii elektrycznej.

W analizie teoretycznej pracy sieci elektroenergetycznej średniego napięcia z generacją rozproszoną zastosowano modelowanie matematyczne w powiązaniu z danymi uzyskiwanymi w bezpośredniej współpracy z rzeczywistym regulatorem. Było to możliwe dzięki zastosowaniu cyfrowych symulatorów układów elektroenergetycznych pracujących w czasie rzeczywistym, które pozwalają na przyłączenie rzeczywistego regulatora. Autor artykułu w badaniach zastosował cyfrowy symulator układów elektroenergetycznych oparty na bazie platformy komputera osobistego z wykorzystaniem programu Matlab/Simulink i pakietu *Real Time Windows Target* (RTWT) [22]. Dotychczasowe rozwiązania symulatorów PwCR opierały się na wykorzystaniu RTDS [14, 23] albo OPAL-RT [24 - 26]. W platformach OPATL-RT oprogramowanie Matlab z pakietem Simulink służy do przekształcania schematu blokowego zamodelowanego układu na kod, który może być zaimplementowany w platformie czasu rzeczywistego

Na podstawie uzyskanych wyników sformułowano następujące wnioski.

Analiza teoretyczna (symulacja komputerowa) pracy złożonych układów elektroenergetycznych, w których znajdują się urządzenia o nieznanych charakterystykach i parametrach (np. regulatory), a są dostępne egzemplarze rzeczywiste tych urządzeń, jest możliwa z zastosowaniem cyfrowych symulatorów układów elektroenergetycznych pracujących w czasie rzeczywistym. Celowe jest zatem rozwijanie tej stosunkowo nowej dziedziny elektrotechniki.

Możliwe jest wykorzystanie turbozespołów wiatrowych, pracujących w promieniowych sieciach dystrybucyjnych średniego napięcia, do świadczenia usług systemowych, z zachowaniem podstawowej funkcji turbozespołów wiatrowych – generowania energii elektrycznej. Problemem otwartym, nie poruszonym w niniejszym artykule, jest zapewnienie stabilizacji napięcia w przypadkach braku odpowiedniej prędkości wiatru (wówczas można wykorzystać część infrastruktury jednostki wytwórczej z możliwością magazynowania energii elektrycznej).

Odpowiednie sterowanie mocą bierną turbozespołu wiatrowego jest skutecznym sposobem regulacji napięcia w punkcie przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci, zwłaszcza w przypadkach wzrostu napięcia przy minimalnym obciążeniu sieci. W ten sposób można uniknąć odłączenia jednostki wytwórczej od sieci w celu obniżenia wartości napięcia, uzyskując to obniżenie z zachowaniem generowania energii elektrycznej przez turbozespół wiatrowy.

Przedstawiona w artykule idea wykorzystania jednostki wytwórczej do stabilizacji napięcia w węzłach elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej będzie miała zastosowanie również w sieciach niskiego napięcia, zwłaszcza w kontekście mogących wystąpić problemów technicznych spowodowanych rozwojem mikroinstalacji prosumenckich [27].

LITERATURA

- [1] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 - Prawo Energetyczne
- [2] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, Dz. U. nr. 93 poz. 623 z roku 2007 – z późniejszymi zmianami
- [3] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej ENEA Operator Sp. z o.o., 1 stycznia 2014
- [4] Klucznik J., Udział farm wiatrowych w regulacji napięcia w sieci dystrybucyjnej, *Acta Energetica*, 2010, nr.1, 39-46
- [5] Klucznik J., Dobrzyński K., Lubośny Z., Voltage and reactive power load flow optimization in power system using fuzzy logic, *Acta Energetica*, 2013, nr.1/14, 56-62
- [6] Lin X., David A.K., Yu C.W., Reactive power optimization with voltage stability consideration in power market systems, *IEEE*

- Proceeding - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 150, no. 3 (2003), 305-310
- [7] Yongning C., Yanhua L., Weisheng W., Huizhu D., Voltage stability analysis of wind farm integration into transmission network, *IEEE International Conference on Power System Technology*, (2006), 1-7
 - [8] Pak L-F., Dinavahi V., Real-time simulation of wind energy system based on the doubly-fed induction generator, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 3 (2009), 1301-1309
 - [9] Cieślak S., Obwodowe modele układów elektrycznych w cyfrowych symulatorach pracujących w czasie rzeczywistym, *Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej*, Poznań (2013)
 - [10] Cieślak S., Digital Simulators as an Assessment Tool of the Impact of Distributed Generation on Power Grid Infrastructure, *Przegląd Elektrotechniczny*, 86, nr 8/2010, str. 253-260
 - [11] Cieślak S., Przyłączenie farmy wiatrowej o mocy znamionowej 8 MW do szyn rozdzielni SN w stacji elektroenergetycznej WN/SN zasilającej elektroenergetyczną sieć dystrybucyjną, *Przegląd Elektrotechniczny*, 86 (2010), nr 6, 104-109
 - [12] Kacejko P., Machowski J., Zwarcia w systemach elektroenergetycznych, *WNT*, Warszawa (2012)
 - [13] Zajczyk R., Modele matematyczne systemu elektroenergetycznego do badania elektromechanicznych stanów nieustalonych i procesów regulacyjnych, *Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej*, Gdańsk (2003)
 - [14] Wang C., Fang X., Yongjie F., Comparative simulation of dynamic characteristic of wind turbine doubly-fed induction generator based on RTDS and Matlab, *IEEE International Conference on Power System Technology*, (2010), 1-8
 - [15] Lubośny Z., Farmy wiatrowe w systemie elektroenergetycznym, *WNT*, Warszawa (2009)
 - [16] Wu F., Zhang X. P., Godfrey K., Ju P., Small signal stability analysis and optimal control of a wind turbine with doubly fed induction generator, *IET- Generation, Transmission and Distribution*, vol. 1, no. 5 (2007), 751-760
 - [17] Lubośny Z., Elektrownie wiatrowe w systemie elektroenergetycznym, *WNT*, Warszawa (2007)
 - [18] Cieślak S., Modelowanie matematyczne i symulacja układów elektroenergetycznych z generatorami indukcyjnymi, *Wydawnictwo uczelniane UTP*, Bydgoszcz (2008)
 - [19] Krause, O. Wasynczuk, and S. D. Sudhoff, Analysis of Electric Machinery and Drive Systems, IEEE Press, Wiley-Interscience, *John Wiley & Sons, Inc.*, New Jersey (2002).
 - [20] Uraz P. Karolewski B., Modelowanie generatora indukcyjnego o dwustronnym połączeniu z siecią, *Prace Naukowe Instytutu Maszyn, Napędów i Pomiarów Elektrycznych Politechniki Wrocławskiej*, nr 60/2007
 - [21] Pena R., J. C. Clare, G. M. Asher, Doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters and its application to variable speed wind-energy generation, *IEEE Proceeding - Electric Power Application*, vol. 143, no. 3 (1996), 231 – 241
 - [22] Real Time Windows Target 3, User's Guide – version 3, The MathWorks (2010)
 - [23] Wang G., Geo W., Real time simulation for wind power generation system using RTDS, *IEEE – North American Power Symposium*, Calgary (2008)
 - [24] Maharjan R., Kamalasadén S., Real-time simulation for active and reactive power control of doubly fed induction generator, *IEEE – North American Power Symposium*, (2013), 1-8
 - [25] Boakye-Boateng N. A., Ofofi A. R., Real-time simulation of a doubly-fed induction generator based wind power system on eMEGASim digital simulator, *IEEE – Industry Applications Society Annual Meeting*, (2013)
 - [26] Gangon R., Sybille G., Bernard S., Pare D., Casoria S., Larose C., Modeling and real time simulation of a doubly-fed induction generator driven by a wind turbine, *International Conference on Power Systems Transients*, Canada (2005)
 - [27] Cieślak S., Mikrogeneracja w obiektach budowlanych – wpływ przyłączenia jednostki wytwórczej na warunki zasilania odbiorców w sieci niskiego napięcia, *Wiadomości Elektrotechniczne*, Nr 4/2013, str. 11-13

Autor: mgr inż. Zbigniew Kłowski, Uniwersytet Technologiczno-Przyrodniczy, Instytut Inżynierii Elektrycznej, Al. Prof. S. Kaliskiego 7, 85-796 Bydgoszcz, E-mail: kłowski@utp.edu.pl