



praca synchroniczna zespołów prądowórczych z siecią „sztywną” jako sposób na zwiększenie pewności zasilania

na przykładzie Stadionu Miejskiego we Wrocławiu

mgr inż. Jacek Katarzyński, mgr inż. Mateusz Kowara – Delta Power Sp. z o.o.

W ostatnich latach coraz częściej stosuje się zespoły prądowórcze pracujące synchronicznie z siecią „sztywną” i wzajemnie ze sobą. Takie rozwiązania przynoszą konkretne korzyści w wymiarze ciągłości zasilania, jednak niosą też pewne zagrożenia, które należy uwzględnić na etapie projektowania oraz właściwie rozpoznać w czasie odpowiednio przygotowanych prób eksploatacyjnych.

W artykule omówiono powody, dla których stosuje się synchronizację zespołów prądowórczych z siecią „sztywną”. Zostaną przedstawione zagadnienia z zakresu metod synchronizacji, a także metod detekcji utraty synchronizacji, jakie stosowane są w sterownikach zespołów prądowórczych. Na koniec zaprezentowane zostaną wybrane wyniki prób eksploatacyjnych oraz ich interpretacja dla dwóch generatorów o mocy 1700 kVA zainstalowanych na Stadionie Miejskim we Wrocławiu.

zastosowanie pracy synchronicznej generatora z siecią „sztywną”

Stosowanie zespołów prądowórczych do pracy synchronicznej z siecią „sztywną” wynika z różnych potrzeb użytkownika i obiektu. Mimo wyższych kosztów inwestycyjnych stosowanie takich rozwiązań daje wymierne korzyści:

1) praca synchroniczna generatora z siecią „sztywną” gwarantuje większą pewność (dostępność) zasilania, zapewniając w momencie zaniku sieci bezprzerwowo przejęcie obciążenia przez generator. Nie jest to tani sposób na zwiększenie pewności zasilania, ponieważ występuje

tu dodatkowy koszt pracy synchronicznej zespołu prądowórczego, której czas zależy od potrzeby utrzymania podwyższonej pewności zasilania obiektu, jak np. mecz na stadionie. Mowa tu o koszcie paliwa i eksploatacji zespołu prądowórczego występującym mimo obecności napięcia w sieci. Klasyczne zastosowanie zespołów prądowórczych polega na pracy generatora w czasie nieobecności napięcia w sieci.

2) transformator SN/nn „wspomagany” przez zsynchronizowany z nim zespół prądowórczy pozwala na uzyskanie większej mocy. Taka potrzeba pojawia się wśród użytkowników, którzy kupując odbiornik o dużym prądzie rozruchowym, nie są w stanie uruchomić go z istniejącej linii, zasilanej z transformatora SN/nn. Przykładem może być nowa linia produkcyjna o zwiększonym poborze mocy, która uruchamiana jest jeden lub kilka razy dziennie, lub cykl produkcyjny (np. wygrzewanie produktu), który trwa kilka procent cyklu dobowego produkcji, a moc z transformatora nie pokrywa zapotrzebowania mocy w tym czasie trwania cyklu produkcyjnego. Praca równoległa zespołu prądowórczego i transformatora na wspólne szyny pozwala

na sumowanie mocy tych źródeł, co w efekcie końcowym oznacza pokrycie potrzeb mocy obiektu w szczególnych fazach jego pracy.

3) podstawienie przewoźnego zespołu prądowórczego do pracy synchronicznej z siecią umożliwia remonty lub przeglądy transformatora bez przerwy w zasilaniu obiektu. W wyznaczonym terminie zespół prądowórczy zostaje dostarczony na obiekt, a po jego podłączeniu, zsynchronizowany z siecią „sztywną”. Przejęcie obciążenia z transformatora przez zespół prądowórczy następuje bezprzerwowo. Obsługa w czasie odstawienia transformatora z ruchu może dokonać niezbędnych prac bez skutków wyłączenia zasilania w obiekcie. Po wykonaniu określonych prac remontowych następuje ponowna synchronizacja i bezprzerwowe przejęcie obciążenia przez transformator. Dla użytkownika obiektu remont transformatora w tym przypadku jest niewidoczny.

4) przeprowadzenie pełnego testu obciążenia zespołu prądowórczego nawet do 110% mocy znamionowej zespołu oddawanej do sieci „sztywnej” jest szczególną potrzebą niektórych użytkowników. Takie zastosowanie pracy synchro-

nicznej generatora z siecią pozwala ocenić realną zdolność zasilania zespołu w warunkach rzeczywistego obciążenia, ale bez zaniku napięcia po stronie odbiorów. W przypadku klasycznego rozwiązania konieczne jest przerwowe przełączenie przez układ SZR i przeprowadzenie testu obciążenia zespołu z istniejącymi na obiekcie odbiorami, których moc rzadko kiedy przekracza 80–90% mocy znamionowej zespołu, nie mówiąc o 100 czy 110% mocy.

5) zmniejszenie liczby zaników napięcia o połowę jest szczególnie ważne dla procesów technologicznych, w których utrata zasilania oznacza straty całego wsadu materiałowego w danym cyklu produkcyjnym. Zastosowanie generatora do pracy synchronicznej z siecią umożliwia bezprzerwowy powrót zasilania odbiorów krytycznych na zasilanie z sieci. Po zaniku napięcia sieci zespół prądowórczy uruchamia się i zasilą odbiory z przerwą. Po powrocie sieci następuje synchronizacja zespołu prądowórczego (zasilającego w tym czasie odbiory w trybie wyspowym) z siecią i przejęcie obciążenia przez sieć. Przełączenie na ponowne zasilanie odbiorów z sieci odbywa się bezprzerwowo.

W tradycyjnym rozwiązaniu układ SZR spowoduje przerwę w zasilaniu podczas przełączenia na zasilanie z sieci. Oczywiście istnieje możliwość pracy wyspowej zespołu do momentu zakończenia cyklu produkcyjnego, ale w tym przypadku zespół prądotwórczy do pracy synchronicznej gwarantuje dodatkowo zwiększenie pewności zasilania i elastyczności systemu,

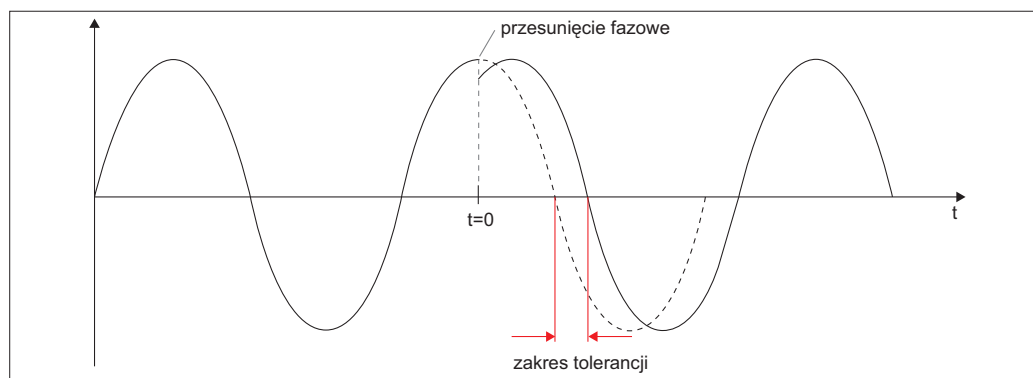
- 6) praca synchroniczna generatora z siecią daje możliwość uniknięcia skutków zaniku napięcia sieci w obiekcie użytkownika w przypadku planowanych wyłączeń. Przed planowaną przerwą w dostawie energii elektrycznej zespół prądotwórczy zostaje uruchomiony i zsynchronizowany z siecią, dzięki czemu zanik napięcia w sieci nie powoduje przerw w pracy odbiorców.

warunki i metody synchronizacji

Warunki, jakie musi spełnić zespół prądotwórczy do pracy synchronicznej z innym źródłem (np. siecią „sztywną”) można zdefiniować następująco: wartości chwilowe napięć generatora i sieci muszą być sobie równe. Twierdzenie to jest prawdziwe, jeżeli spełnione są następujące warunki:

- wartości skuteczne odpowiednich napięć fazowych w sieci i generatora są sobie równe,
- częstotliwości napięć w sieci i generatora są sobie równe,
- fazy początkowe napięć w sieci i generatora są sobie równe,
- kolejność faz napięcia w sieci i generatora są zgodne.

Po spełnieniu wszystkich czterech warunków zespół prądotwórczy jest zsynchronizowany z siecią „sztywną”. Urządzeniem służącym do synchronizacji jest synchronoskop i stanowi on część automatyki sterującej, czyli sterownika generatora. W zależności od dokładności spełnienia warunków wyróżnia się synchronizację: dokładną, zgrubną i samosynchronizację. Sterowniki generatorów reali-



Rys. 1. Detekcja utraty synchronizacji metodą przesunięcia fazowego – „vector shift”

zują synchronizację dokładną, której parametry ustawia się w szerokim zakresie dla każdego przypadku indywidualnie.

Po załączeniu zespołu prądotwórczego do pracy synchronicznej z siecią następuje oddawanie mocy czynnej oraz biernej przez generator na wspólne szyny, z których zasilane są przyłączone do nich odbiorniki. Poziom oddawanej mocy czynnej zależy odysterowania regulatora obrotów silnika napędowego zespołu. O poziomie mocy biernej oddawanej przez generator decyduje wysterowanie regulatora napięcia, który wypracowuje odpowiedni prąd wzbudzenia w wirniku maszyny synchronicznej. Kiedy generator przyłączony jest do sieci sztywnej ($U = \text{const}$, $f = \text{const}$), to parametry napięcia w tej sieci nie ulegną zmianie pod wpływem regulacji prądu wzbudzenia generatora czy zmiany nastawy obrotów silnika napędowego zespołu. W takich warunkach zmiana prądu wzbudzenia pociąga za sobą zmianę wartości składowej biernej prądu oddawanego do sieci, a więc mocy biernej. W przypadku, kiedy składowa bierna prądu twornika wynosi zero, generator oddaje do sieci tylko moc czynną. Kiedy prądnica jest niedowzbudzona (zmniejszenie prądu wzbudzenia), pojawia się składowa bierna pojemnościowa prądu. Prądnica oddaje wtedy do sieci moc czynną i bierną pojemnościową, czyli zachowuje się jak inne maszyny indukcyjne, pogarszając współczynnik mocy. W prądnicę przewzbudzonej (zwiększenie prądu wzbudzenia) oprócz składowej czynnej pojawi się składowa bierna indukcyjna prądu,

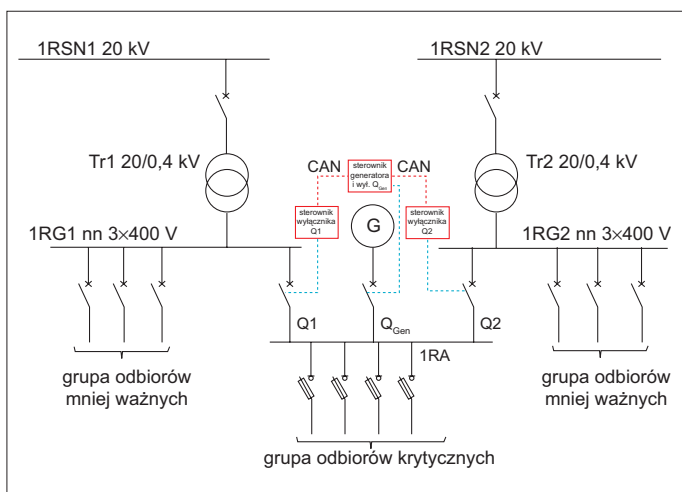
a więc oddawana będzie oprócz mocy czynnej moc bierna indukcyjna. Generator spełnia w takim układzie funkcję kompensatora synchronicznego, czyli wpływa na poprawę współczynnika mocy. Zmiana momentu obrotowego na wale silnika napędowego zespołu przy pracy synchronicznej z siecią będzie skutkować zmianą oddawanej do sieci mocy czynnej. Im wyższe obroty (dawka paliwa) tym większa moc czynna oddawana do sieci.

metody detekcji utraty synchronizacji zespołu prądotwórczego z siecią

W celu możliwie jak najszybszej i precyzyjnej detekcji zaniku napięcia sieci elektroenergetycznej podczas pracy synchronicznej z zespołem prądotwórczym, większość firm produkujących sterowniki stosuje dwie metody. Pierwsza z nich określona jest nazwą zmiany częstotliwości w funkcji czasu – df/dt . Jak sama nazwa wskazuje, sterownik monitoruje zmiany częstotliwości napięcia generatora w czasie rzeczywistym. W momencie zaniku napięcia w sieci następuje dociążenie zespołu prądotwórczego mocą, która przed zanikiem napięcia w sieci dostarczana była z sieci „sztywnej”. Generator jest źródłem „miękkim” w związku z czym nagłe dociążenie zespołu prądotwórczego automatycznie powoduje zmianę częstotliwości (na skutek obniżenia prędkości obrotowej silnika napędowego zespołu prądotwórczego). Kontrola df/dt realizowana jest na przestrzeni 4 kolejnych okresów (80 ms). W momencie zmia-

ny parametru df/dt poza określony zakres (np. 1,5 Hz/s), sterownik wysyła sygnał otwarcia wyłącznika sieci MCB (*Mains Circuit Breaker*). Łączny czas detekcji df/dt , wypracowania sygnału na „otwór MCB” i otwarcia MCB wynosi około 200 ms.

Bardzo ważne jest takie ustawienie parametru df/dt , które gwarantuje udaną synchronizację za pierwszym razem. W sytuacji pracy wyspowej zespołu prądotwórczego i powrotu napięcia sieci następuje synchronizacja napięć, a po spełnieniu warunków synchronizacji zostaje zamknięty wyłącznik sieci MCB. Przepływ mocy z sieci do odbiorników zasilanych z generatora zespołu prądotwórczego może spowodować zmianę obrotów zespołu prądotwórczego i przekroczenie ustawionej wartości df/dt (ustawiona zbyt mała wartość), czego skutkiem będzie otwarcie styków wyłącznika sieci MCB. Jest to zjawisko niepożądane. Z drugiej strony ustawienie dużej wartości parametru df/dt może powodować niekorzystne zjawiska w postaci zakłóceń (duże prądy i odkształcenia napięcia) przenoszonych na zasilane odbiory w momencie zaniku napięcia sieci. Innym skutkiem ustawienia niewłaściwej wartości df/dt może być brak otwarcia wyłącznika sieci MCB przy zaniku napięcia sieci. Taka sytuacja jest groźna dla bezpieczeństwa funkcjonowania systemu zasilania, w której zanik napięcia sieci (wymuszony np. przypadkowym zadziałaniem wyłącznika transformatora po stronie średniego napięcia) nie spowoduje otwarcia wyłącznika sieci MCB. Zmiana df/dt na skutek nagłego dociążenia zespołu prądotwórczego po



Rys. 2. Schemat zasilania źródeł światła stanowiących odbiory krytyczne na Stadionie Miejskim we Wrocławiu

zaniku napięcia w sieci musi spowodować otwarcie wyłącznika sieci MCB. Jeśli na skutek niewłaściwych nastaw nie nastąpi otwarcie MCB, to powrót napięcia w sieci grozi zwarcie, ponieważ pojawienie się napięcia w sieci (np. przez zamknięcie wyłącznika transformatora po stronie średniego napięcia) będzie skutkowało połączeniem dwóch napięć przesuniętych w fazie.

Drugim sposobem detekcji zaniku napięcia sieci podczas pracy synchronicznej z zespołem prądowórczym jest metoda nazywana „vector shift”, co w tłumaczeniu oznacza „przesunięcie fazowe”. Metoda ta polega na pomiarze kąta przesunięcia fazowego napięcia rzeczywistego względem wzorcowego o częstotliwości 50 Hz. Sterownik mierzy długość każdego okresu sinusoidy napięcia rzeczywistego i porównuje ją z napięciem wzorcowym, rozpoczy-

nając każdorazowo pomiar od przejścia krzywej przez zero. W momencie, kiedy różnica w długości trwania okresu pomierzonego do okresu odniesienia jest większa niż nastawiona wartość parametru „vector shift”, wysyłana jest komenda na otwarcie wyłącznika MCB. Idea zasady działania „przesunięcia fazowego” pokazana jest na **rysunku 1**.

Podobnie jak w przypadku metody df/dt , zaleca się rozważne dobieranie wartości nastaw. Dotyczy to zwłaszcza zakresu tolerancji kąta przesunięcia fazowego, który ustawiony jako zbyt wąski może spowodować częste, niepożądane otwieranie łącznika MCB. Różnica między prezentowanymi metodami jest taka, że metoda przesunięcia fazowego pozwala na krótsze czasy zadziałania od momentu wykrycia przesunięcia fazowego do momentu otwarcia wyłącznika. Łączny czas de-

tekcji przesunięcia fazowego, wypracowania sygnału na „otwórz MCB” i otwarcia MCB wynosi około 100 ms. Opisywane czasy dotyczą sterowników Woodward.

próby eksploatacyjne i pomiary

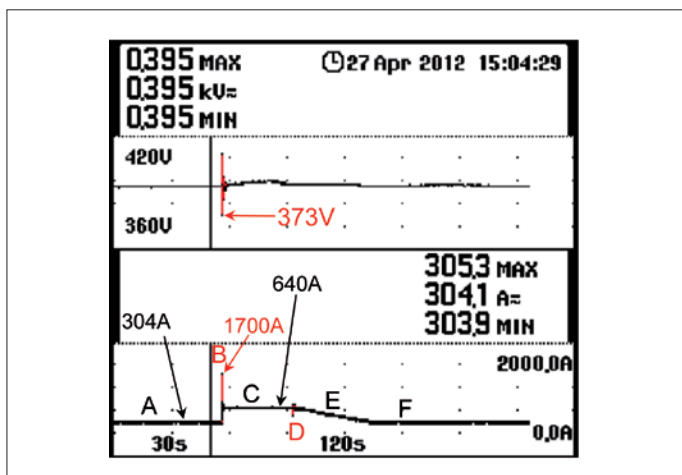
Na **rysunku 2**, przedstawiono schemat zasilania odbiorów krytycznych, które stanowi oświetlenie płyty boiska na Stadionie Miejskim we Wrocławiu.

Grupa odbiorów krytycznych zasilana jest albo z 1RG1, czyli transformatora Tr1, albo z 1RG2, czyli transformatora Tr2. Trzecią możliwością jest zasilanie lamp z pracującego synchronicznie zespołu prądowórczego z jedną z dwóch dostępnych sieci. Taki tryb pracy ustawiany jest przez obsługę stadionu podczas meczu o podwyższonych wymaganiach bezpieczeństwa. Rozwiązanie to wymagało zainstalowania 3 sterowników Woodward, które połączone ze sobą szyną CAN monitorują parametry napięć pochodzących z transformatorów Tr1, Tr2 i generatora. Jest to rozwiązanie unikalne w skali kraju. Każdy z dwóch zespołów prądowórczych o mocy 1700 kVA stanowi zasilanie dla połowy płyty boiska. Zestaw trzech sterowników w czasie trybu pracy MECZ uruchamia zespół prądowórczy i synchronizuje go do sieci priorytetowej, np. z 1RG1. Po zamknięciu wyłącznika Q_{Gen} następuje obciążenie generatora do wartości 200 kW, co stanowi ok. 50% mocy zapotrzebowania na oświetlenie połowy płyty boiska. W przypadku zaniku napięcia na Tr1 po stronie SN następuje praca wyspowa zespołu prądowórczego i po upływie czasu zwłoki 120 sekund następuje synchronizacja z napięciem rezerwowym z 1RG2 zasilanej z transformatora Tr2. W przypadku powrotu sieci priorytetowej elektronika sterująca bada stabilność sieci z transformatora Tr1 i po upływie 120 sekund następuje odłączenie się zespołu prądowórczego od napięcia z 1RG2 (otwiera się Q_2) i ponowna synchronizacja do napięcia z 1RG1 (Tr1). Dzięki takie-

mu algorytmowi pracy systemu zasilania lamp zaniki napięcia na dowolnym transformatorze nie powodują konieczności pracy wyspowej zespołu w sposób ciągły, co zwiększałoby ryzyko zaniku napięcia z generatora np. w przypadku jego awarii.

Testy i próby eksploatacyjne zespołów prądowórczych obejmowały między innymi zaniki napięcia po stronie średniego napięcia. Miało to potwierdzić, że dobrano właściwe nastawy sterowników i wyłączników Q_1 , Q_2 i Q_{Gen} . Ponadto testy miały wykazać, czy stany nieustalone w czasie zaniku napięcia sieci nie spowodują zakłóceń w pracy lamp. Właściwości lamp typu wyładowczego zainstalowanych wokół płyty boiska pozwalają na maksymalny zanik napięcia do 50 ms bez następstwa ich wygaszenia. W momencie zaniku napięcia sieci, z którą zsynchronizowany jest zespół prądowórczy, następuje detekcja przesunięcia fazowego napięcia generatora (taką metodą detekcji utraty synchronizacji wybrano w sterowniku). Skutkiem tego jest otwarcie wyłącznika sieci MCB (np. Q_1) i skokowe dociążenie zespołu pozostałą częścią mocy odbiorów, która przed zanikiem pochodziła z sieci „szytywnej”. Czas od momentu zaniku napięcia sieci do otwarcia wyłącznika sieci wynosił około 100 ms. Pojawiło się zatem pytanie, jak zareagują źródła światła w tym czasie, kiedy wyłącznik sieci jeszcze się nie otworzył, a napięcie sieci już nie było obecne. Na **rysunku 3**, przedstawiono przebieg obwiedni napięcia i prądu generatora. W części A zespół prądowórczy pracuje synchronicznie z siecią, punkt B to moment zaniku napięcia sieci i przejście obciążenia przez generator, odcinek C to praca wyspowa generatora, punkt D ilustruje załączenie wyłącznika Q_1 po ponownej synchronizacji z siecią, na odcinku E generator jest odciążany, a ostatni odcinek F to odłączenie generatora od sieci i bieg jałowy.

Przebieg prądu i napięcia generatora pokazuje wyraźnie zmianę napięcia generatora pod wpływem udaru prądu w punkcie B. Jest to mo-



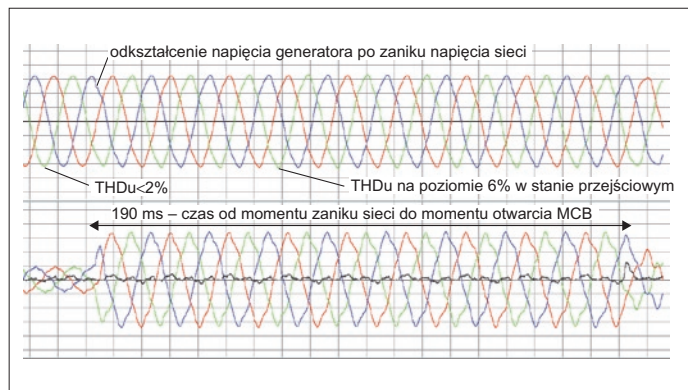
Rys. 3. Przebieg obwiedni napięcia i prądu generatora dla różnych stanów jego pracy

ment zaniku napięcia sieci i wzrostu wartości prądu z 304 A do wartości ok. 1700 A. Zmiana wartości prądu z 304 A do 1700 A wynika z oddawania mocy zespołu prądowłórczego nie tylko do zasilanych źródeł światła, ale również do odbiorników mniej ważnych zasilanych z 1RG1. Detekcja utraty synchronizacji skutkuje komendą otwarcia wyłącznika sieci Q1 i po jego otwarciu odłączone zostają odbiory mniej ważne, które nie powinny być zasilane z zespołu prądowłórczego. Po rozłączeniu prądu „cofającego” się do odbiorów mniej ważnych następuje ustabilizowanie wartości prądu obciążenia generatora do 640 A, co wynika z mocy zasilanych źródeł światła (część C). Na **rysunku 4**, przedstawiono oscylogram napięć i prądów generatora w momencie zaniku sieci (punkt B z **rysunku 3**), który został „rozciągnięty” w czasie).

Próbę zaniku napięcia przeprowadzono dla dwóch metod detekcji utraty synchronizacji w sterownikach generatora i wyłączników sieci Q1 i Q2. Wszystkie próby zaniku napięcia sieci były realizowane poprzez manewry aparatów na średnim napięciu. Prezentowany oscylogram (**rys. 4**) dotyczy metody zmiany częstotliwości w funkcji czasu, którego parametr df/dt ustawiono na wartość 1,5 Hz/s. Umożliwia to otwarcie wyłącznika sieci Q1 w czasie 190 ms od momentu zaniku napięcia sieci. Metoda „prze-

sunięcia fazowego „vector shift” daje lepsze rezultaty, ponieważ ten sam czas otwarcia Q1 został ograniczony do 100 ms. Trzeba tu zaznaczyć, że cofanie się prądu do odbiorników nieprzeznaczonych do zasilania z generatora jest zjawiskiem niekorzystnym i może być niebezpieczne dla ciągłości zasilania odbiorników krytycznych. Wystarczy założyć, że zastosowano zespół prądowłórczy o mocy 730 kVA ($I_n=1050$ A), który jest wystarczający do zasilania odbiorów o mocy 400 kW, ale nie jest wystarczający do utrzymania odpowiednich parametrów napięcia w momencie pojawienia się prądu obciążenia o wartości 1700 A przez 100 ms. Rezerwa mocy zespołu 1700 kVA ($I_n=2460$ A) umożliwia bezprzerwową i prawidłową pracę źródeł światła w sytuacji zaniku napięcia sieci. Na **rysunku 5**, przedstawiono identyczną próbę wykonaną na innym obiekcie, ale dla przypadku, w którym transformator nie jest obciążony odbiorami innymi niż krytyczne. Zanik po stronie średniego napięcia nie powoduje „uderzenia” prądu ponad wartość wynikającą z przyłączonych odbiorników krytycznych. Nie występuje dodatkowa składowa prądu, będąca skutkiem zasilania odbiorów mniej ważnych przez czas 100 ms, zanim nie otwóży się wyłącznik sieci MCB.

Na podstawie wyników testów i przeprowadzonych prób można określić, w jaki sposób zapewnić sta-

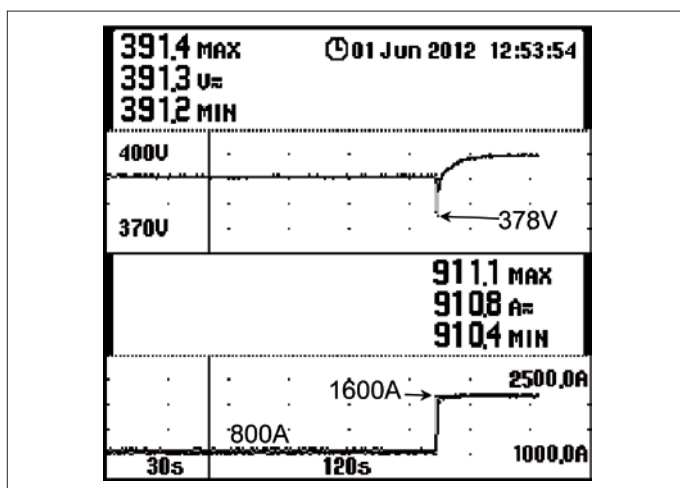


Rys. 4. Oscylogram napięć i prądów generatora w momencie zaniku sieci z metodą df/dt

bilność napięcia zasilania z zespołu prądowłórczego pracującego synchronicznie z siecią w celu poprawnej pracy odbiorów krytycznych. Po pierwsze, należy wybrać odpowiednią dla danych warunków zasilania metodę detekcji utraty synchronizacji, która gwarantuje odpowiedni czas odłączenia sieci (wyłącznikiem lub innym aparatem) w przypadku jej zaniku. Po drugie, należy przewidzieć wpływ odbiorów mniej ważnych, które w momencie zaniku napięcia sieci będą zasilane z generatora przez czas minimum 100 ms. Po trzecie, należy tak podzielić moc odbiorów krytycznych między sieć a zespół prądowłórczy, aby zanik napięcia sieci nie powodował zbyt dużego dociążenia zespołu, czego skutkiem będzie obniżenie wartości napięcia i częstotliwości generatora. Jednocześnie zanik napięcia sieci musi powodować odpowiednią zmianę przesunięcia fazowego „vector shift” lub parametru df/dt napięcia generatora, w wyniku której nastąpi detekcja utraty synchronizacji i otwarcie wyłącznika sieci MCB. Po czwarte, parametry synchronizacji sterownika zespołu prądowłórczego powinny być tak dobrane, aby moment załączenia wyłącznika generatora Q_{GEN} nie powodował zakłóceń w pracy odbiorów krytycznych (odkształcenia napięcia i przepięcia łączeniowe nie mogą być widoczne przez odbiory, ani zagrażać im ze względu na bezpieczeństwo ich pracy).

wnioski

1. Stosowanie zespołów prądowłórczych w pracy synchronicznej z siecią w sposób znaczący zwiększa pewność i bezpieczeństwo zasilania odbiorów krytycznych.
2. Wybór metody detekcji utraty synchronizacji między zespołem prądowłórczym a siecią jest kluczowy z punktu widzenia ograniczenia wpływu zakłóceń na zasilane odbiory krytyczne.
3. Ustawienie parametrów synchronizacji zespołów prądowłórczych z siecią powinno być wykonywane w zależności od indywidualnych cech obiektu. Ustawienia prawidłowe dla danego systemu zasilania z generatorem w pracy synchronicznej nie będą właściwe na innym obiekcie.
4. Stosowanie zespołów prądowłórczych w pracy synchronicznej z siecią dla zapewnienia większej pewności zasilania jest rozwiązaniem kosztownym. Alternatywą takiego rozwiązania jest



Rys. 5. Przebieg obwiedni napięcia i prądu generatora dla różnych stanów jego pracy (inny przypadek)

reklama

Delta Power Sp. z o.o.
02-849 Warszawa
ul. Krasnowolska 82R
tel. 022 379 1700
faks 022 379 1701
biuro.warszawa@deltapower.pl
www.deltapower.pl