

NOWOCZESNY SYSTEM ZASILANIA AWARYJNEGO Z ZESPOŁAMI PRĄDOTWÓRCZYMI DUŻEJ MOCY W ZASTOSOWANIACH PRZEMYSŁOWYCH

Jacek KATARZYŃSKI

tel.: +48 536532850

e-mail: jacekat41@gmail.com

Streszczenie: W artykule przedstawiono unikalny system zasilania awaryjnego opartego na sześciu zespołach prądotwórczych dużej mocy stanowiących element zasilania gwarantowanego dla potrzeb procesu technologicznego w jednej z największych polskich firm produkcyjnych przemysłu ciężkiego. Zaprezentowany układ automatyki i sterowania pracą zespołów jest uznawany za jedno z najbardziej zaawansowanych technicznie rozwiązań w Europie. Stopień trudności związany z realizacją tego zadania i koordynacją kilkudziesięciu firm pracujących przy tym projekcie należał do najwyższych w Polsce.

Słowa kluczowe: zespoły prądotwórcze, praca synchroniczna generatora z siecią sztywną, koordynacja zabezpieczeń, zasilanie awaryjne, zasilanie gwarantowane.

1. WSTĘP

W systemach zasilania gwarantowanego podstawowym urządzeniem spełniającym wymagania ciągłości zasilania dla odbiorów szczególnie ważnych jest zasilacz UPS. W przypadku odbiorów chronionych, których moc przekracza kilka megawatów zasilacz UPS nie jest już tak oczywistym rozwiązaniem w szczególności gdy odbiory zasilane są napięciem 6,3 kV, a wymagane czasy podtrzymania są rzędu godzin. Masa akumulatorów koniecznych do podtrzymania takiej mocy przez tak długi czas liczona jest w setkach ton. Niektóre procesy produkcyjne wymagają dużej pewności zasilania z uwagi na proces technologiczny i związany z tym koszt strat, wynikający z ewentualnej przerwy w zasilaniu. W niniejszym artykule zaprezentowano system zasilania awaryjnego oparty na 6 zespołach prądotwórczych o mocy 2 MVA każdy, pracujących jako dwa niezależne układy do zasilania awaryjnego dwóch grup odbiorów szczególnie ważnych w procesie technologicznym. Zaprojektowany system zasilania awaryjnego spełnia wymagania zasilania gwarantowanego dla tego obiektu [6]. Omówiony poniżej system zasilania zainstalowano i uruchomiono w przemyśle ciężkim w Polsce w 2016 roku.

2. SPECYFIKACJA ODBIORÓW KRYTYCZNYCH W PROCESIE TECHNOLOGICZNYM

W omawianym procesie technologicznym występowały dwie grupy odbiorów szczególnie ważnych, które wymagały ciągłości zasilania, ale z pewnymi niestandardowymi

dopuszczalnymi przerwami w zasilaniu. Specyfikacja i wymagania dla grupy pierwszej, którą stanowiły pompy wody chłodzącej przedstawiały się następująco:

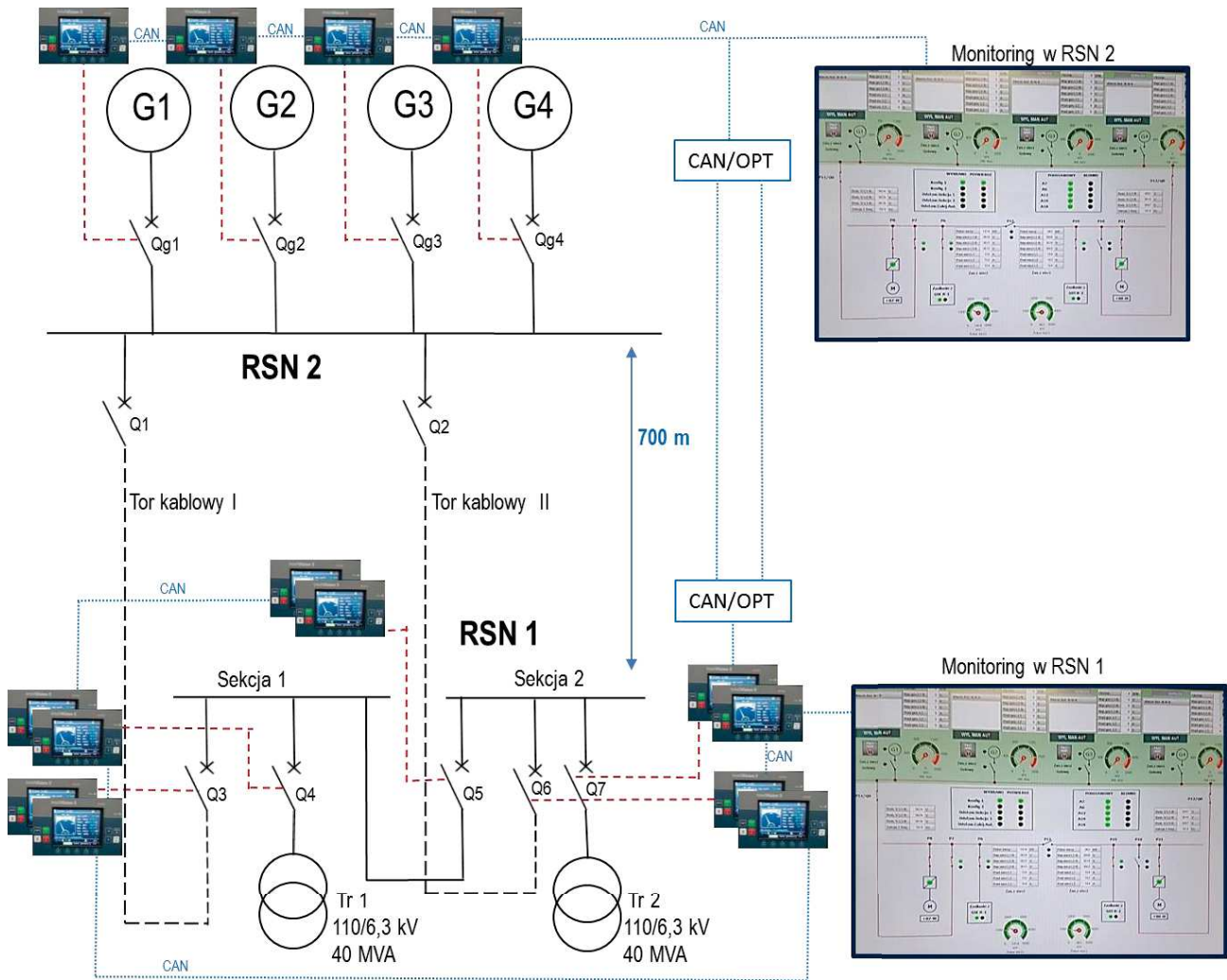
- napięcie znamionowe odbiorów: $U_n = 6300$ V,
- zapotrzebowanie na moc: $P_s = 4,2$ MVA,
- moc szczytowa: $P_i = 5,2$ MW,
- liczba odbiorów: $n = 15$,
- rozruch pomp: przez falowniki i soft-starty,
- największa moc zainstalowanego pojedynczego odbioru: $P_l = 560$ kW,
- dopuszczalna przerwa w zasilaniu dla awarii zasilania jednego z dwóch transformatorów o mocy 40 MVA: $t_{1max} = 2$ s (maksymalny czas dla przekształtników),
- awaryjna dopuszczalna przerwa w zasilaniu dla awarii typu BLACKOUT: $t_{2max} = 60$ s.

Drugą grupę odbiorów krytycznych stanowiły wentylatory powietrza chłodzącego, które różniły się od odbiorów grupy pierwszej jedynie mocą i ilością odbiorów, co pokazano poniżej:

- napięcie znamionowe odbiorów: $U_n = 6300$ V,
- zapotrzebowanie na moc: $P_s = 2,8$ MVA,
- moc szczytowa: $P_i = 4,6$ MW,
- liczba odbiorów: $n = 6$,
- rozruch wentylatorów: przez falowniki i soft-starty,
- największa moc zainstalowanego pojedynczego odbioru: $P_l = 900$ kW,
- dopuszczalna przerwa w zasilaniu dla awarii zasilania jednego z dwóch transformatorów o mocy 40 MVA: $t_{1max} = 2$ s (maksymalny czas dla przekształtników),
- awaryjna dopuszczalna przerwa w zasilaniu dla awarii typu BLACKOUT: $t_{2max} = 60$ s [1].

3. STRUKTURA I FUNKCJONALNOŚĆ SYSTEMU ZASILANIA ZAPROJEKTOWANEGO DLA POTRZEB ODBIORÓW KRYTYCZNYCH

Na potrzeby zasilania dwóch ww. grup odbiorów zbudowano budynek, w którym posadowiono 6 zespołów prądotwórczych o mocy 2000 kVA, 1600 kW i napięciu znamionowym 6,3 kV, przy czym dla grupy pierwszej (pompy wody chłodzącej) dedykowano 4 zespoły, a dla drugiej (wentylatory powietrza chłodzącego) 2 zespoły.



Rys. 1. Poglądowy schemat zasilania grupy pierwszej odbiorów szczególnie ważnych z systemem zdalnego monitorowania i zarządzania

W budynku, zwanym dalej agregatornią, zainstalowano rozdzielnię średniego napięcia RSN2 serii NX Plus produkcji Siemens (rys. 1) z podziałem na 2 niezależne sekcje zasilające osobno grupę pierwszą i drugą odbiorów.

Każda z sekcji rozdzielni RSN2 była oddalona od rozdzielni bezpośrednio zasilających odbiory grupy pierwszej i drugiej odpowiednio o 700 i 900 m [2].

Na rys. 1 przedstawiono schemat poglądowy zasilania grupy pierwszej z rozdzielni RSN1 z układem automatyki SZR. Drugą grupę odbiorów zasilano w identycznym układzie jak na rysunku 1 z tą różnicą, że przez 2 generatory. Każdy wyłącznik po stronie rozdzielni RSN1 nadzorowany i sterowany przez sterownik IntelliMains firmy ComAp w układzie redundantnym, tzn. każdy sterownik przypisany do danego wyłącznika posiadał drugi identycznie skonfigurowany bliźniaczy sterownik SLAVE, który czuwał nad pracą sterownika typu MASTER i w razie jego awarii przejmował nad nim kontrolę. Po stronie rozdzielni RSN2 sterowniki IntelliGen firmy ComAp kontrolowały pracę zespołów prądowców, synchronizację i rozdział mocy czynnej i biernej. Wszystkie sterowniki firmy ComAp (14 szt.) zintegrowano wzajemnie logicznie szyną CAN. Ze względu na dużą odległość między rozdzielnicami RSN1 i RSN2 sygnał komunikacji między sterownikami realizowany przewodowo, przekonwertowano na sygnał optyczny z użyciem odpowiednich przetworników i światłowodu w układzie redundantnym. Komunikacja między sterownikami ComAp, a elementami wykonawczymi pól rozdzielni RSN2 (wyłącznikami próżniowymi 1250 A

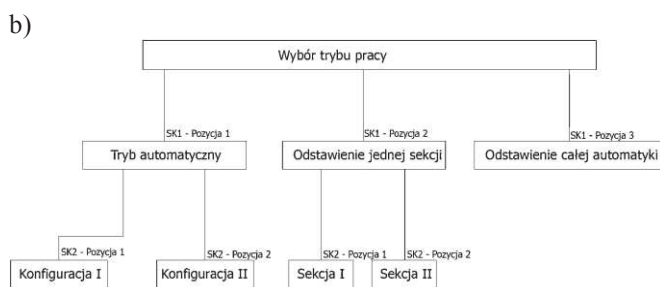
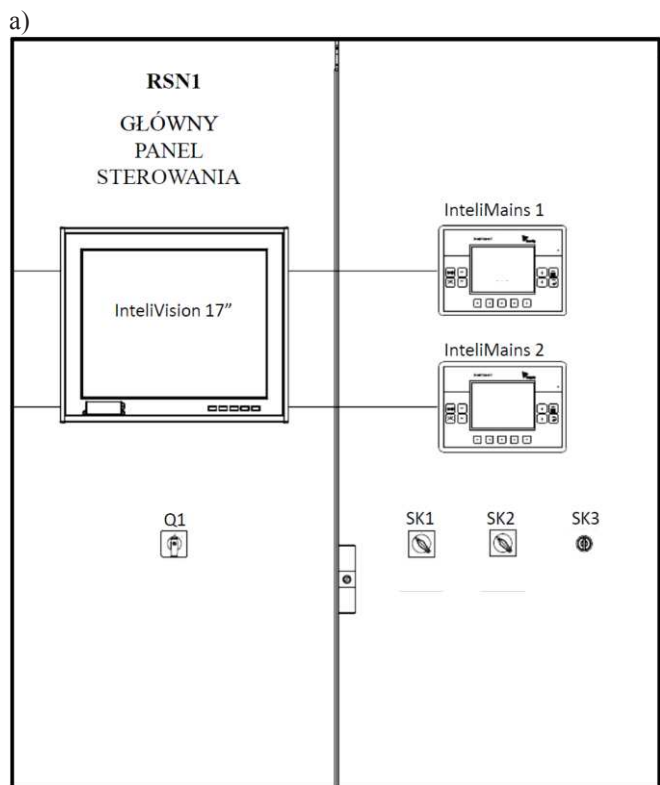
firmy Siemens) odbywała się za pośrednictwem sterowników Ex-Bel_Z firmy Elkomtech, które stanowiły zabezpieczenie pól rozdzielnic SN i element koordynacji zabezpieczeń poprzez zmianę banku nastaw dla każdego wyłącznika niezależnie w zależności od stanu pracy rozdzielni RSN2, tzn.:

- praca normalna, jako zasilanie systemu odbiorów krytycznych z obu transformatorów Tr1 i Tr2,
- zasilanie z jednego transformatora z pracującymi synchronicznie zespołami prądowców,
- praca wyspowa zespołów prądowców przy braku obecności zasilania z transformatorów Tr1 i Tr2.

Poza funkcją zabezpieczenia, nadzoru pracy i sterowania wyłącznikami sterowniki Ex-Bel_Z umożliwiały zdalny monitoring i zarządzanie układem zabezpieczeń systemu zasilania z rozdzielni RSN2. Bliźniaczy układ zasilania dla obiegu powietrza chłodzącego wykonano identycznie, co do zasady działania i elementów sterujących.

Oprócz redundancji w sterowaniu i komunikacji systemu zasilania została przewidziana redundancja w części energetycznej. Począwszy od dwóch transformatorów o mocy 40 MVA redundancję zrealizowano w niezależnych torach kablowych, zarówno po stronie transformatorów połączonych z RSN1 jak i zespołów prądowców, których rozdzielnica RSN2 połączona została z RSN1 dwoma torami, zabezpieczonymi wyłącznikami Q1 i Q2. W stanie normalnej pracy rozdzielnicę RSN1 łączono z RSN2 tylko jednym torem kablowym, nigdy dwoma jednocześnie. Rozdzielnicę RSN1 również zaprojektowano

i wykonano w taki sposób, aby awaria sekcji 1 lub 2 nie uniemożliwiała pracy odbiorów obiegu wody chłodzącej. Algorytm pracy systemu zasilania z użyciem zespołów prądowców zakłada obecność niezależnych dwóch źródeł zasilania poza jedynym przypadkiem jednoczesnej awarii obu transformatorów, kiedy system zasilania odbiorów krytycznych opierał się na zespołach prądowców w układzie pracy wyspowej. Wizualizację systemu zasilania zbudowano w oparciu o dwa monitory IntelliVision, umożliwiające podgląd stanów i parametrów pracy systemu zasilania zarówno w agregatorni, jak i w punkcie nadzoru pracą systemu zasilania w rozdzielni RSN1. Na rysunku 2 przedstawiono widok szafy sterującej RSN1 oraz algorytm sterowania wyborem trybu pracy rozdzielni.



Rys. 2. a) Widok szafy sterującej, b) algorytm wyboru trybu pracy

Ze względu na duży stopień złożoności sterowaniem całego układu zasilania z zespołami prądowcami zdecydowano się na wyłącznie automatyczny system sterowania pracą zespołów prądowców w synchronizacji z siecią sztywną. Ze względu na możliwość awarii w rozdzielni RSN1 istnieje funkcja odstawienia sekcji rozdzielni bez wpływu na pracę układu chłodzenia z uwagi na fakt, że odbiory są zdublowane, a sterowanie działa w redundancji. Wszystkie ustawienia automatyki zadane łącznikami SK1 i SK2 trzeba potwierdzać łącznikiem powrotnym SK3 jako świadomy wybór operatora.

Zasilanie szafy automatyki zostało wykonane z dwóch różnych źródeł AC 230 V oraz zasilania awaryjnego DC 220 V z podtrzymaniem z baterii akumulatorów. Wybór konfiguracji I lub II oznacza wybór zasilania rozdzielnic RSN1 torem I lub II (poprzez wyłącznik Q3 lub Q6).

4.STANY PRACY SYSTEMU ZASILANIA AWARYJNEGO [4]

Układ automatyki (14 sztuk sterowników ComAp, dedykowanych dla rozdzielni RSN1 i RSN2) zawierał program według algorytmu, który realizował następującą funkcjonalność systemu zasilania na poziomie rozdzielnic RSN1:

4.1. Praca normalna

Obecne jest zasilanie z obu transformatorów Tr1 i Tr2. Sprzęgło Q5 jest otwarte i zablokowane kiedy obecne są napięcia z obu transformatorów (zabroniona praca równoległa transformatorów Tr1 i Tr2). Sekcja 1 i 2 rozdzielnic RSN1 zasilane są niezależnie. Zespoły prądowców w „gorącej rezerwie”, gotowe do startu.

4.2. Zanik napięcia na transformatorze Tr1 lub Tr2

Odbiory chronione zasilane poprzez falowniki i soft-starty mają zdolność pracy ciągłej, jeżeli po stronie zasilania nie wystąpi przerwa dłuższa niż 2 sekundy. Układ automatyki w przypadku przerwy w zasilaniu na sekcji 1 lub 2 rozdzielnic RSN1 zamyka sprzęgło Q5 w czasie poniżej 2 s, przejmując odbiory sekcji pozbawionej napięcia, jednocześnie otwierając Q4 lub Q7 w zależności od sytuacji. Równolegle ma miejsce zdalne wymuszenie uruchomienia zespołów prądowców i niezależna synchronizacja każdego z nich z napięciem sieci obecnym w RSN1. Rozdział mocy między zespoły prądowców a sieć sztywną odbywa się proporcjonalnie po połowie na podstawie sygnału o wielkości obciążenia transformatora. Przykładowo, w przypadku obciążenia RSN1 mocą odbiorów 4 MW zostanie podzielona po połowie na zespoły prądowców (2 MW) i transformator, na którym występuje napięcie zasilające. Taki stan pracy utrzymuje się do momentu przywrócenia napięcia na transformatorze Tr1 lub Tr2.

4.3. Przywrócenie napięcia na transformatorze Tr1 lub Tr2 i powrót do pracy normalnej

Przywrócenie napięcia na transformatorze, na którym doszło do awarii zasilania, inicjuje proces bezprzerwowego przełączenia RSN1 do stanu pracy normalnej. Przykładowo rozdzielnica RSN1 zasilana jest z Tr1 i czterech zespołów pracujących synchronicznie z siecią sztywną. Zamknięte są wyłączniki generatorowe Qg1, Qg2, Qg3, Qg4 oraz Q3, Q4, Q5 (wyłączniki Q1 i Q2 są zawsze zamknięte). Z uwagi na fakt, że zabroniona jest praca równoległa transformatorów Tr1 i Tr2, a jednocześnie wszystkie manewry muszą być wykonane bezprzerwowo musi nastąpić zamknięcie Q6 i otwarcie Q3. Manewr ten jest konieczny przed otwarciem sprzęgła Q5 aby sekcja 2 nie została pozbawiona napięcia. Po zamknięciu Q6 i otwarciu Q3 następuje otwarcie Q5 i zasilanie sekcji 1 z transformatora Tr1 oraz sekcji 2 z zespołów prądowców w układzie wyspowym. Następnie realizowana jest synchronizacja zespołów z napięciem z transformatora Tr2

na wyłączniku Q7. Po synchronizacji następuje zamknięcie Q7, odciążenie zespołów prądowców i odłączenie wyłącznikami Q_{g1}, Q_{g2}, Q_{g3}, Q_{g4}, a następnie ich wychłodzenie i zatrzymanie co oznacza powrót do stanu pracy normalnej RSN1.

4.4. Awaria. Jednoczesny zanik napięcia na Tr1 i Tr2 oraz praca wyspowa zespołów prądowców

W normalnym stanie pracy RSN1 jednoczesny zanik napięcia na Tr1 i Tr2 oznacza przerwę w zasilaniu, która musi skończyć się przed upływem 60 sekund. Następuje natychmiastowy start zespołów prądowców oraz ich synchronizacja wzajemna na szynach RSN2. Przed upływem 60 sekund Q3 lub Q6 (w zależności od ustawionego priorytetu) musi się zamknąć. W tym czasie Q4 i Q7 są otwarte, a sprzęgło Q5 zamknięte. Taki stan pracy utrzymuje się do momentu przywrócenia napięcia na transformatorze Tr1 lub Tr2 albo na Tr1 i Tr2 jednocześnie.

4.5. Przywrócenie napięcia na transformatorze Tr1 i Tr2 i powrót do pracy normalnej

Przywrócenie napięcia na transformatorze Tr1 i Tr2 inicjuje proces bezprzerwowego przełączenia RSN1 do stanu pracy normalnej. W zależności od ustawionego priorytetu następuje synchronizacja z transformatorem Tr1, rozdział mocy między zespoły prądowców a sieć sztywną i rozpoczęcie fazy drugiej opisanej w punkcie 4.3.

Oprócz wymienionych podstawowych stanów pracy występują stany pośrednie oraz stany pracy wymuszane przez obsługę, jak zmiana konfiguracji automatyki, wyłączenie awaryjne, odstawienie automatyki, itp. Algorytm realizowany przez automatykę systemu zasilania odbiorów krytycznych przewiduje różne awarie zarówno po stronie sygnałowej jak i sterowania oraz po stronie silnoprądowej. Przykładowo awaria sprzęgła Q5 (awaria wyłącznika lub sterowania wyłącznikiem) w razie awarii zasilania na transformatorze Tr1 lub Tr2 powoduje zamknięcie Q3 lub Q6 tak, aby połączenie sekcji 1 i 2 rozdzielnic RSN1 odbyło się poprzez szyny rozdzielni RSN2. Awarie światłowodu, sterownika, zasilania pomocniczego i innych elementów automatyki nie powodują braku funkcjonalności systemu zasilania, dzięki wielopoziomowej redundancji i algorytmowi działania automatyki.

5. STANY NIEUSTALONE W SYSTEMIE ZASILANIA ODBIORÓW KRYTYCZNYCH I WYBÓR KONCEPCJI ZASILANIA

Zaprojektowanie systemu zasilania awaryjnego z użyciem zespołów prądowców o łącznej mocy 8 MVA oraz transformatorów o mocy 40 MVA wymagało analizy stanów przejściowych związanych ze zwarciami w różnych miejscach systemu. Przykładowo w tabeli 1 przedstawiono spodziewane prądy zwarcia na szynach RSN2, które dotyczą krytycznej sytuacji pracy synchronicznej zespołów prądowców z transformatorem o mocy 40 MVA, połączonym przez rozdzielnię RSN1.

Praca wyspowa lub praca normalna (bez udziału zespołów prądowców) mają istotny wpływ na wartości początkowego prądu zwarcia, a w przypadku pracy wyspowej również prądu ustalonego zwarcia, co komplikuje dobór nastaw zabezpieczeń w systemie energetycznym. Ich właściwa koordynacja umożliwia zadziałanie zabezpieczeń oraz wyłączanie odpowiednich obwodów z zachowaniem

pełnej funkcjonalności systemu zasilania odbiorów krytycznych w każdym stanie pracy.

Tablica 1. Wartości spodziewanego prądu zwarcia na szynach RSN2

| Wartość prądu zwarcia na szynach RSN2 | | | | |
|---------------------------------------|--------------------|---------------------|----------------------|-----------------------|
| Wartość prądu od: | I''_{3f} [kA] | $I_b(50ms)$ [kA] | $I_b(100ms)$ [kA] | $I_k(>250ms)$ [kA] |
| RSN 1 | 5,4 | 5,4 | 5,4 | 5,4 |
| GEN 1 | 1,25 | 0,94 | 0,84 | 0,46 |
| GEN 2 | 1,25 | 0,94 | 0,84 | 0,46 |
| GEN 3 | 1,25 | 0,94 | 0,84 | 0,46 |
| GEN 4 | 1,25 | 0,94 | 0,84 | 0,46 |
| Prąd I_{k3} w miejscu zw. | 10,4 | 9,16 | 8,76 | 7,24 |

Stany nieustalone to również krótkie przerwy w zasilaniu nie dłuższe niż 2 s, które zdecydowały o wyborze zespołów prądowców w tym projekcie. Jeżeli w czasie normalnej pracy systemu zasilania jeden z transformatorów o mocy 40 MVA pozbawiony został napięcia lub doszło do awarii skutkującej przerwą w zasilaniu po stronie jednej z sekcji rozdzielnic RSN1 to załączenie sprzęgła Q5 musi nastąpić w czasie nie dłuższym niż 2 sekundy. Wszystkie silniki napędzające pompy wody i powietrza chłodzącego zasilano poprzez falowniki lub soft-starty, które umożliwiały ciągłość pracy silników bez koniecznego wybiegu pod warunkiem, że przerwa w zasilaniu będzie nie dłuższa niż 2 sekundy. Gdyby nie zastosowano falowników i soft-startów o takiej funkcjonalności nie byłoby możliwe zastosowanie zespołów prądowców do tego rozwiązania. Przerwa w zasilaniu dłuższa niż 2 sekundy, traktowana jako BLACKOUT i awaria systemu zasilania odbiorów krytycznych została rozwiązana przez projektantów poprzez zastosowanie zbiornika wody ze spadem grawitacyjnym, umożliwiającym chłodzenie głównego trzonu w procesie technologicznym przez czas do 15 minut. Powyżej tego czasu następują nieodwracalne uszkodzenia i konieczność zatrzymania procesu produkcyjnego na wiele miesięcy oraz koszty napraw rzędu dziesiątków milionów złotych. Ze względu na takie wymagania systemu zasilania awaryjnego zdecydowano się na zespoły prądowców, a nie na zasilacze UPS, które mają ograniczony czas podtrzymania, a wymiana akumulatorów przy masie rzędu setek ton stanowi problem ekologiczny i spory koszt inwestycyjny pojawiający się co około 5 – 8 lat. Ponadto zasilacze UPS podczas zwarć na ich wyjściu umożliwiają przepływ prądu na poziomie zaledwie 200% wartości znamionowej prądu UPS przy pracy autonomicznej (praca z baterii). Takie ograniczenie wpływa w sposób istotny na możliwy z dużą dozą prawdopodobieństwa brak selektywności zabezpieczeń w przypadku zwarcia w linii zasilanej z UPS. Zastosowanie zasilaczy UPS o znacznie większej mocy rozwiązałoby ten problem, ale pojawia się wówczas czynnik ekonomiczny czyli odpowiednio wyższy koszt zakupu.

Zespoły prądowców w takim układzie gwarantują spełnienie wymagań takich jak:

- podtrzymanie zasilania przez czas nieograniczony (system dotankowania paliwa i możliwość uzupełnienia paliwa z cysterny),
- przerwa w zasilaniu nie dłuższa niż 60 sekund po wystąpieniu całkowitej jednoczesnej awarii w obu liniach zasilających 110 kV,

- zdolność zwarciowa podczas pracy wyspowej gwarantująca selektywne zadziałanie zabezpieczeń,
- zapewnienie dwustronnego zasilania w przypadku braku zasilania z jednego z transformatorów o mocy 40 MVA.

Powyższe wymagania spełnia również UPS dynamiczny czyli specjalnie wykonany zespół prądowców z magazynem energii kinetycznej na wspólnym wale, jednak jego koszt zakupu jest około trzykrotnie wyższy od zespołów prądowców przy założeniu tej samej mocy. Oprócz wysokiej ceny zakupu pracujący w sposób ciągły UPS dynamiczny generuje około 5% strat, co przy wymaganej mocy 12 MVA/ 9,6 MW źródła awaryjnego stanowiłoby ok. 0,5 MW, a to oznaczałoby konieczność pokrycia dodatkowych kosztów eksploatacyjnych na poziomie 2 milionów złotych rocznie.

6. METODA SYNCHRONIZACJI I DETEKCJI UTRATY SYNCHRONIZACJI REALIZOWANA PRZEZ STEROWNIKI COMAP

Zespoły prądowców wyposażone w sterowniki IntelliGen oraz współpracujące z nimi sterowniki IntelliMains (stanowiące podstawowy element układu SZR dla RSN1 i RSN2) realizują synchronizację z siecią sztywną lub innym zespołem, jako proces spełniania warunków synchronizacji [3]. Warunki, jakie musi spełnić zespół prądowców do pracy synchronicznej z innym źródłem (np. siecią sztywną) można zdefiniować następująco: wartości chwilowe napięć zespołu prądowców i sieci muszą być sobie równe, co opisuje wzór (1).

$$U_{1m} \sin(\omega_1 t - \psi_1) = U_{2m} \sin(\omega_2 t - \psi_2) \quad (1)$$

gdzie:

U_{1m}, U_{2m} – wartości maksymalne napięć sieci i generatora,
 ω_1, ω_2 – pulsacje napięcia sieci i generatora,
 ψ_1, ψ_2 – fazy początkowe napięć sieci i generatora.

Równanie 1 jest prawdziwe, gdy spełnione są następujące warunki:

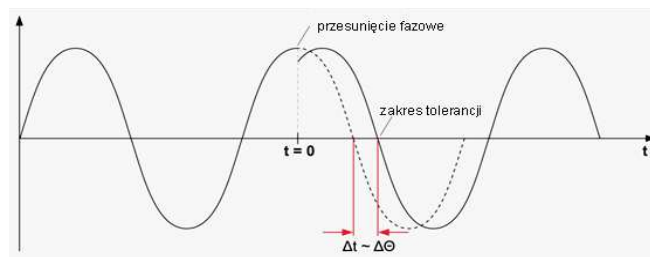
- wartości maksymalne odpowiednich napięć fazowych są sobie równe z określoną tolerancją,
- pulsacje lub częstotliwości napięć sieci i generatora są sobie równe z określoną tolerancją,
- fazy początkowe napięć sieci i generatora są sobie równe z określoną tolerancją,
- kolejność następstwa faz napięcia sieci i generatora są zgodne.

Sterownik IntelliGen realizuje synchronizację (na wyłączniku generatorowym Qg) w oparciu o nastawy parametrów związanych z synchronizacją, tj:

- tolerancja napięć synchronizowanych: $\Delta U < 10\%$,
- przesunięcie fazowe: $\psi < 8^\circ \text{el}$,
- czas utrzymywania się warunków $\Delta U < 10\%$ oraz $\psi < 8^\circ \text{el}$: $t_{\min} > 0,2 \text{ s}$.

W czasie pracy synchronicznej generatorów i sieci sztywnej z jednego transformatora sterowniki IntelliMains sprawdzają częstotliwość napięcia i w razie przekroczenia nastaw parametru df/dt lub „Vector Shift” (przesunięcia fazowego) następuje wygenerowanie sygnału na otwarcie wyłącznika sieciowego Q4 lub Q7, aby umożliwić zasilanie RSN1 przez zespoły prądowców w układzie wyspowym.

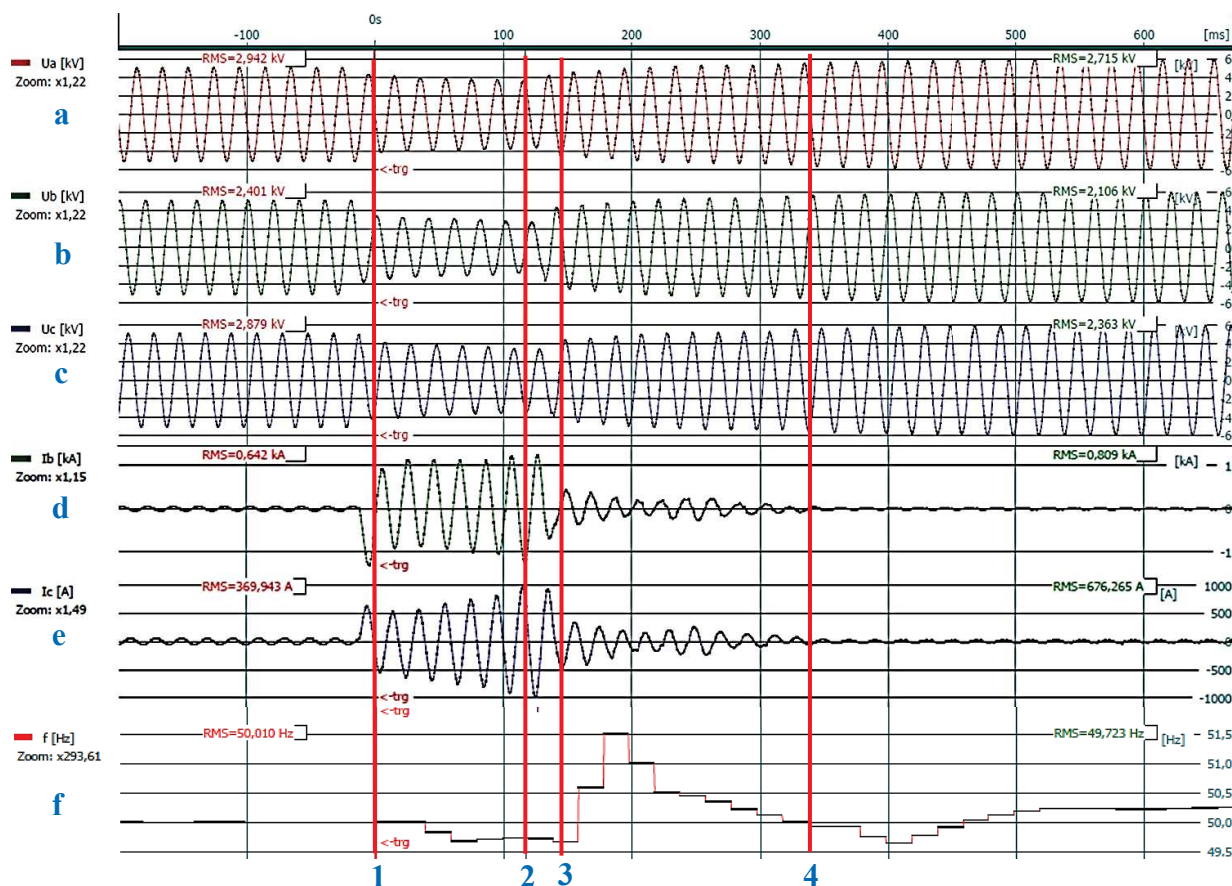
Wybór metody „Vector Shift” na ogół skutkuje szybszymi czasami reakcji automatyki (ok. 60 – 80 ms) w czasie dynamicznych zmian częstotliwości spowodowanych dociążeniem zespołów prądowców w momencie awarii napięcia sieci. Na rysunku 3 przedstawiono metodę „Vector Shift” w postaci graficznej.



Rys. 3. Metoda Vector Shift (przesunięcia fazowego) w postaci graficznej, realizowana przez sterownik ComAp [6]

7. ZAPAD NAPIĘCIA PO STRONIE SIECI, STUDIUM PRZYPADKU

W czasie eksploatacji obiektu doszło do zdarzenia, polegającego na znaczącym zapadzie napięcia na transformatorze Tr2, kiedy na transformatorze Tr1 kilka minut wcześniej doszło do awarii zasilania. Moment zapadu napięcia widoczny na rysunku 4 ma miejsce podczas pracy synchronicznej zespołów prądowców z siecią sztywną (transformator Tr2). Na skutek zapadu napięcia w trzech fazach prąd z zespołów prądowców gwałtownie rośnie do momentu otwarcia wyłącznika Q7. Po otwarciu wyłącznika Q7 sekcja 1 i 2 (zamknięte sprzęgło Q5) zasilane są przez zespoły prądowców w układzie wyspowym. Stan nieustalony wynikający z zapadu napięcia po stronie sieci wywołuje przepływ prądu przejściowego z generatorów o wartości ok. 800 A co stanowi 200% wartości znamionowej każdego z nich. Jednak zwłoki w nastawach sterowników IntelliGen oraz Ex-BEL_Z nie powodują wyłączenia generatorów, natomiast sterownik IntelliMains odpowiedzialny za sterowanie wyłącznikiem Q7 generuje sygnał otwarcia wyłącznika na skutek zadziałania nastawy df/dt oraz mocy zwrotnej (przepływ prądu w kierunku do sieci). Od momentu zapadu do otwarcia wyłącznika mija ok. 150 ms. Częstotliwość zmienia się od 49,5 do 51,5 Hz i zostaje wyregulowana w czasie ok. 0,5 sekundy. Po przywróceniu napięcia na Tr1 i Tr2 system wraca do pracy normalnej według procedury opisanej w punkcie 4.5. Przerwa w zasilaniu jednej sekcji na skutek awarii zasilania na jednym z transformatorów nie stanowi zagrożenia dla bezprzerwowego zasilania odbiorów, ponieważ w czasie do 60 sekund uruchomione zespoły prądowców pracują synchronicznie z siecią sztywną jako drugie niezależne źródło zasilania [5].



Rys. 4. Przebiegi napięcia, prądu i częstotliwości dla przypadku zapadu napięcia w sieci sztywnej po stronie transformatora Tr2; a,b,c – napięcia fazowe mierzone w rozdzielni RSN1, d – prąd z generatorów w fazie I2, e – prąd z generatorów mierzony w fazie L1, f – częstotliwość napięcia w RSN1, 1 – moment zapadu w sieci energetycznej, 2 – moment inicjalizacji wyłączenia Q7, 3 – moment otwarcia Q7 i praca wyspowa, 4 – koniec stanu nieustalonego [5]

8. WNIOSKI

Wybór odpowiedniej koncepcji zasilania jest przy obecnym dostępie do różnego rodzaju rozwiązań kluczowy z punktu widzenia pewności zasilania danego ciągu technologicznego.

Poziom bezpieczeństwa systemu zasilania zależy od poprawnie zaprojektowanego układu automatyki z redundancją na każdym poziomie zawodności systemu.

Właściwy dobór zespołów prądowców zapewnia odpowiednie działanie systemu zasilania nawet w skrajnych sytuacjach, kiedy konieczne jest właściwe, skoordynowane zadziałanie zabezpieczeń w czasie zwarć w różnych stanach pracy systemu.

Koszt ciągu technologicznego w procesie produkcyjnym powinien być tak zabezpieczony, aby inwestycja w system zasilania awaryjnego lub gwarantowanego skutecznie eliminowała straty wynikające z przerw w dostawie energii elektrycznej.

9. BIBLIOGRAFIA

1. Bilans mocy dla trzonu chłodzenia wody i powietrza, 2014.
2. Projekt wykonawczy systemu zasilania awaryjnego wykonany przez firmę Riello Delta Power Sp. z o.o., 2016.
3. Olesz M., Różga J.: Wymagania prawne dotyczące jakości energii w instalacjach elektroenergetycznych, 2016.
4. Pawełkiewicz Z., Katarzyński J.: Opis działania automatyki i pracy synchronicznej zespołów prądowców 6 x 2 MVA z siecią sztywną, 2016.
5. Przebiegi napięć i prądów zarejestrowanych w dniu awarii zasilania, 2017.
6. Materiały źródłowe firmy ComAp

MODERN EMERGENCY POWER SUPPLY SYSTEM WITH HIGH POWER GENSET IN INDUSTRIAL APPLICATIONS

The article presents a unique Emergency Power System based on six high-power generators which is dedicated for the needs of the technological process in one of the largest Polish heavy industry manufacturing companies. The presented automation and control system of six genset is regarded as one of the most technically advanced solutions in Europe. The degree of difficulty associated with the implementation of this task and coordination of dozens of companies working on this project belonged to the highest in Poland.

Key words: genset, genset synchronised to the grid, coordination of protection, emergency power supply, uninterruptable power supply.