

AKADEMIA GÓRNICZO-HUTNICZA
IM. STANISŁAWA STASZICA w KRAKOWIE
WYDZIAŁ ELEKTROTECHNIKI, AUTOMATYKI, INFORMATYKI I ELEKTRONIKI
KATEDRA MASZYN ELEKTRYCZNYCH
Kraków, 2010

mgr inż. Tomasz Lerch

**STANY DYNAMICZNE ELEKTROWNI WIATROWEJ
Z MASZYNĄ INDUKCYJNĄ DWUSTRONNIE ZASILANĄ**

Autoreferat rozprawy doktorskiej

Promotor:

dr hab. inż. Jerzy Skwarczyński, prof. nz. AGH

Rozprawa doktorska zawiera analizę zjawisk związanych ze stanami dynamicznymi elektrowni wiatrowej z maszyną dwustronnie zasilaną, wywołanych zaburzeniami napięcia w sieci elektroenergetycznej. Analizowane przypadki zaburzeń obejmują zapady, niesymetrię oraz chwilowy zanik napięcia. Badania symulacyjne przeprowadzone na opracowanym modelu matematycznym wykazały, że stany dynamiczne generatora elektrycznego, wywołane tymi zaburzeniami, w znacznym stopniu obciążają układ mechaniczny elektrowni. Może to być przyczyną uszkodzenia przekładni mechanicznej lub prowadzić do skrócenia czasu jej eksploatacji. W pracy przedstawiono propozycję modyfikacji układu sterowania MDZ, której celem była minimalizacja wpływu zaburzeń napięcia na pracę elektrowni wiatrowej. Z porównania wyników badań symulacyjnych, przeprowadzonych na modelu z klasycznym i zmodyfikowanym układem sterowania MDZ wynika, że proponowana modyfikacja zwiększa odporność MDZ na zaburzenia napięcia, a także znacznie redukuje oscylacje momentu elektromagnetycznego, powodowane zapadami napięcia w sieci. Wyniki wszystkich badań symulacyjnych zostały zweryfikowane na modelu laboratoryjnym, zbudowanym dla potrzeb realizacji pracy. Wyniki pomiarów laboratoryjnych w pełni potwierdziły rezultaty badań symulacyjnych.

Wstęp

W elektrowniach wiatrowych z maszyną dwustronnie zasilaną generator sprzężony jest z turbiną wiatrową przez przekładnię mechaniczną. Z punktu widzenia dynamiki generatora i układu regulacji turbina wiatrowa, ze względu na duży moment bezwładności, może być traktowana, jako napęd o stałej prędkości obrotowej. Dlatego też pod wpływem zaburzeń w sieci elektroenergetycznej przekładnia mechaniczna łącząca generator z turbiną wiatrową może podlegać znacznym obciążeniom mechanicznym. Każda elektrownia wyposażona jest oczywiście w automatykę zabezpieczeniową, której zadaniem jest ochrona poszczególnych części elektrowni przez uszkodzeniami w stanach awaryjnych.

Operator systemu elektroenergetycznego narzuca jednak wymagania określające odporność elektrowni na zaburzenia napięcia w sieci. Spełnienie tych wymagań oznacza, że w razie wystąpienia zaburzenia napięcia o określonej głębokości i czasie trwania elektrownia wiatrowa nie może zostać wyłączona z pracy.

Przeprowadzone badania dotyczyły głównie oceny wpływu zaburzeń napięcia, które elektrownia musi "przetrwąć", na obciążenia układu mechanicznego. Zaproponowano także metodę redukcji tych obciążeń.

Badania prowadzone na modelu matematycznym MDZ wykazały, że modyfikując układ sterowania generatora można zmniejszać wartości maksymalne oscylacji momentu elektromagnetycznego.

Uzyskane rezultaty pozwoliły sformułować tezę pracy:

W układach elektromechanicznych z maszyną dwustronnie zasilaną, pracującą jako generator elektryczny w elektrowniach wiatrowych, można zredukować obciążenia układu mechanicznego przez odpowiedni dobór układu zasilającego i sterowania.

Model matematyczny elektrowni wiatrowej

W modelu elektrowni wiatrowej uwzględniono turbinę wiatrową, przekładnię mechaniczną oraz układ generatora składający się z maszyny pierścieniowej, przekształtnika wirnikowego i układu sterowania. Pozostałe elementy elektrowni takie, jak transformator dopasowujący czy układ sterowania łopatom wirnika zostały pominięte, ponieważ nie miały znaczenia dla badanych zjawisk.

Model turbiny wiatrowej

Model turbiny wiatrowej [1] został uproszczony do układu statycznego przetwarzającego energię kinetyczną strumienia wiatru na moment mechaniczny na wale turbiny. Model turbiny zakłada stały kąt nachylenia łopat wirnika, a parametry turbiny zostały tak dobrane, aby model oddawał działanie trójłopatowego silnika wiatrowego o mocy znamionowej 1,5MW, osiąganey przy prędkości wiatru 12m/s. Moment na wale turbiny obliczany jest zgodnie ze wzorem (1):

$$T_T = C_p(\lambda) \frac{1}{2} \rho \Pi R_T^2 \frac{V_w^3}{\omega_T} \quad (1)$$

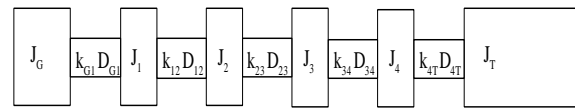
gdzie: ρ – gęstość powietrza; R_T – długość łopaty turbiny; V_w – prędkość wiatru; ω_T – prędkość kątowna turbiny; $C_p(\lambda)$ – współczynnik mocy turbiny; λ – współczynnik szybkobieżności turbiny.

Typową cechą turbin wiatrowych jest występowanie maksimum mocy przy określonej prędkości obrotowej [2]. Strategia sterowania generatora elektrycznego pracującego w elektrowni wiatrowej polega na zadawaniu mocy maksymalnej rozwijanej przez turbinę przy danej prędkości wiatru. Moc maksymalną wylicza się z równania (2) określającego zależność pomiędzy mocą i prędkością kątowną przy maksymalnej wartości współczynnika C_p dla danej turbiny wiatrowej.

$$P_{T_{max}} = C_{p_{max}} \frac{1}{2} \rho \Pi R_T^2 \left(\frac{\omega_T R_T}{\lambda_{max}} \right)^3 \quad (2)$$

Model układu mechanicznego elektrowni wiatrowej

Układ mechaniczny modelowanej elektrowni wiatrowej został zamodelowany, jako oscylator 6 masowy [3]. Model ten uwzględnia moment bezwładności wirnika generatora elektrycznego, turbiny wiatrowej, wszystkich elementów przekładni mechanicznej oraz wszystkie sprężystości i tłumienia elementów łączących poszczególne elementy układu. Wszystkie wielkości zostały sprowadzone na wał generatora elektrycznego. Uwzględnienie wszystkich elementów przekładni mechanicznej wynika z zamierzonego celu badania modelu elektrowni, jakim jest analiza obciążeń układu mechanicznego.



Rys. 1 Model układu mechanicznego

Oznaczenie J_G na rysunku 1 oznacza moment bezwładności wirnika generatora, zaś J_T to sprowadzony na wał wirnika moment bezwładności turbiny. Pozostałe elementy to momenty bezwładności kół zębatach przekładni mechanicznej oraz współczynniki sprężystości i tłumienia wałów łączących poszczególne elementy przekładni. Model matematyczny układu mechanicznego stanowi układ 6 równań różniczkowych (3) opisujących jego dynamikę.

$$\begin{aligned} \frac{d\omega_G}{dt} &= \frac{1}{J_G} (T_e - T_{kG1} - T_{DG1}) \\ \frac{d\omega_1}{dt} &= \frac{1}{J1} (T_{kG1} + T_{DG1} - T_{k12} - T_{D12}) \\ \frac{d\omega_2}{dt} &= \frac{1}{J2} (T_{k12} + T_{D12} - T_{k23} - T_{D23}) \\ \frac{d\omega_3}{dt} &= \frac{1}{J3} (T_{k23} + T_{D23} - T_{k34} - T_{D34}) \\ \frac{d\omega_4}{dt} &= \frac{1}{J4} (T_{k34} + T_{D34} - T_{k4T} - T_{D4T}) \\ \frac{d\omega_T}{dt} &= \frac{1}{J_T} (T_{k4T} + T_{D4T} + T_m) \end{aligned} \quad (3)$$

Model maszyny indukcyjnej

Model maszyny indukcyjnej został zapisany we współrzędnych ortogonalnych xy [4], przy czym układ odniesienia związany został z wektorem napięcia stojana.

$$\begin{aligned}
u_{sx} &= R_s i_{sx} + \frac{d}{dt} \Psi_{sx} - \omega_k \Psi_{sy} \\
u_{sy} &= R_s i_{sy} + \frac{d}{dt} \Psi_{sy} + \omega_k \Psi_{sx} \\
u_{rx} &= R_r i_{rx} + \frac{d}{dt} \Psi_{rx} - (\omega_k - \omega_e) \Psi_{ry} \\
u_{ry} &= R_r i_{ry} + \frac{d}{dt} \Psi_{ry} + (\omega_k - \omega_e) \Psi_{rx} \\
T_e &= p_b (\psi_{sx} i_{sy} - \psi_{sy} i_{sx})
\end{aligned} \tag{4}$$

Składowe strumieni stojana i wirnika mają postać:

$$\begin{aligned}
\psi_{sx} &= L_s i_{sx} + L_m i_{rx} \\
\psi_{sy} &= L_s i_{sy} + L_m i_{ry} \\
\psi_{rx} &= L_r i_{rx} + L_m i_{sx} \\
\psi_{ry} &= L_r i_{ry} + L_m i_{sy}
\end{aligned} \tag{5}$$

Równanie mechaniczne maszyny indukcyjnej zostało ujęte w modelu matematycznym (3) układu mechanicznego, a więc nie występuje w równaniach (4). W modelu maszyny indukcyjnej dokonuje się sprowadzenia wielkości wirnika na stronę stojana (oznacza się znakiem *prim*), oznaczenia te zostały pominięte dla uproszczenia zapisu.

Model przekształtnika energoelektronicznego

Przekształtnik energoelektroniczny zasilający wirnik maszyny dwustronnie zasilanej składa się z falownika sieciowego, układu pośredniczącego z kondensatorem oraz falownika wirnikowego. Układ przekształtnika typu AC/DC/AC umożliwi dwukierunkowy przepływ energii, a dzięki zastosowaniu sterowania wektorowego obu falowników pozwala na realizować niezależne sterowanie przetwarzaną mocą czynną i bierną. Falownik sieciowy z układem regulacji ma za zadanie utrzymywać stałą zadaną wartość napięcia na kondensatorze w obwodzie pośredniczącym, sterując w ten sposób przepływem mocy czynnej przez przekształtnik [5]. Z tego względu, celem uproszczenia w modelu przekształtnika, założono stałą wartość napięcia w obwodzie pośredniczącym, pomijając elementy falownika sieciowego.

Układ sterowania mocą generatora

Sterowanie mocą czynną i bierną wydawaną przez maszynę dwustronnie zasilaną do sieci oparte jest o teorię chwilowej mocy biernej Akagiego [6]. Dla stojana maszyny indukcyjnej moc chwilowa ma postać:

$$p_s = u_{sx} i_{sx} + u_{sy} i_{sy} \tag{6}$$

$$q_s = u_{sy} i_{sx} - u_{sx} i_{sy}$$

Podstawiając w miejsce składowych prądu stojana wartości wynikające z równań (5) oraz uwzględniając prądowe zasilanie wirnika dla układu sterowania wektorowego związanego z wektorem napięcia stojana, otrzymuje się następujące równania:

$$\begin{aligned}
p_s &= \frac{1}{L_s} \left(\frac{d}{dt} \psi_{sx} \psi_{sx} + \frac{R_s}{L_s} \psi_{sx}^2 - \frac{R_s L_m}{L_s} i_{rx} \psi_{sx} - \omega_k \psi_{sy} \psi_{sx} \right) - \\
&\quad - \frac{L_m}{L_s} \left(\frac{d}{dt} \psi_{sx} i_{rx} + \frac{R_s}{L_s} \psi_{sx} i_{rx} - \frac{R_s L_m}{L_s} i_{rx}^2 - \omega_k \psi_{sy} i_{rx} \right) \\
q_s &= -\frac{1}{L_s} \left(\frac{d}{dt} \psi_{sx} \psi_{sy} + \frac{R_s}{L_s} \psi_{sx} \psi_{sy} - \frac{R_s L_m}{L_s} \psi_{sy} i_{rx} - \omega_k \psi_{sy}^2 \right) + \\
&\quad + \frac{L_m}{L_s} \left(\frac{d}{dt} \psi_{sx} i_{ry} + \frac{R_s}{L_s} \psi_{sx} i_{ry} - \frac{R_s L_m}{L_s} i_{rx} i_{ry} - \omega_k \psi_{sy} i_{ry} \right)
\end{aligned} \tag{7}$$

W stanie ustalonym, przy pominięciu rezystancji stojana ($R_s=0$), równania mocy mają postać:

$$p_s = -\frac{L_m}{L_s} u_{sx} i_{rx} \tag{8}$$

$$q_s = -\frac{1}{L_s} \frac{u_{sx}^2}{\omega_k} + \frac{L_m}{L_s} u_{sx} i_{ry}$$

Z powyższych równań wynika, że moc czynna w układzie sterowania związanym z wektorem napięcia stojana zależy od składowej x wektora prądu wirnika, zaś moc bierna zależy od składowej y .

Realizacja układu sterowania mocą generatora

Z równań (8) wynika, że układ sterowania mocą sprowadza się to regulacji składowych xy prądu wirnika. Do zrealizowania układu wymagana jest informacja o kącie φ określonym jako:

$$\varphi = \varphi_u - \varphi_e \tag{9}$$

przy czym φ_u jest kątem położenia wektora przestrzennego napięcia stojana, wyliczanym zgodnie ze wzorem:

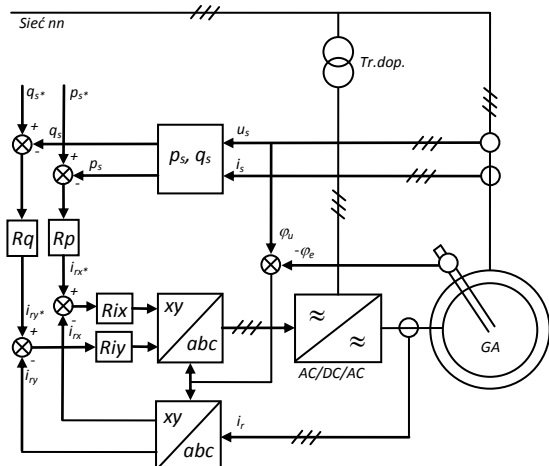
$$\varphi_u = a \tan \left(\frac{u_\beta}{u_\alpha} \right) \tag{10}$$

zaś φ_e jest kątem położenia wirnika liczoną w stopniach elektrycznych zgodnie ze wzorem:

$$\varphi_e = p \int \omega_r dt + \varphi_0 \tag{11}$$

gdzie: p – liczba par biegunów; φ_r – prędkość kątowna wirnika maszyny; φ_0 – położenie początkowe wirnika maszyny.

Układ sterowania wektorowego mocą czynną i bierną maszyny dwustronnie zasilanej przedstawia rysunek 2.



Rys. 2 Schemat układu sterowania mocą generatora

Sygnały wartości zadanej mocy czynnej i biernej stojana p_{s^*} q_{s^*} , pochodzą z nadrzędnego układu sterowania mocą elektrowni. Moc czynna zadawana jest zgodnie z zależnością (2), natomiast zadana wartość mocy biernej zależy od aktualnego zapotrzebowania systemu elektroenergetycznego. Należy przy tym uwzględnić, że maszyna dwustronnie zasilana przetwarza moc czynną w torze stojana i wirnika. Zatem całkowita przetwarzana moc czynna wynosi:

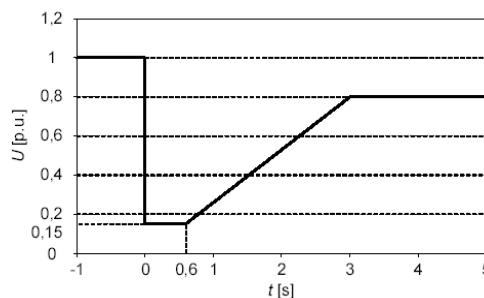
$$p = P_s - s \cdot P_s \quad (12)$$

gdzie s to poślizg maszyny dodatni dla prędkości podsynchronicznej a ujemny dla nadsynchronicznej.

Współpraca elektrowni wiatrowej z MDZ z systemem elektroenergetycznym

Ze względu na swoją specyfikę farmy wiatrowe budowane są zazwyczaj w terenach niezabudowanych, a przez to także w miejscach o słabo rozwiniętej sieci rozdzielczej i z dala od dużych źródeł energii takich jak ciepłowne elektrownie zawodowe. W sieciach średniego napięcia, do których przyłącza się najczęściej spotykane w Polsce małe i średnie farmy wiatrowe, ze względu na bezpośrednie połączenie z lokalnymi odbiorcami energii, znacznie częściej występują różnego rodzaju zaburzenia napięcia niż w sieciach przesyłowych. Elektrownie wiatrowe wyposażone są między innymi w zabezpieczenia podnapięciowe mające za zadanie odłączyć elektrownie od sieci w przypadku wystąpienia zapadu lub zaniku napięcia, przede wszystkim w celu ochrony układów sterowania. Z tego względu możliwa jest sytuacja jednoczesnego wyłączenia wszystkich elektrowni farmy wiatrowej

podczas zaburzenia napięcia. Takie zjawisko, w przypadku większych farm, mogłoby prowadzić do dużych wahań mocy, a co za tym idzie napięcia w systemie elektroenergetycznym, zwłaszcza w punktach znacznie oddalonych od dużych źródeł energii. Celem zapobiegania takim zjawiskom operatorzy wielu krajowych systemów elektroenergetycznych, w tym także w Polsce, wymagają odporności przyłączanych elektrowni wiatrowych na krótkotrwałe zapady napięcia (ang. fault ride-through). Zakres odporności układów zabezpieczeniowych określa głębokość zapadu i czas trwania, w którym nie powinno nastąpić wyłączenie elektrowni wiatrowej. Rysunek 3 przedstawia zakres odporności na zapady napięcia, określony przez krajowego operatora systemu elektroenergetycznego.



Rys. 3 Zakres odporności układów zabezpieczeniowych elektrowni wiatrowej na zapad napięcia.

Z przedstawionego powyżej rysunku wynika, że w przypadku wystąpienia zapadu napięcia do $0,15U_N$, elektrownia wiatrowa nie powinna zostać wyłączona przez automatykę zabezpieczeniową przez 0,6s. Dla mniejszych zapadów czas jest odpowiednio dłuższy.

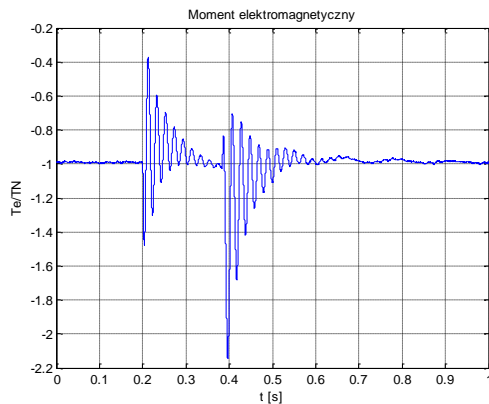
Badania stanów dynamicznych elektrowni wiatrowej z MDZ

Badania symulacyjne, zostały wykonane na modelu matematycznym elektrowni wiatrowej przedstawionym powyżej. Celem badań było rozpoznanie wpływu zaburzeń w sieci elektroenergetycznej na obciążenia układu mechanicznego elektrowni wiatrowej.

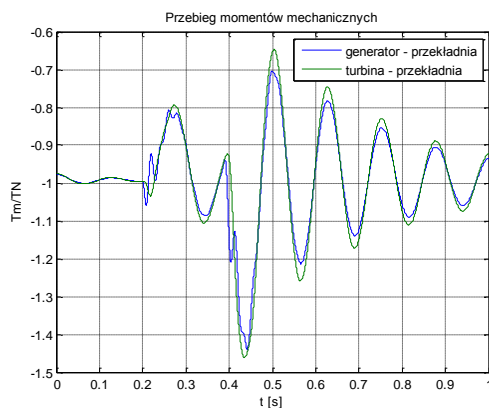
Symetryczny zapad napięcia $0,7U_N$ o czasie trwania 180[ms]

Pierwszy przypadek dotyczy pracy elektrowni wiatrowej z MDZ podczas zapadu napięcia do $0,7U_N$ trwającego około 180ms. Symulacja została przeprowadzona przy zadanej stałej prędkości wiatru $V_w = 12[m/s]$. Przyjęto, że elektrownia pracuje w stanie ustalonym

wydając do sieci znamionową moc czynną. Na poniższych rysunkach przedstawiono przebiegi momentu elektromagnetycznego i mechanicznego.



Rys. 4 Przebieg momentu elektromagnetycznego.



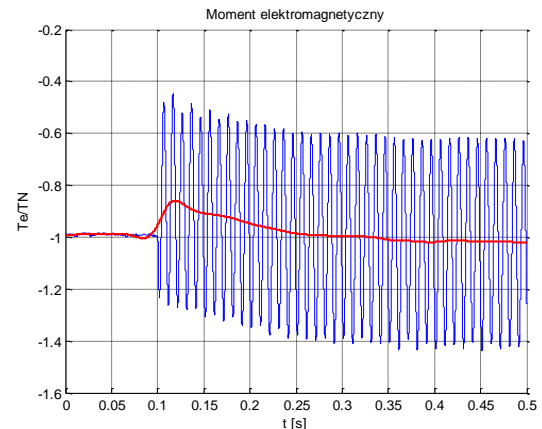
Rys. 5 Przebieg momentów mechanicznych.

Na przebiegu momentu elektromagnetycznego (rys. 4) wyraźnie widać początek i koniec zapadu napięcia. Zarówno podczas zapadu napięcia, jak i powrotu do wartości znamionowej pojawia się udar oraz oscylacje momentu zanikające w czasie około 0,2s. Podczas zaburzenia napięcia moment elektromagnetyczny chwilowo osiąga wartość nawet dwukrotnie przekraczającą moment znamionowy maszyny.

Udary momentu elektromechanicznego przenoszą się na układ mechaniczny elektrowni, powodując jego przeciążenie. Jak widać na rysunku 5, chwilowe przeciążenie układu mechanicznego dochodzi do 150% T_N . Oscylacje układu mechanicznego mają częstotliwość około 8Hz, co wynika z częstotliwości drgań własnych układu turbina – przekładnia i zanikają po około 2s.

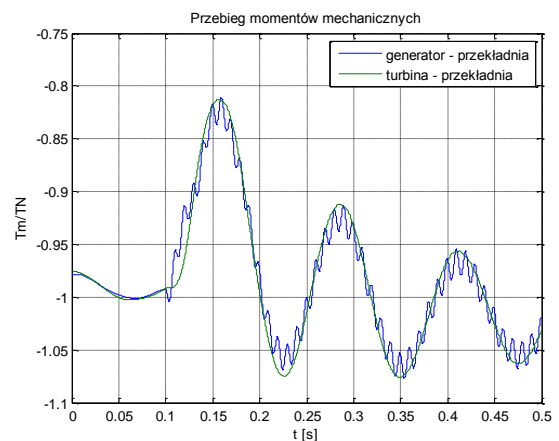
Praca elektrowni przy długotrwałej niesymetrii zasilania

Rysunek 6 przedstawia przebiegi wielkości elektrycznych podczas pracy elektrowni przy niesymetrii napięć w sieci. Zasympulowany został przypadek zasilania stojana maszyny niesymetrycznym układem napięć o przykładowej zawartości składowej przeciwnej 15% U_N podczas pracy przy znamionowym obciążeniu.



Rys. 6 Niesymetria napięcia – przebiegi momentu elektromagnetycznego

Z analizy przebiegu pokazanego na rysunku 6 wynika, że podczas pracy przy zasilaniu niesymetrycznym napięciem wartość średnia momentu elektromagnetycznego (zaznaczona kolorem czerwonym) zmienia się w stosunku do zasilania symetrycznego.

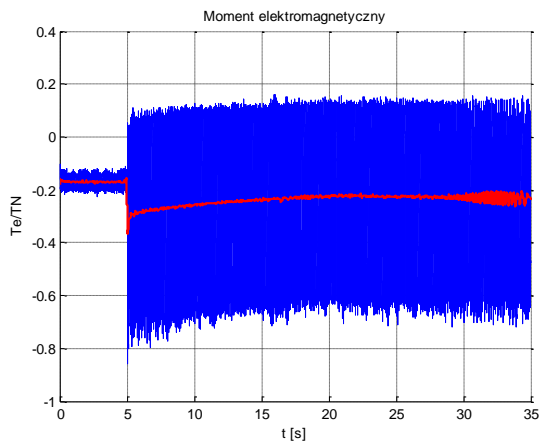


Rys. 7 Przebiegi momentu mechanicznego elektrowni wiatrowej – niesymetria napięcia

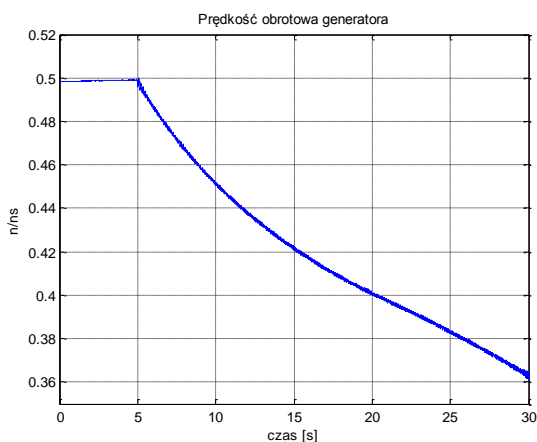
Składowa zmienna momentu elektromagnetycznego przenosi się w niewielkim stopniu na wał łączący generator z przekładnią, co widać na rysunku 7. Moment na wale łączącym turbinę wiatrową z przekładnią po stanie przejściowym wraca do stanu ustalonego.

Porównując rezultaty analizowanych powyżej przypadków zaburzeń napięcia można stwierdzić, że symetryczny zapad napięcia znacznie bardziej obciąża układ mechaniczny elektrowni wiatrowej niż długotrwała niesymetria napięcia zasilającego.

Ponieważ niesymetria napięć wywołuje zmianę wartości średniej momentu elektromagnetycznego, może to w istotny sposób zmienić punkt pracy elektrowni wiatrowej, co może skutkować utratą stabilności. Z przeprowadzonych badań wynika, że niebezpieczeństwo utraty stabilności występuje przy niskich prędkościach wiatru. Symulacje przeprowadzone dla prędkości wiatru 5m/s wykazały, że dla składowej przeciwnej napięcia $20\%U_N$ elektrownia pracowała stabilnie pomimo zmiany punktu pracy. Natomiast przy niesymetrii napięć o zwartości składowej przeciwnej $25\%U_N$ elektrownia traciła stabilność. Wyniki symulacji tego przypadku przedstawiają rysunki 8 i 9.



Rys. 8 Przebiegi momentu elektromagnetycznego – niesymetria napięcia

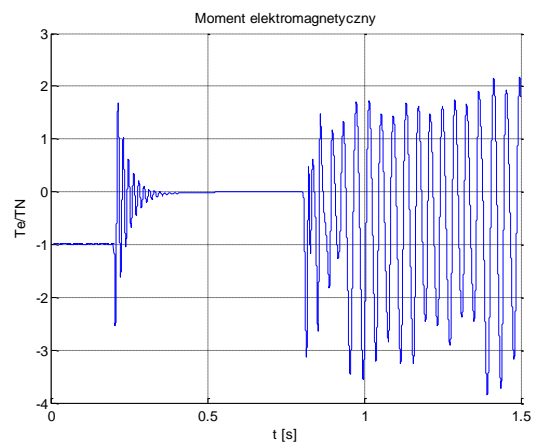


Rys. 9 Przebiegi prędkości obrotowej generatora – niesymetria napięcia

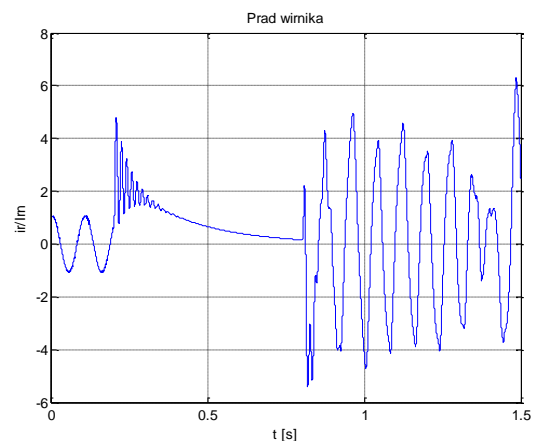
Praca elektrowni przy chwilowym zaniku napięcia

Ostatnim analizowanym przypadkiem zaburzenia napięcia w sieci, z którą współpracuje elektrownia wiatrowa z MDZ jest chwilowy zanik napięcia o czasie trwania 600ms spowodowany zwarcie oraz powrót do napięcia znamionowego. Symulacje przeprowadzono dla prędkości wiatru 12m/s, kiedy elektrownia pracuje z mocą znamionową.

W rzeczywistych warunkach elektrownia w przypadku zaniku napięcia zostaje odłączona od sieci. Przeprowadzone badania miały na celu sprawdzenie możliwości resynchronizacji MDZ po chwilowym zaniku napięcia.



Rys. 10 Przebiegi momentu elektromagnetycznego – chwilowy zanik napięcia



Rys. 11 Przebiegi prądu wirnika – chwilowy zanik napięcia

Jak widać na przebiegu momentu elektromagnetycznego (rys. 10) generator nie resynchronizuje się po powrocie napięcia. Najdłuższy czas przerwy beznapięciowej, po którym generator odzyskiwał stabilność wynosił około 300ms. Na rysunku 11 widać,

że w czasie trwania zaniku napięcia prąd wirnika nie zanikł do zera. W układzie sterowania MDZ faza siły elektromotorycznej indukowanej w stojanie przez pole wirnika nie jest kontrolowana w związku z czym w chwili powrotu zasilania wektory napięcia stojana i siły elektromotorycznej indukowanej przez wirnik znajdują się w przypadkowym położeniu w stosunku do siebie, co utrudnia proces resynchronizacji.

Modyfikacja układu sterowania

Z przedstawionych badań symulacyjnych wynika, że ograniczenie przeciążeń układu mechanicznego elektrowni wywołanych zaburzeniami napięcia w sieci wymaga zastosowania układu regulacji kontrolującego moment elektromagnetyczny generatora. Zastąpienie sterowania mocą czynną stojana generatora przez sterowanie momentem elektromagnetycznym nie jest możliwe z uwagi na nadrzędny układ sterowania pracą elektrowni, który zgodnie ze strategią sterowania na moc maksymalną zadaje wartość mocy czynnej jaką generator powinien obciążać turbinę. Uwzględniając to zaproponowano zastąpienie w układzie sterowania sygnału chwilowej mocy czynnej stojana sygnałem chwilowej mocy mechanicznej, dostarczanej do maszyny poprzez wał wirnika. Moc ta obliczana jest jako iloczyn momentu elektromagnetycznego i prędkości kątowej wirnika.

$$p_m = T_e \omega_r \quad (13)$$

Uwzględniając równanie momentu elektromagnetycznego (4) we wzorze (13) otrzymujemy:

$$p_m = p_b (\psi_{sx} i_{sy} - \psi_{sy} i_{sx}) \omega_r \quad (14)$$

Wyliczając z równań (5) składowe prądu stojana i wstawiając do (14) otrzymujemy postać:

$$p_m = p_b \left(-\frac{L_m}{L_s} \psi_{sx} i_{ry} + \frac{L_m}{L_s} \psi_{sy} i_{rx} \right) \omega_r \quad (15)$$

W stanie ustalonym przy pominięciu rezystancji stojana ($R_s=0$) wzór na chwilową moc mechaniczną przyjmuje ostatecznie postać:

$$p_m = -\frac{L_m u_x}{L_s \omega_k} \omega_e i_{rx} \quad (16)$$

Podobnie zatem jak w klasycznym układzie sterowania MDZ moc czynna przetwarzana przez generator zależy tylko od składowej x

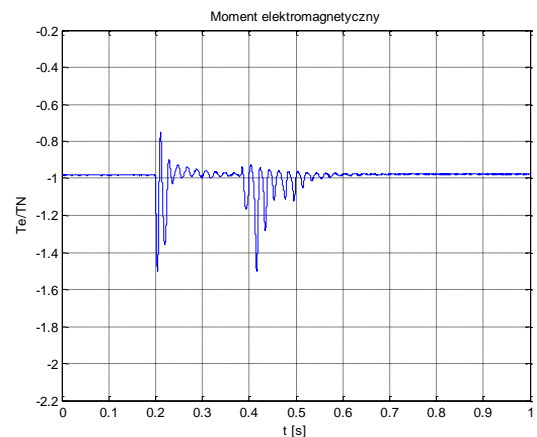
prądu wirnika, co pozwala na odsprężone sterowanie chwilową mocą mechaniczną i mocą bierną na zaciskach stojana generatora.

Badania stanów dynamicznych elektrowni wiatrowej z MDZ ze zmodyfikowanym układem sterowania

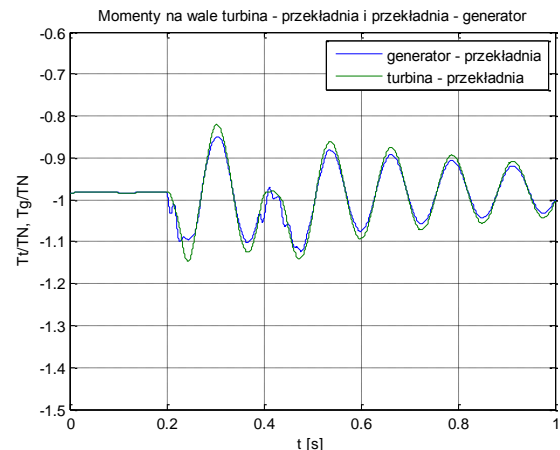
Celem badań było sprawdzenie wpływu zaproponowanej modyfikacji na obciążenia układu elektromechanicznego elektrowni, wynikające z zaburzeń w systemie energetycznym. Wszystkie symulacje były przeprowadzone przy takich samych założeniach, jak w poprzednim przypadku i dla takich samych przypadków zaburzeń napięcia.

Symetryczny zapad napięcia $0,7U_N$ o czasie trwania 180ms

Porównując przebiegi z rysunku 4 i 12 można stwierdzić, że modyfikacja układu sterowania spowodowała ograniczenie oscylacji momentu elektromagnetycznego na skutek zaburzenia napięcia.



Rys. 12 Przebieg momentu elektromagnetycznego – symetryczny zapad napięcia



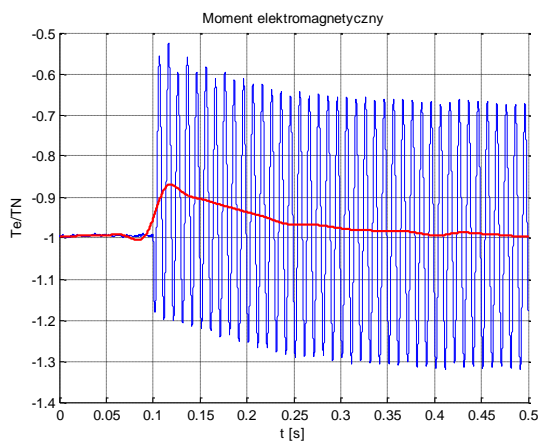
Rys. 13 Przebiegi wielkości mechanicznych elektrowni wiatrowej – symetryczny zapad napięcia

W analizowanym przypadku MDZ z klasycznym układem sterowania maksymalna amplituda oscylacji przekracza $2,4T_N$. Taki sam zapad napięcia w układzie ze zmodyfikowanym sterowaniem powoduje oscylacje momentu o maksymalnej amplitudzie $1,6T_N$, co oznacza spadek o około 33%. Redukcja oscylacji momentu elektromagnetycznego znacznie wpłynęła na obciążenia układu mechanicznego. Maksymalna amplituda oscylacji momentu na wale łączącym generator z przekładnią wynosiła ponad $1,45T_N$ (rys. 5), po zmianie metody sterowania mocą czynną zmalała do $1,15T_N$.

Praca elektrowni przy niesymetrii zasilania

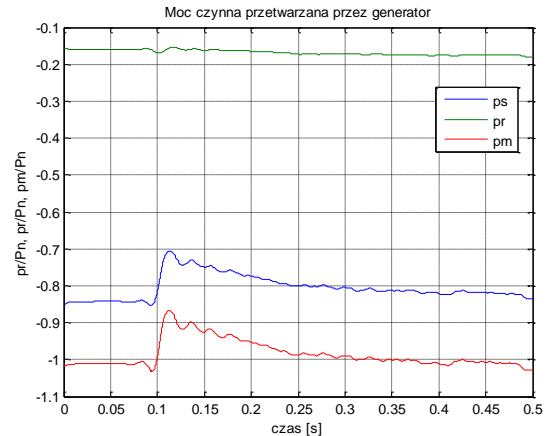
Podobnie jak dla MDZ z klasycznym układem sterowania, zasymulowano dwa przypadki pracy MDZ w warunkach niesymetrii zasilania: przy składowej przeciwnej $15\%U_N$ i prędkości wiatru 12m/s oraz przy składowej przeciwnej $25\%U_N$ i prędkości wiatru 5m/s .

Na rysunku 14 kolorem czerwonym zaznaczona została wartość średnia przebiegu momentu. Na rysunku 15 zostały przedstawione przebiegi średniej wartości mocy czynnej przetwarzanej przez stojan i wirnik generatora oraz moc mechaniczna. Z analizy tych przebiegów wynika, że podczas pracy MDZ ze zmodyfikowanym układem sterowania, przy niesymetrii napięć wartość mocy mechanicznej przetwarzanej przez maszynę w stanie ustalonym nie ulega zmianie. Na rysunku 15 widać, że moc stojana podczas niesymetrii zasilania maleje, natomiast moc wirnika rośnie w taki sposób, że ich suma poza stanem przejściowym jest stała.



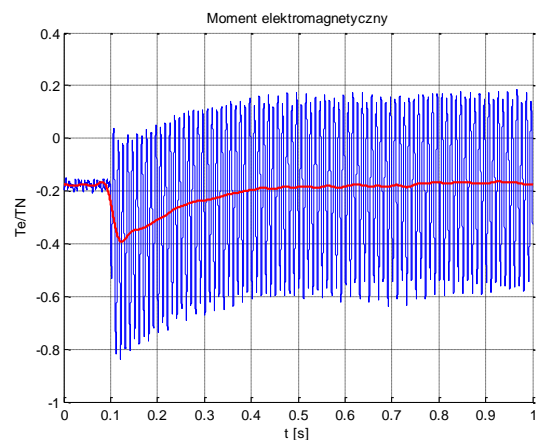
Rys. 14 Przebieg momentu elektromagnetycznego – niesymetria napięcia

Nie zmienia się także moment elektromagnetyczny, a więc punkt pracy elektrowni wiatrowej nie ulega zmianie, co zapewnia stabilną pracę z maksymalnym uzyskiem energii.

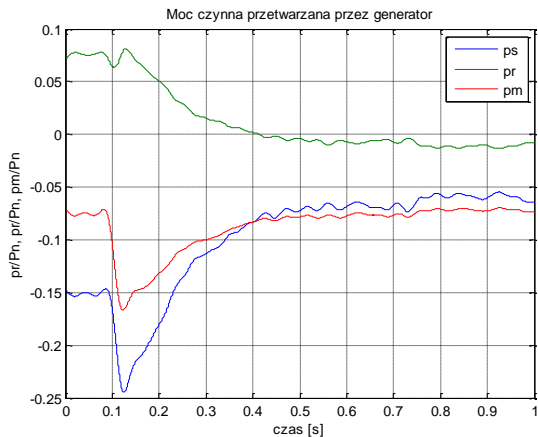


Rys. 15 Przebiegi mocy czynnej – niesymetria napięcia

Rysunki 16 i 17 przedstawiają wyniki symulacji pracy elektrowni dla prędkości wiatru 5m/s przy składowej przeciwnej napięcia $25\%U_N$. Wynika z nich, że elektrownia wiatrowa z MDZ ze zmodyfikowanym układem sterowania pracuje stabilnie przy mocy minimalnej pomimo dużej niesymetrii napięć. W przypadku klasycznego układu sterowania MDZ generator w tym stanie pracy tracił stabilność (Rys. 9). Przebiegi mocy czynnej stojana wirnika i całkowitej mają podobny charakter jak podczas pracy z mocą znamionową, suma mocy stojana i wirnika w stanie ustalonym pozostaje stała.



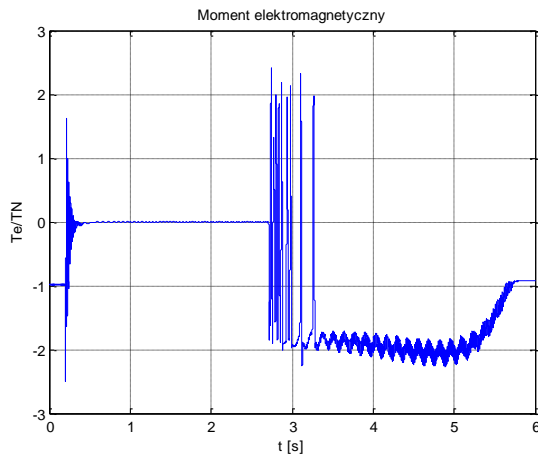
Rys. 16 Przebieg momentu elektromagnetycznego – niesymetria napięcia



Rys. 17 Przebiegi mocy czynnej – niesymetria napięcia

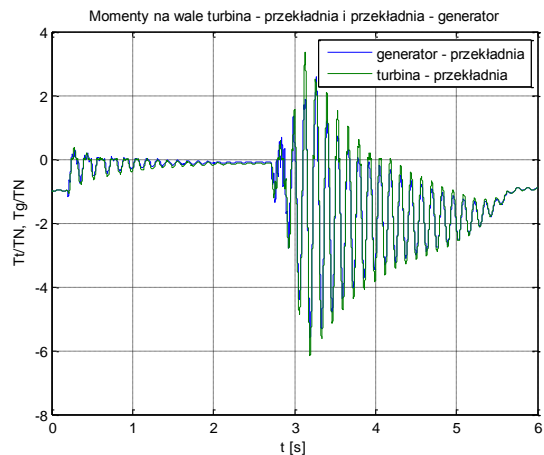
Praca elektrowni przy chwilowym zaniku napięcia

Ostatnim analizowanym przypadkiem zaburzenia napięcia w sieci jest chwilowy zanik napięcia spowodowany zwarcie oraz powrót do napięcia znamionowego. Z przeprowadzonych doświadczeń symulacyjnych wynika, że najdłuższa przerwa beznapięciowa, po której może nastąpić resynchronizacja MDZ ze zmodyfikowanym układem sterowania z siecią wykoszi około 2,5s. Niemniej jednak, resynchronizacja po takiej długiej przerwie powoduje znaczne chwilowe przeciążenia elektryczne generatora oraz mechaniczne przekładni elektrowni. Spowodowane jest to faktem, że podczas tak długiego zaniku napięcia prędkość obrotowa generatora rośnie do wartości, przy której napięcie indukowane we wirniku po powrocie zasilania jest większe od maksymalnego napięcia wyjściowego przekształtnika wirnikowego. W takim przypadku generator traci stabilność, ponieważ nie istnieje możliwość sterowania prądem wirnika.



Rys. 18 Przebieg momentu elektromagnetycznego – chwilowy zanik napięcia

Skutkiem oscylacji momentu w chwili powrotu napięcia są bardzo duże przeciążenia mechaniczne przekładni, jak widać na rysunku 19, moment na wale łączącym turbinę wiatrową z przekładnią przekracza $6T_N$. Tak duże obciążenia elektryczne jak i mechaniczne mogłyby być przyczyną awarii lub skrócenia czasu eksploatacji elektrowni wiatrowej, stąd norma obowiązująca w polskim systemie energetycznym nie wymaga utrzymania pracy elektrowni w przypadku takiego zaburzenia napięcia.



Rys. 19 Przebieg momentów na wale – chwilowy zanik napięcia

Badania laboratoryjne

W celu sprawdzenia rezultatów symulacji oraz praktycznego potwierdzenia tezy pracy zostało zbudowane stanowisko laboratoryjne do badań stanów dynamicznych maszyny dwustronnie zasilanej. Model laboratoryjny umożliwia rejestrację wszystkich sygnałów w układzie sterowania. Układ sterowania MDZ zrealizowany został na komputerze klasy PC w środowisku Matlab/Simulink, dzięki czemu możliwa jest łatwa i szybka modyfikacja jego struktury. Badania przeprowadzono w laboratorium Katedry Maszyn Elektrycznych AGH.

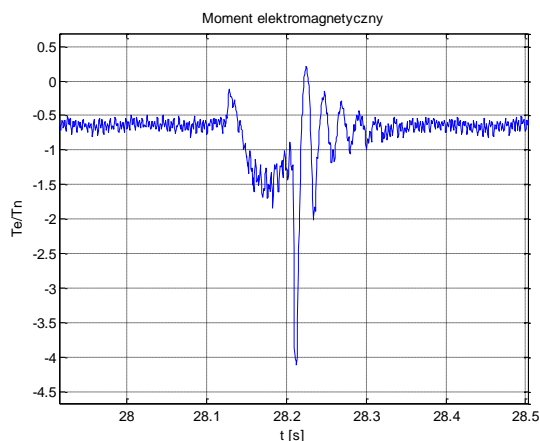
Badania oddziaływania zaburzeń napięcia na pracę MDZ

Przeprowadzone pomiary obejmowały wpływ niesymetrii, zapadów napięcia i przerw w zasilaniu na obciążenia mechaniczne układu elektromechanicznego oraz stabilność układu sterowania mocą. Zaburzenia napięcia w układzie laboratoryjnym symulowane były poprzez dodatkową rezystancję wpiętą pomiędzy sieć i zaciski stojana maszyny.

Rezystancja dodatkowa podczas normalnej pracy była zwarta stycznikiem. Poprzez chwilowe rozwieranie stycznika we wszystkich fazach symulowano zapad napięcia. Rozwieranie stycznika w jednej fazie wywoływało niesymetrie napięć na zaciskach stojana. W układzie laboratoryjnym można było także symulować chwilowe odłączenie MDZ od sieci.

Praca MDZ podczas symetrycznych zapadów napięcia

Symulowane w warunkach laboratoryjnych symetryczne zapady napięcia miały głębokość około 0,6UN i czasy trwania do 0,5s, zatem mieściły się w dopuszczalnym przedziale określonym przez wykres przedstawiony na rysunku 4. Rejestracje przeprowadzone były dla MDZ pracującej generatorowo z prędkością obrotową $0,9\omega_0$, przy mocy czynnej stojana równej 7kW i mocy biernej równej zero.



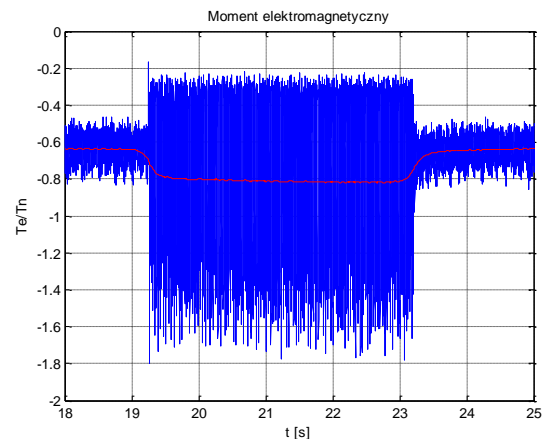
Rys. 20 Przebieg momentu elektromagnetycznego w trakcie zapadu napięcia

Na rysunku 20 przedstawiony został przebieg momentu elektromagnetycznego. Zapad napięcia spowodował udar momentu elektromagnetycznego o maksymalnej wartości około $4T_N$. Częstotliwość oscylacji momentu elektromagnetycznego wywołana zaburzeniem napięcia wynosi 50Hz. Można także zauważyć, że wartość średnia momentu elektromagnetycznego zmienia się w trakcie trwania zapadu napięcia, ponieważ nie jest on wielkością kontrolowaną przez układ sterowania.

Praca MDZ podczas niesymetrii napięcia

Rejestracje przeprowadzono w takich samych warunkach pracy jak w poprzednim przypadku. Składowa przeciwna napięcia

stojana wynosiła około 15%UN przez około 4s.

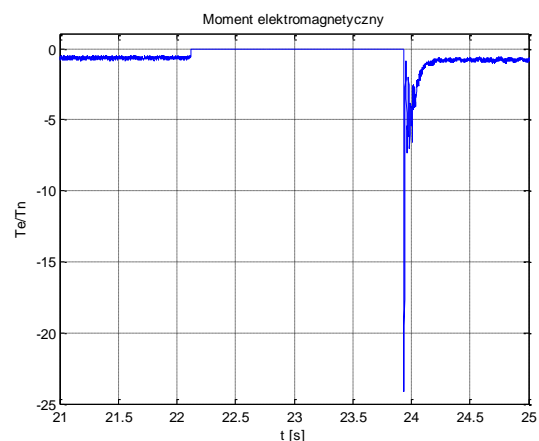


Rys. 21 Przebieg momentu elektromagnetycznego w trakcie niesymetrii napięcia

Niesymetria napięć stojana powoduje pojawienie się składowej zmiennej momentu elektromagnetycznego o częstotliwości 100Hz. Można także zauważyć, że podobnie jak w przypadku badań symulacyjnych, niesymetria napięć powoduje zmianę wartości średniej momentu (zaznaczona kolorem czerwonym) a zatem zmienia się punkt pracy maszyny.

Praca MDZ podczas chwilowej przerwy napięcia stojana

W układzie laboratoryjnym zasymulowano odłączenie napięcia stojana we wszystkich fazach na około 2s. Rejestracja była przeprowadzona dla takich samych warunków pracy jak w poprzednich przypadkach.



Rys. 22 Przebieg momentu elektromagnetycznego w trakcie chwilowej przerwy napięcia stojana

Powrót zasilania po przerwie beznapięciowej powoduje udar momentu elektro-

magnetycznego dochodzący do $25T_N$ (rys. 22), który stanowi zagrożenie dla układu elektromechanicznego. Tak duża wartość momentu w chwili powrotu napięcia wynika z niewygaszenia pola wirnika. Na stanowisku laboratoryjnym symulowany był zanik napięcia dla stojana maszyny, wirnik w trakcie eksperymentu był zasilany bez przerwy. Jak już wcześniej wspomniano siła elektromotoryczna indukowana w stojanie nie jest wielkością kontrolowaną w układzie sterowania MDZ a więc przed ponownym załączeniem napięcia stojana pole wirnika powinno zostać wygaszone.

Niemniej, na podstawie przeprowadzonego eksperymentu można stwierdzić, że maszyna dwustronnie zasilana posiada zdolność resynchronizacji po chwilowej przerwie beznapięciowej. Oczywiście dopuszczalny czas zaniku napięcia dla MDZ jest zależny od prędkości, przy której następuje resynchronizacja.

Badania oddziaływania zaburzeń napięcia na pracę MDZ ze zmodyfikowanym układem sterowania

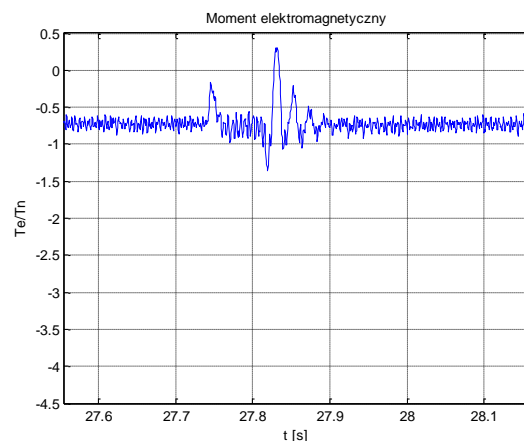
Taka sama seria eksperymentów została przeprowadzona dla MDZ ze zmodyfikowanym układem sterowania. Zmiana podobnie jak w serii badań symulacyjnych polega na zastąpieniu starowania chwilową mocą czynną stojana przez chwilową moc mechaniczną przetwarzaną przez generator liczoną zgodnie z równaniem 13.

Praca MDZ ze zmodyfikowanym układem sterowania podczas symetrycznych zapadów napięcia

Pomiary przeprowadzone zostały dla takich samych warunków pracy jak w serii badań z klasycznym układem sterowania. Również symulowane zapady napięcia miały taką samą głębokość i czas trwania.

Rysunek 23 przedstawia przebieg momentu elektromagnetycznego. Przebieg został przedstawiony w podobnej skali jak w poprzedniej serii badań laboratoryjnych celem ułatwienia analizy otrzymanych wyników. Z porównania przebiegów na rysunkach 23 i 20 wynika, że udary momentu elektromagnetycznego MDZ ze zmodyfikowanym sterowaniem są znacznie mniejsze

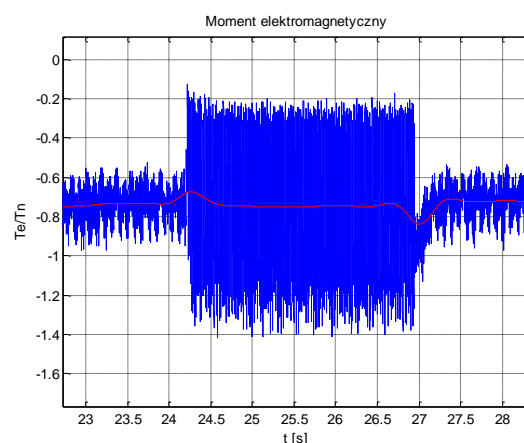
w stosunku do klasycznego układu. Potwierdza to wyniki uzyskane z badań symulacyjnych.



Rys. 23 Przebieg momentu elektromagnetycznego w trakcie zapadu napięcia

Praca MDZ ze zmodyfikowanym układem sterowania podczas niesymetrii napięcia

Podobnie jak w poprzednim przypadku składowa przeciwna napięcia stojana wynosiła około $15\%U_N$ przez około 3s. Niesymetria napięć zasilających stojan powoduje pojawienie się składowej zmiennej o częstotliwości 100Hz w przebiegach, jednak wartość średnia mocy mechanicznej nie zmienia się w stanie ustalonym a co za tym idzie także wartość średnia momentu pozostaje stała (rys. 24).

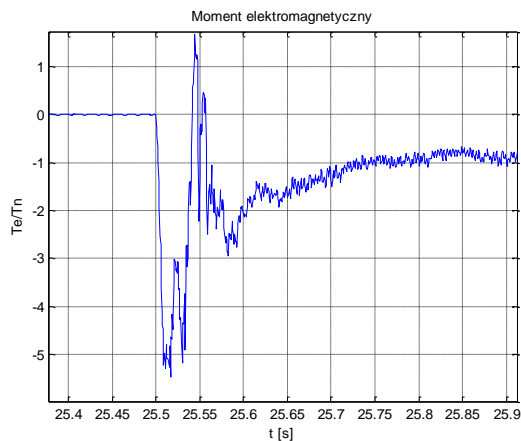


Rys. 24 Przebieg momentu elektromagnetycznego w trakcie niesymetrii napięcia

Zatem w odróżnieniu od analogicznej sytuacji dla MDZ z klasycznym układem sterowania punkt pracy generatora nie zmienia się wskutek niesymetrii napięć.

Praca MDZ ze zmodyfikowanym układem sterowania podczas chwilowej przerwy napięcia stojana

Czas symulowanej przerwy napięcia wynosił około 4s. Po powrocie napięcia MDZ ze zmodyfikowanym układem sterowania synchronizuje się z napięciem sieci podobnie jak w przypadku układu klasycznego. Różnice ujawniają się w stanach dynamicznych.



Rys. 25 Przebieg momentu elektromagnetycznego MDZ ze zmodyfikowanym układem sterowania podczas powrotu napięcia stojana.

Rysunek 25 przedstawia przebieg momentu elektromagnetycznego w momencie powrotu napięcia. Udar momentu jest około pięciokrotnie mniejszy od analogicznej sytuacji w MDZ z klasycznym układem regulacji. Podobnie jak w eksperymencie laboratoryjnym z klasycznym układem sterowania powrót napięcia stojana odbywa się przy niewygaszonym polu wirnika.

Wnioski końcowe

Podsumowując można stwierdzić, że zaburzenia napięcia w sieci stanowią znaczne zagrożenie dla elektrowni wiatrowych z MDZ. Mogą być one niebezpieczne dla przekładni mechanicznej poddawanej przeciążeniom w stanach dynamicznych generatora, a także stwarzają ryzyko utraty stabilności pracy elektrowni w określonych warunkach. Przeprowadzone badania symulacyjne i pomiarowe wykazały, że zaproponowana modyfikacja układu sterowania pozwala ograniczyć obciążenia układu mechanicznego powodowane zaburzeniami napięcia, a także eliminuje problem niestabilności podczas niesymetrii napięcia oraz poprawia zdolności

do resynchronizacji generatora, a tym samym udowodniona została teza pracy.

Literatura

- [1]. Kulesza K., Witkowski S., Guziński J. : *Elektrownia wiatrowa z maszyną dwustronnie zasilaną - badania symulacyjne*. Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej, r. 2003, Nr 19, s. 61—66
- [2]. Skwarczyński J., Dziadecki A., Zarudzki J., Grzegorski J., Skotniczny J., Lerch T. : *Kaskada zaworowa ($T=const$) jako generator elektryczny siłowni wiatrowej*. Przegląd Elektrotechniczny. 2004 R. 80 nr 3 s. 263-268.
- [3]. Kołek W., Michna J., Noga M. : *Dynamika systemów elektroenergetycznych w hutnictwie*. Wydawnictwo „Śląsk”, Katowice 1981.
- [4]. Skwarczyński J., Tertel Z. : *Maszyny elektryczne. Cz. 1, Teoria*. Wydawnictwa AGH, Kraków, r. 1991.
- [5]. Lubośny Z. : *Elektrownie wiatrowe w systemie elektroenergetycznym*. Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, r. 2006.
- [6]. Akagi H., Kanazawa Y., Nabae A. : *Generalized theory of the instantaneous reactive power in the three-phase circuits*. IPEC – Tokyo' 83