Mgr inż. Władysław Paszek
Zakład Maszyn Elektrycznych

Samosynchronizacja hydrogeneratorów i kompensatorów synchronicznych

Streszczenie: Szczególne warunki, jakie przedstawia konstrukcja maszyny synchronicznej z jawnymi biegunami dla przebiegów towarzyszących samosynchronizacji. Automatyka samosynchronizacji i korzyści jej zastosowania w hydroelektrowniach. Korzyści zastosowania samosynchronizacji przy rozruchu kompensatorów.

1. Sposoby przyłączania generatorów synchronicznych do pracy równoległej

Dla generatorów synchronicznych wchodzą praktycznie w rachubę następujące sposoby przyłączania do pracy równoległej:

a) synchronizacja polegająca na tym, że najpierw doprowadza się maszynę do szybkości ustalonej, równej szybkości synchronicznej, wzbudza do napięcia równego napięciu sieci, a następnie po zrównaniu faz przyłącza się do sieci;

b) samosynchronizacja polegająca na tym, że doprowadza się maszynę do szybkości równej lub bliskiej szybkości synchronicznej, a następnie bez wzbudzenia, przy zgaszonym polu, przyłącza się do sieci, włączając równocześnie automat gaszenia pola, celem wzbudzenia maszyny do wartości określonej nastawieniem opornika regulatora wzbudzenia.

Przy synchronizacji trzeba się liczyć z tym, że zrównanie częstotliwości, napięcia i fazy może być nieidealne (niedokładne), co powoduje powstawanie nieustalonych przebiegów łączeniowych prądu w uzwojeniach i momentu na wale turbozespołu — gdy tymczasem w wypadku idealnej (dokładnej) synchronizacji prądy łączeniowe i momenty nie występują.

Przy samosynchronizacji powstają zawsze przebiegi łączeniowe prądu i momentu. Wartości początkowe oraz przebiegi czasowe prądów łączeniowych i momentów uwarunkowane są głównie właściwościami obwodu elektromagnetycznego (reaktancjami i stałymi czasowymi) przyłączanej maszyny i sieci, poślizgiem wirnika w chwili przyłączania oraz charakterystyką dynamiczną zespołu określoną przez GD^2 zespołu i działanie regulatora mechanicznego turbiny.

Jeżeli niewzbudzony generator przyłączono do sieci bez jednoczesnego wzbudzenia, proces łączeniowy określa się jako przyłączenie do pracy asynchronicznej.

Przebieg łączeniowy po upływie około 2—3 sek. doprowadza do ustalonej pracy maszyny niewzbudzonej, jako maszyny asynchronicznej przy poślizgu zależnym od przebiegu charakterystyki momentu asynchronicznego w funkcji obrotów oraz charakterystyki regulacji turbiny. Dla obrotów ustalonych następuje zrównanie momentu elektrycznego maszyny synchronicznej i momentu turbiny.

Przejścia do pracy synchronicznej maszyny uprzednio przyłączonej do pracy asynchronicznej można z kolei dokonać przez włączenie prądu wzbudzenia generatora.

W miarę jak narasta prąd wzbudzenia generatora, pojawia się moment synchroniczny, który po osiągnięciu wartości odpowiadającej obciążeniu wciąga generator w synchronizm zmniejszając równocześnie do zera asynchroniczny moment generatora.

Włączając przy samosynchronizacji prąd stały w obwodzie wzbudzenia generatora bezpośrednio po załączeniu stojana do sieci, otrzymuje się nakładanie w obwodzie stojana dwóch przebiegów: zanikania prądu łączeniowego od wartości podprzejściowej do wartości ustalonej oraz narastania prądu biernego oddawanego do sieci od zera do wartości ustalonej odpowiednio do wartości prądu wzbudzenia.

Sposób przyłączania do sieci metodą samosynchronizacji w porównaniu do poprzednio rozpatrywanych sposobów przyłączania do pracy asynchronicznej, a późniejszym zsynchronizowaniu, skraca czas obciążenia sieci i generatora prądem biernym pobieranym przez niewzbudzony generator i równocześnie ma tę zaletę, że unika się tutaj znacznego wzrostu prądu, jaki mógłby nastąpić przy niezgodności położenia osi pola wirującego i wzbudzonej magneśnicy, jeśli wzbudzenie zostaje załączone znacznie później, przy czym tymczasem nastąpiło wciągnięcie generatora w synchronizm pod wpływem momentu reaktywnego jawnobiegunowej maszyny synchronicznej (przy $X_d \neq X_q$) niezależnego od prądu wzbudzenia.

Na uwagę zasługuje załączanie do pracy asynchronicznej przy nieustalonej szybkości wirnika, a w szczególności przy działającym momencie napędowym powodującym jego przyśpieszenie. Jeśli włączenie nastąpiło przy podsynchronizmie, wówczas moment napędowy i moment asynchroniczny działają zgodnie, maszyna szybko dochodzi do synchronizmu.

Jeśli załączenie nastąpi przy nadsynchronizmie, wówczas na wirnik działa tylko różnica momentów napędowego i asynchronicznego.

Warunki wciągania się w synchronizm są tutaj mniej korzystne.

2. Wpływ 2-osiowej asymetrii budowy synchronicznej z biegunami jawnymi na warunki samosynchronizacji

Omówione zależności zachodzące przy przyłączaniu turbogeneratorów do pracy równoległej dotyczą w ogólnym ujęciu również hydrogeneratorów.

Ze względu jednak na odmienną budowę hydrogeneratorów w porównaniu z turbogeneratorami wymagają one oddzielnego potraktowania niektórych zagadnień związanych z nowym sposobem przyłączania do pracy równoległej metodą samosynchronizacji. Hydrogenerator jest w odróżnieniu od turbogeneratora maszyną wolnoobrotową, jawnobiegunową.

Gdy w turbogeneratorze blok lity wirnika prócz stwarzania magnetycznej symetrii odgrywa zasadniczą rolę silnej — praktycznie symetrycznej — klatki tłumiącej, to w maszynie jawnobiegunowej ze względu na geometrię budowy i znacznie mniejszy udział w całej objętości wirnika bloku żelaza (nabiegunniki, pieńki) wykazuje asymetrię przewodności magnetycznych (w osi bieguna i między biegunami) oraz silnie zmniejszone i asymetryczne własności tłumiące. Nabiegunnik — jeśli wykonany jest z żelaza litego — przedstawia pewnego rodzaju klatkę tłumiącą (o słabym działaniu tłumiącym), natomiast w przestrzeni między nabiegunnikami brak wszelkich obwodów tłumiących bloku wirnika. Stan ten odbija się na parametrach elektrycznych hydrogeneratora przez praktyczne zniknięcie reaktancji podprzejściowej oraz istnienie tylko przejściowej reaktancji podłużnej (X'_d) i asymetrię reaktancji synchronicznych ($X_d \neq X_q$).

W przypadku gdy wirnik hydrogeneratora wyposażony jest w silną klatkę tłumiącą umieszczoną w żłobkach nabiegunnika, w przebiegach łączeniowych pojawia się, podobnie jak w turbogeneratorze, składowa podprzejściowa scharakteryzowana reaktancją podprzejściową X''_d i X''_q, przy czym $X''_d < X''_q$.

Jeżeli klatki tłumiące poszczególnych nabiegunników są z sobą połączone, maleje znacznie reaktancja podprzejściowa, wskutek czego w odniesieniu do stanów podprzejściowych hydrogenerator upodabnia się do turbogeneratora. Niestety silne klatki tłumiące spotyka się praktycznie tylko czasem w kompensatorach synchronicznych z biegunami jawnymi.

2.1. Prądy łączeniowe przy samosynchronizacji

Wskutek powyżej omówionych zmian parametrów maszyny synchronicznej prąd łączeniowy w chwili przyłączenia maszyny niewzbudzonej do sieci jest zmniejszony w porównaniu do turbogeneratora ($X' < X''$) i zależy silnie od przypadkowego położenia powstającego pola w maszynie względem wirnika w momencie przyłączenia do sieci.

Maksymalny prąd łączeniowy (składowa zmienna) występuje przy powstaniu pola stojana współosiowo z biegunem wirnika i wynosi

$$I' = \frac{U}{X'_d + X_{tr} + X_z}, \tag{1}$$

przy przyjęciu przeciętnie $X'_d = 0{,}25 \ldots 0{,}30$ (w jednostkach stosunkowych) przy przyłączeniu bezpośrednio na szyny zbiorcze sieci sztywnej $I' = (3{,}3 - 4)\, I_N$.

Przy przyłączeniu poprzez transformator blokowy wartość maksymalnego prądu łączeniowego spada średnio do $2{,}5 - 3\, I_N$. Z uwagi na to, że chwila przyłączania jest dziełem przypadku, średnia wartość prądu łączeniowego spada zwykle do $1{,}5 - 2{,}5\, I_N$.

Zmniejszony silnie prąd przyłączenia nie przedstawia dla uzwojeń maszyny żadnego niebezpieczeństwa.

Ze względu na zwykle o wiele słabsze powiązanie hydroelektrowni z ogólnym systemem, mimo zmniejszonych prądów łączeniowych, nie można często zaniedbać występujących spadków napięcia w sieci.

W niektórych — zresztą stosunkowo rzadkich — wypadkach przyłączania do szyn przy małej mocy zwarciowej łączny czas powrotu napięcia w sieci do wartości normalnej może osiągać kilka sekund; odbudowa napięcia dokonuje się w takich przypadkach czasem drogą zanikających kołysań.

W takich wypadkach można stwierdzić szczególnie korzystny wpływ automatyki forsowania wzbudzenia uruchamianej w chwili przyłączania generatora do sieci.

Przy forsowaniu wzbudnica zwiększa napięcie do szczytowej wartości przyśpieszając przez to narastanie prądu wzbudzenia, generator szybko osiąga synchronizm, a następnie przy dalszym przewzbudzaniu dostarcza do sieci nadwyżkę mocy biernej odbudowując obniżone napięcie.

Gdy nie przewiduje się jednoczesnego załączenia automatycznego regulatora napięcia przy samosynchronizacji, należy drogą blokowania obwodów sterujących zapewnić nastawienie oporu ręcznego regulatora wzbudzenia (opory dodatkowe w obwodzie wzbudzenia wzbudnicy) do położenia odpowiadającego lekkiemu przedwzbudzeniu generatora przy napięciu znamionowym sieci; przy dużych obniżkach napięcia towarzyszących zwykle awaryjnym przypadkom na sieci generator będzie w takim położeniu silniej przewzbudzony.

Wskutek słabego działania tłumiącego bloku żelaza magneśnicy hydrogeneratora wyindukowany w obwodzie uzwojenia wzbudzenia jednokierunkowy prąd wyrównawczy ΔI_r w chwili przyłączenia generatora do sieci jest znacznie większy, aniżeli to zachodzi w turbogeneratorze i wynosi

$$\Delta I_r = I_{wo} \cdot I'(X_d - X'_d),$$

gdzie I_{wo} oznacza prąd wzbudzenia generatora na biegu jałowym przy napięciu znamionowym.

Warto wspomnieć, że w turbogeneratorze tylko część przepływu wyrównawczego wirnika płynie w obwodzie uzwojenia wzbudzenia. Prąd wyrównawczy w uzwojeniu wzbudzenia ponadto jest zmniejszony wskutek tego, że w momencie przyłączania obwód wzbudzenia zamknięty jest przez znaczny opór automatu gaszenia pola. Często spotyka się w mniejszych hydrogeneratorach automat gaszenia pola wtrącający opór tylko do uzwojenia wzbudzenia wzbudnicy, której twornik połączony jest wprost w maszynie na uzwojenie wirnika.

Na praktycznie zwartym uzwojeniu wzbudzenia generatora nie pojawia się wówczas przepięcie, zmniejsza się natomiast reaktancja X'_d, w porównaniu z normalnym układem gaszenia, zwiększając maksymalny prąd twornika w chwili przyłączania.

W uzwojeniu wzbudzenia powstaje w chwili przyłączenia do sieci znaczna składowa aperiodyczna powodująca kołysania prądu i momentu z częstotliwością poślizgu.

Prąd wyrównawczy zamykający się przez twornik wzbudnicy ma kierunek zupełnie przypadkowy i może spowodować w przypadku wzbudnic dozwojonych utratę remanentu, a nawet przemagnesowanie. Dla takich przypadków przewidziano w elektrowni osobny pomocniczy przycisk załączający impuls prądu stałego z pomocniczego źródła (baterii) do obwodu wzbudzenia w czasie samosynchronizacji.

2.2. Momenty działające na wirnik przy samosynchronizacji

Ze względu na brak silnych obwodów tłumiących (jeśli maszyna nie posiada specjalnych uzwojeń tłumiących) hydrogenerator posiada odmienną charakterystykę średniego momentu asynchronicznego aniżeli turbogenerator; moment asynchroniczny rozwija zasadniczo tylko jednofazowe uzwojenie wzbudzenia dając moment pulsujący.

W szczególności charakterystyka średniego momentu asynchronicznego wykazuje w obszarze większych poślizgów zasadniczo odmienny przebieg aniżeli w turbogeneratorze, w którym żelazo bloku litego wirnika powiększa znacznie moment asynchroniczny w zakresie poślizgu większego od poślizgu przy maksymalnym momencie asynchronicznym.

Przy pominięciu oporności czynnych stojana moment w stanie ustalonym maszyny synchronicznej jawnobiegunowej, pracującej przy stałym poślizgu, wyraża się jako suma momentu zależnego tylko od napięcia zasilania M_U oraz momentu synchronicznego zależnego od wielkości napięcia zasilania, oraz prądu w uzwojeniu wzbudzenia M_{UE} (na prąd w uzwojeniu wzbudzenia składa się przy synchronizacji zanikający prąd wyrównawczy oraz narastający prąd wzbudzenia).

Moment zależny od napięcia można w dalszym ciągu rozbić na 2 składowe:

Moment reaktywny M_{Ur} niezależny od poślizgu s, a zależny tylko od kąta mocy ϑ zawartego między osią pola wirującego sieci a osią magneśnicy, oraz moment asynchroniczny M_{Ua} zależny od poślizgu

$$M_{UE}=\frac{E_d\cdot U}{X_d+X_z}\cdot\sin\vartheta, \tag{3}$$

gdzie $E_d=J_w\cdot X_{ad}$ oznacza napięcie wewnętrzne maszyny synchronicznej, zależne od chwilowej wartości prądu stałego w uzwojeniu wzbudzenia[1]

$$M_{Ur}=U^2\cdot\frac{X_d-X_q}{2(X_d+X_z)(X_q+X_z)}\sin 2\vartheta, \tag{4}$$

$$M_{Ua}=\frac{U^2}{2}\cdot\frac{X_d-X'_d}{(X_d+X_z)(X'_d+X_z)}\cdot\frac{\beta T'_d}{1+(\beta T_d)^2}\times$$

$$\times\left[1-\sqrt{1+(T'_d\beta)^2}\sin\left(2\vartheta-\operatorname{arc\,tg}\frac{1}{T'_d\beta}\right)\right]. \tag{5a}$$

gdzie

$$T'_d=T'_{do}\cdot\frac{X'_d+X_z}{X_d+X_z}$$

oznacza stałą czasową stanu przejściowego wyrażoną za pomocą podstawowej stałej czasowej maszyny synchronicznej przy otwartym tworniku T'_{do}, oraz $\beta=s\cdot\omega$ oznacza pulsację poślizgu.

W odróżnieniu do definicji poślizgu w teorii maszyny asynchronicznej jako poślizg dodatni uważa się poślizg przy nadsynchronizmie.

Biorąc pod uwagę, że przy stałym poślizgu kąt mocy jest proporcjonalny do częstotliwości poślizgu i czasu, w wyrażeniu na moment można wyodrębnić składowe periodyczne pojedynczej i podwójnej częstotliwości poślizgu oraz średni moment asynchroniczny

$$M_{śr}=\frac{U^2}{2}\cdot\frac{X_d-X'_d}{(X_d+X_z)(X'_d+X_z)}\cdot\frac{\beta T'_d}{1+(\beta T'_d)^2}. \tag{5b}$$

Nachylenie charakterystyki momentu w pobliżu obrotów synchronicznych

$$\frac{\delta M}{\delta s}=\frac{U^2}{2}\cdot\frac{X_d-X'_d}{(X_d+X_z)(X'_d+X_z)}\cdot T'_d\omega_N. \tag{6}$$

---

[1] Wartość napięć, prądów, reaktancji i momentów wyrażono w jednostkach stosunkowych, przy czym przyjęto jako wartości odniesienia dla napięć znamionowe napięcie fazowe generatora, dla prądów — znamionowy prąd fazowy generatora, dla reaktancji — stosunek napięcia i prądu znamionowego, dla momentów — moment przy obciążeniu znamionową mocą pozorną i przy $\cos\varphi=1$.

Dla przeciętnych wartości

$$X_d = 1{,}5, \quad X'_d = 0{,}35, \quad X_z = 0{,}20, \quad T'_{do} = 3 \text{ sek.}$$

stromość charakterystyki momentu wynosi 1,85 momentu znamionowego na jeden procent poślizgu. Maksymalny moment wystąpi przy poślizgu

$$s_m = \frac{100}{\omega_s T''_d} = 0{,}33\,\%.$$

Ze względu na mały stosunek oporności czynnej uzwojenia wzbudzenia do jego indukcyjności rozproszenia, charakterystyka średniego momentu asynchronicznego wykazuje bardzo silny spadek dla poślizgów leżących poniżej poślizgu odpowiadającego momentowi maksymalnemu. Ponieważ ponadto poślizg przy momencie maksymalnym jest bardzo mały, hydrogenerator rozwija nader małe momenty asynchroniczne przy poślizgach mieszczących się w granicach kilku procent. Jeżeli wyposażymy generator w dodatkową klatkę tłumiącą, otrzymamy korzystne powiększenie momentu asynchronicznego rozwijanego w zakresie większych poślizgów przez klatkę tłumiącą. Klatka tłumiąca wpływa na przebieg momentu analogicznie do uzwojenia klatki silnika asynchronicznego. Oczywiście wpływ klatki tłumiącej ujawni się w pełni wyłącznie przy użyciu klatki połączonej wspólnym pierścieniem zwierającym pręty umieszczone w żłobkach nabiegunników wszystkich biegunów.

Przy zamknięciu obwodu uzwojenia wzbudzenia oporem gaszącym maleje wielokrotnie stała czasowa T'_d (za wartość T'_{do} należy przyjąć stałą czasową gaszenia pola), wskutek czego zmniejsza się stromość charakterystyki momentu.

Otrzymane wyżej zależności momentu maszyny jawnobiegunowej pozwalają ocenić przebiegi zachodzące po przyłączeniu do sieci maszyny niewzbudzonej.

W pierwszej chwili procesu łączeniowego przebiegi momentu są znacznie więcej skomplikowane i różnią się od otrzymanych wyżej zależności przede wszystkim wpływem momentu od składowej aperiodycznej prądu twornika dającej stojące pole stojana zanikające szybko ze stałą czasową T_a (T_a jest rzędu 0,1—0,23).

Szczególne znaczenie posiada przebieg momentu asynchronicznego hydrogeneratora przy poślizgach ponadsynchronicznych przy włączaniu do sieci metodą samosynchronizacji z otwartym dopływem wody podczas rozbiegu (samosynchronizacja dynamiczna).

O ile samosynchronizacja nastąpi w nadsynchronizmie powyżej poślizgu przy momencie maksymalnym, nadwyżka momentu turbiny idąca na przyśpieszenie mas musi być mniejsza od średniego momentu asynchronicznego rozwijanego przez hydrogenerator przy poślizgu występującym w chwili przyłączenia. Tylko w tym wypadku moment asynchro-

niczny może sprowadzić wirnik do obrotów podsynchronicznych i zapobiec dalszemu rozbieganiu się turbiny po przyłączeniu. Podłużno-poprzeczna klatka tłumiąca w hydrogeneratorze wpływa bardzo korzystnie na powiększenie momentu asynchronicznego i zwiększenie dopuszczalnych przyśpieszeń zespołu przy samosynchronizacji dynamicznej. Dlatego jeżeli hydrogenerator posiada wyłącznie klatkę podłużną umieszczoną w żłobkach nabiegunników, warto wyposażyć ją w dodatkowe pierścienie zwierające pręty klatki sąsiednich nabiegunników, by zwiększyć w ten sposób znacznie wpływ klatki na przebieg momentu asynchronicznego. Takie uzupełnienie klatki wpłynie ponadto bardzo korzystnie na własności tłumiące wirnika przy kołysaniach prądnicy synchronicznej w czasie zaburzeń zwarciowych w sieci. Przy samosynchronizacji podłużno-poprzeczna klatka tłumiąca wpływa korzystnie na powiększenie średniego momentu asynchronicznego oraz na pożądane obniżenie przejściowych momentów łączeniowych występujących w pierwszej chwili przyłączenia do sieci, w szczególności od wpływu aperiodycznej składowej prądu stojana. Powiększenie prądu łączeniowego na skutek pojawienia się reaktancji podprzejściowej nie gra praktycznie zwykle większej roli, ponieważ hydrogeneratory pracują przeważnie na sieć o znacznych reaktancjach przesyłowych obniżających silnie prąd łączeniowy.

Synchronizowanie generatora przy pracy asynchronicznej na dużych poślizgach jest utrudnione, a czasem wręcz niemożliwe (moment synchroniczny od prądu wzbudzenia i moment reaktywny nie zdążą wciągnąć wirnika w synchronizm w ciągu półokresu częstotliwości poślizgu i powodują silne kołysania mocy i prądu twornika z częstotliwością s i $2s$).

Przy pominięciu momentu asynchronicznego i reaktywnego po włączeniu prądu wzbudzenia moment synchroniczny zapewnić musi po ustaleniu się prądu wzbudzenia wciągnięcie wirnika w synchronizm w ciągu jednego półokresu częstotliwości poślizgu. Z porównania momentu synchronicznego (3) oraz momentu bezwładności otrzymuje się maksymalny dopuszczalny poślizg wirnika

$$\frac{E_d \cdot U}{X_d + X_z} \cdot \sin\vartheta \, d\vartheta = \frac{T_r ds}{dt} \, d\vartheta = \frac{T_r}{\omega_s} \frac{d^2\vartheta}{dt^2} \, d\vartheta.$$

Całkując obustronnie względem kąta mocy w granicach $0 < \vartheta < 180°$ otrzymuje się

$$\frac{E_d \cdot U}{X_d + X_z} \cdot 2 = \frac{T_r}{\omega_s} \cdot \frac{1}{2} \left(\frac{d\vartheta}{dt}\right)^2 = T_r \frac{\omega_s}{2} s_{\max},$$

stąd

$$s_{\max} = 2 \sqrt{\frac{E_d \cdot U}{(X_d + X_z) T_r \omega_s}}. \tag{7}$$

Przyjmując maksymalny prąd wzbudzenia odpowiadający prądowi biegu jałowego $E_d=1$, $T_r=5$ sek. otrzymuje się przy pozostałych parametrach jak w poprzednim przykładzie $s_{max}=3{,}7\%$.

Przy dostatecznie małej nadwyżce momentu turbiny generator wchodzi lekko w synchronizm pod wpływem momentu reaktywnego (dochodzącego przeciętnie do 16% M_N) oraz synchronicznego po włączeniu prądu stałego do uzwojenia wzbudzenia.

Dla zapewnienia spokojnego wejścia do synchronizmu hydrogeneratorów, w szczególności hydrogeneratorów bez dodatkowych uzwojeń tłumiących przyłączanych metodą samosynchronizacji, należy:

a) ograniczyć dopuszczalny poślizg do wartości 2—6%,

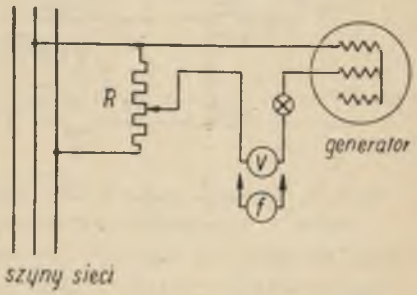
b) bezpośrednio po przyłączeniu do sieci (najpraktyczniej za pomocą kontaktów pomocniczych wyłącznika sterujących automat gaszenia pola) włączyć prąd stały do uzwojenia wzbudzenia dla uniknięcia zsynchronizowania momentem reaktywnym przy przeciwnym położeniu wirnika i silnych kołysań mocy i prądu po przejściu wirnika do właściwego położenia pod wpływem momentu synchronicznego od prądu wzbudzenia.

c) w momencie samosynchronizacji należy ograniczyć nadwyżkę momentu turbiny powodującą przyśpieszenie zespołu. Uważa się za najwłaściwsze maksymalne przyśpieszenie rzędu 0,5—1 Hz/sek.

3. Automatyzacja procesów przyłączania metodą samosynchronizacji

3.1. Kontrola poślizgu

Podobnie jak przy synchronizacji dokładnej operacje łączenia przy samosynchronizacji mogą być w zasadzie wykonywane ręcznie, półautomatycznie lub automatycznie. W chwili gdy generator osiągnie szybkość równą albo bliską synchronicznej, winno nastąpić przyłączenie do sieci. Kontroli szybkości wirnika przyłączonego generatora można dokonywać w rozmaity sposób:



Rys. 1. Układ pomiaru poślizgu generatorów niskiego napięcia

a) dla małych jednostek, o ile pozwalają na to warunki miejscowe, przez kontrolę wskazań zabudowanego tachometru maszyny napędowej (metoda niedokładna ze względu na znaczne uchyby tachometru),

b) przez pomiar poślizgu metodą stroboskopową (również niewygodną ze względu na konieczność pomiaru przy samym generatorze w hali maszyn),

c) przez wykorzystanie napięcia remanentu generatora. Dla mniej-

szych jednostek, w szczególności generatorów niskiego napięcia w elektrowniach przemysłowych przyłączanych bezpośrednio do szyn zbiorczych wykazujących przeciętnie napięcie remanentu od 2—10 V, można posłużyć się kontrolą poślizgu w układzie jak na rysunku 1.

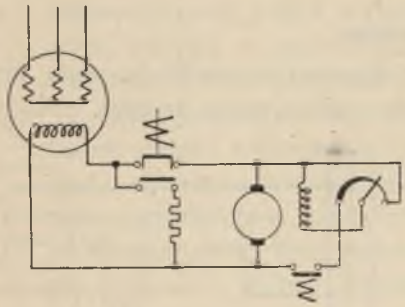
Napięcie remanentu generatora waha się około wartości średniej przeciętnie w granicach ±50% i zależne jest od warunków, w jakich generator został wyłączony (wyłączenie połączone z gaszeniem pola ze stanu obciążenia, biegu jałowego albo w chwili zwarcia udarowego).

Przy doborze odpowiedniej oporności potencjometru R i zakresu napięcia żarówki przy małych poślizgach obserwuje się okresowe wahania wskazówki woltomierza z częstotliwością poślizgu. Żarówka jest tu użyta jako prądowo zależny opór zabezpieczający woltomierz.

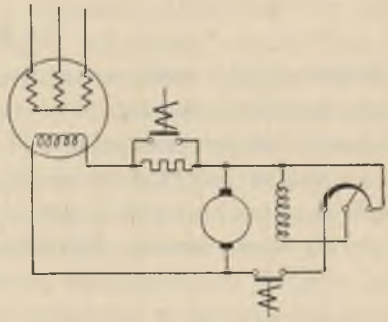
Frekwencjomierz z wymontowanym wewnętrznym oporem dodatkowym wskazuje równocześnie częstotliwość sieci (dwa niezależne wskazania) i generatora.

Przez dodatkowe przyłączenie przekaźnika reagującego na różnicę częstotliwości można przekazać częstotliwość poślizgu na sygnał akustyczny.

Generatory większej mocy na wysokie napięcie (6 kV, 10 kV) wykazują napięcie remanentu mierzone po stronie wtórnej przekładników napięciowych rzędu 0,2—10 V zależnie od przyjętego układu gaszenia pola.



Rys. 2. Schemat gaszenia pola generatora z wyłączeniem wzbudnicy



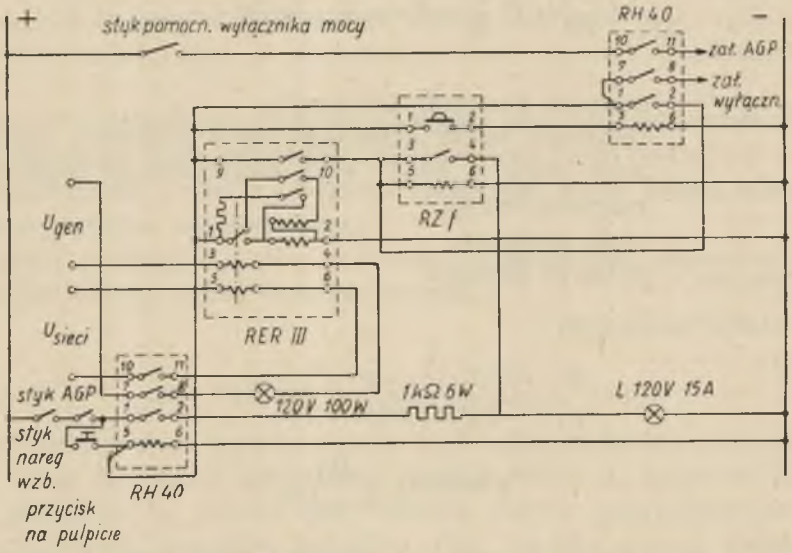
Rys. 3. Schemat gaszenia pola z wtrąceniem oporu gaszącego w obwód uzwojenia wzbudzenia generatora bez odłączenia wzbudnicy

Jak stwierdziły wielokrotne badania przeprowadzone na całym szeregu jednostek ZEOPd przy najczęściej stosowanym układzie gaszenia pola, jak na rys. 2 i 3, napięcie remanentu jest rzędu 1 V (rys. 2) albo 8 V (rys. 3) i waha się zależnie od pracy generatora przed pomiarem w granicach 30—50%.

Ze względu na stosunkowo niskie napięcie remanentu opracowano

specjalny układ przekaźnikowy reagujący na różnice częstotliwości sieci i napięcia remanentu generatora (rys. 4).

Układ składa się z przekaźnika mocowego *RER-III*, przekaźnika czasowego *RZf* i 2 przekaźników pośredniczących *RH 40*.



Rys. 4. Schemat ideowy układu samosynchronizacji półautomatycznej

Na jedną cewkę przekaźnika mocowego przykłada się napięcie sieci zbierane z przekładnika napięciowego, na drugą cewkę – napięcie remanentu zbierane z przekładnika napięciowego poprzez nieliniowy opór dopasowujący.

Na układ cewek przekaźnika działa moment

$$M = M_a \sin[(\omega_2 - \omega_1)t + \gamma_a] + M_b[\sin(\omega_1 + \omega_2)t + \gamma_b], \tag{8}$$

gdzie

ω_1, ω_2 — pulsacja napięcia sieci i generatora,

γ_a, γ_b — kąty początkowe.

Amplitudy momentów M_a i M_b są proporcjonalne do prądów obu cewek, a tym samym do iloczynu napięcia sieci i prądu cewki zasilanej napięciem remanentu generatora.

Moment składowy M_b posiadający w zakresie pracy przekaźnika praktycznie podwójną częstotliwość sieci nie wpływa na wychylenie cewki z powodu jej bezwładności mechanicznej.

Moment składowy M_a pulsuje z częstotliwością poślizgu i przy odpowiednio małym poślizgu wychyla cewkę z położenia zerowego, pokonując moment zwrotny sprężyny.

Dla zwiększenia momentu tłumienia można zanurzyć układ cewek w oleju.

Ruch cewki pod wpływem momentu M_a określony jest równaniem różniczkowym

$$J\frac{d^2a}{dt^2}+D\frac{da}{dt}+Ka=M_a\cdot\sin(\beta t+\gamma_a), \tag{9}$$

gdzie

J — moment bezwładności cewki,

D — tłumienie cewki składające się z tłumienia mechanicznego (ruch w oleju) oraz elektrycznego (ruch w polu magnetycznym),

K — stała sprężyny,

$\beta=\omega_2-\omega_1$ — pulsacja poślizgu.

W stanie ustalonym

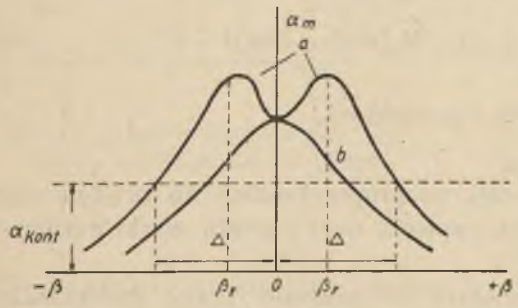
$$a=\frac{M_a\cdot\sin(\beta t+\gamma_a-\varphi)}{\sqrt{(K-J\beta^2)^2+D^2\beta^2}}=a_m\sin(\beta t+\delta), \tag{10}$$

$$\varphi=\operatorname{arctg}\frac{D\beta}{K-J\beta^2}.$$

Rysunek 5 przedstawia krzywą (a) amplitud wychylenia w funkcji poślizgu, przy słabym tłumieniu. Pulsacja drgań własnych

$$\beta_r=\sqrt{\frac{K}{J}\left(1-\frac{1}{2}\frac{D^2}{KJ}\right)}.$$

Przez odpowiedni dobór wielkości tłumienia (napełnianie olejem) $\beta_r\pm\infty$ i krzywa (b) osiąga maksimum dla poślizgu 0 (maksymalne wychylenie przy synchronizmie).



Rys. 5. Charakterystyka przekaźnika pomiaru poślizgu

Z ruchomą cewką przekaźnika mocowego związane są mechanicznie ruchome kontakty, które przy skrajnych położeniach cewki zwierają nieruchome kontakty przekazując impuls do innych przekaźników. Dla zwiększenia pewności działania połączono równolegle obie pary nieruchomych kontaktów zwieranych przy skrajnych położeniach ruchomej cewki.

Jak wynika z rysunku 5 przez odpowiedni dobór tłumienia można by

ograniczyć przedział częstotliwości poślizgu zadziałania przekaźnika ($\pm\Delta$) do pożądanej wielkości, (co daje się uzyskać z łatwością dla stosunkowo dużych przedziałów poślizgów (rzędu 10%).

Ze względu na trudności uzyskania stosunkowo małych przedziałów poślizgu, koniecznych dla samosynchronizacji turbogeneratorów (przecięcie prostej $a_{\text{kont.}}$ z krzywą a_m pod małym kątem, starzenie oleju tłumiącego itp.) wyposażono układ w dodatkowy człon czasowy (przekaźnik RZf)[1].

Tym samym kontrolowany jest sumaryczny czas działania przekaźnika watmetrycznego (czas konieczny przy częstotliwości poślizgu β do zamknięcia kontaktów) i czas (t_0) zwarcia kontaktów, który można obrać dla przyjętego poślizgu maksymalnego.

Przy stałości poślizgu s_0 (stan statyczny) i pominięciu stosunkowo krótkich czasów obrotu cewki czas ten wynosi

$$t_0 \cong \frac{1}{f \cdot s_{\text{sieci}} \cdot 2}. \tag{11}$$

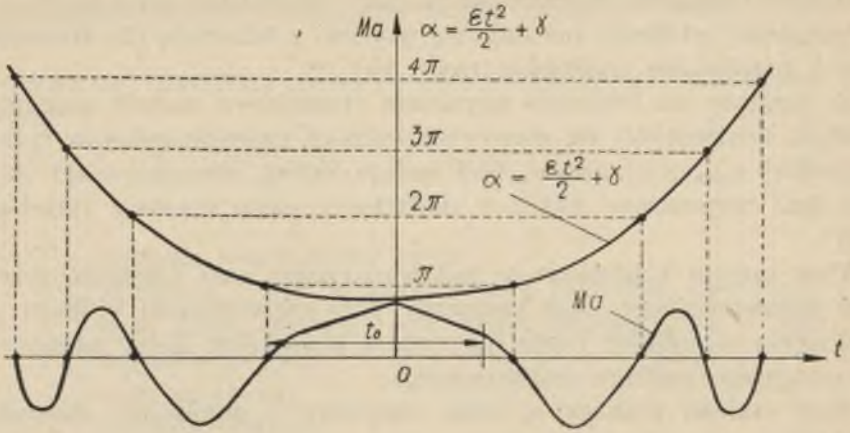
Przy przyjęciu stałego przyśpieszenia (nadwyżka momentu turbiny) nastawione czasy dla stanu statycznego według wzoru 11 odpowiadają mniejszym poślizgom, w granicy przy bardzo dużych przyśpieszeniach przekaźnik nie działa, generator przejdzie zbyt szybko ponad obroty synchroniczne.

Dla rozpatrzenia wpływu nadwyżki momentu turbiny (idącej na przyśpieszenie mas zespołu) w czasie samosynchronizacji na pracę przekaźnika kontroli poślizgu można przyjąć stałe przyśpieszenie kątowe generatora ε przy stałej częstotliwości sieci ω_1. Wówczas moment działający na przekaźnik mocowy można wyrazić wzorem

$$M_a \sin[(\omega_2 - \omega_1)t + \gamma] = M_a \sin\left[\left(\omega_1 + \frac{\varepsilon t}{2}\right)t - \omega_1 t + \gamma\right] = M_a \sin\left(\frac{\varepsilon t^2}{2} + \gamma\right),$$

w którym przyjęto chwilę $t = 0$ dla chwili synchronizmu szybkości kątowej generatora i sieci. Na rysunku 6 przedstawiono przebieg momentu działającego na przekaźnik. Gdy czas trwania momentu jednakowego znaku dłuższy jest od nastawienia przekaźnika czasowego, następuje przyłączenie do sieci. Na podstawie rysunku 6 łatwo wyznaczyć w sposób przybliżony maksymalne dopuszczalne przyśpieszenie przy przyłączeniu generatora do sieci, o ile założymy ograniczoną z góry wartość poślizgu s_0 przy samosynchronizacji. W najniekorzystniejszym wypadku

[1] W ZSRR stosuje się dla kontroli poślizgu przekaźnik mocowy typu Ferrarisa bez członu czasowego o odpowiednio dobranej bezwładności mechanicznej.



Rys. 6. Objaśnienie wpływu przyśpieszenia wirnika generatora na poślizg zadziałania przekaźnika kontroli poślizgu przy samosynchronizacji dynamicznej

kąt początkowy γ odpowiada przypadkowi, gdy w sąsiedztwie synchronizmu wystąpią 3 jednakowe czasy działania przekaźnika mocowego równe nastawieniu przekaźnika czasowego t_0

$$\gamma + \frac{\varepsilon_{gr}\left(\frac{t_0}{2}\right)^2}{2} = \pi,$$

$$\gamma + \frac{\varepsilon_{gr}\left(\frac{3}{2}t_0\right)^2}{2} = 2\pi.$$

Z rozwiązania powyższego układu równań otrzymujemy

$$\gamma = \pi\frac{7}{8},$$

$$\varepsilon_{gr} = \frac{12}{t_0^2} \simeq \frac{1}{2t_0^2}\ Hz/s,$$

$$s_{gr} = \frac{\varepsilon_{gr} t_0}{\omega_1}\frac{3}{2} = \frac{3}{4t_0 f_{sieci}} = \frac{3}{2}s_0.$$

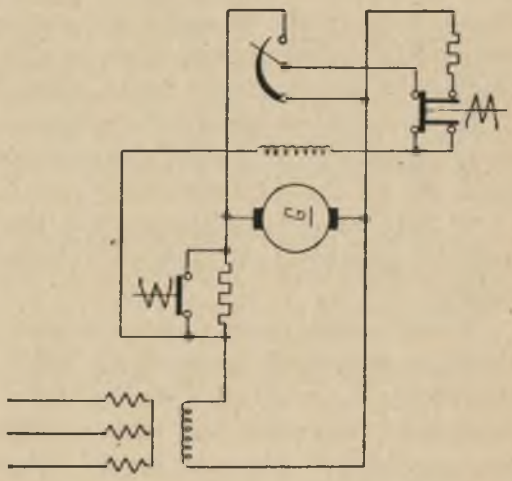
Powyższe zależności należy wziąć pod uwagę przy nastawieniu przekaźnika kontroli poślizgu, o ile przyjęto rozwiązanie samosynchronizacji przy większej nadwyżce momentu turbiny idącej na przyśpieszenie mas.

Opisane wyżej relacje dotyczą przypadku znamionowego zasilania cewek przekaźnika mocowego; dane znamionowe wyznaczono laboratoryjnie.

Przy obniżkach napięcia sieci, obniżkach częstotliwości i zmianach napięcia remanentu w granicach praktycznie spotykanych, nie zmieniają się praktycznie przedziały poślizgów działania przekaźnika.

Na podstawie badań i pomiarów całego zespołu przekaźników w laboratorium ZEOP, oraz przy zastosowaniu do samosynchronizacji szeregu generatorów stwierdza się w pełni zadowalającą pracę układu przekaźnikowego.

Generatory wyposażone w automaty gaszenia pola o układzie przedstawionym na rysunku 7 (tzw. gaszenie oscylacyjne) wykazują bardzo zmienne i niewielkie napięcia remanentu. Dla przystosowania tych generatorów do samosynchronizacji zaleca się dodatkowe wyposażenie układu automatyki w 3-stopniowy stabilizator lampowy wzmacniający napięcie remanentu do napięcia 100 V.



Rys. 7. Schemat gaszenia pola z odwróceniem napięcia wzbudnicy

Stabilizator lampowy jest prostym 3-stopniowym wzmacniaczem o mocy wyjściowej rzędu 2...3 W. Pierwszy stopień stabilizatora jest wzmacniaczem napięciowym, stopień drugi stanowi ogranicznik amplitudy, stopień trzeci jest wzmacniaczem mocy. (Opisany wyżej układ przekaźnika kontroli poślizgu przy odpowiednim doborze uzwojeń cewek może służyć do kontroli poślizgu. Wzmocnione napięcie remanentu przyłącza się zwykle do frekwencjomierza (np. 2-systemowego) dla orientacyjnego porównania ze wskazaniami częstotliwości sieci.

Dla uniknięcia ewentualnych napięć pasożytniczych, które przy małych napięciach remanentu mogą być współmierne ze zmierzonym napięciem generatora (napięcia od sprzężeń galwanicznych czy indukcyjnych), należy przyłączyć się do zacisków nie uziemionych. Prądami pasożytniczymi są zwykle częstotliwości pracujących równolegle generatorów, a zatem częstotliwości sieci. Prądy te przy odpowiednio dużej amplitudzie zasilając cewkę przekaźnika kontroli poślizgu mogłyby w zależności od przypadkowego kąta fazowego względem przyłożonego do cewki napięciowej przekaźnika napięcia sieci rozwinąć znaczny moment układu cewek, doprowadzając do fałszywego działania układu.

3.2. Układ półautomatycznej samosynchronizacji

Zrównanie częstotliwości generatora z częstotliwością sieci odbywa się ręcznie przez sterowanie dopływu pary (albo wody przy hydrogeneratorze).

Przy osiągnięciu dopuszczalnego poślizgu następuje automatyczne załączenie wyłącznika, a następnie automatu gaszenia pola generatora.

Rysunek 4 przedstawia schemat ideowy automatyki synchronizacji przy użyciu przekaźnika kontroli poślizgu.

Uruchomienie automatyki samosynchronizacji jest uwarunkowane przez blokowanie za pomocą styków pomocniczych na AGP i na regulatorze wzbudzenia od stanu wyłączonego automatu gaszenia pola oraz nastawienia ręcznego regulatora wzbudzenia na położenie odpowiadające prądowi wzbudzenia przy biegu jałowym generatora.

Gotowość do uruchomienia automatyki samosynchronizacji po wykonaniu opisanych czynności przygotowawczych można stwierdzić przez zapalenie się żarówki sygnalizacyjnej *L*.

W takt pracy przekaźnika kontroli poślizgu lampa ta zaświeca się pełnym światłem, co pozwala obsłudze śledzić proces samosynchronizacji.

Z chwilą osiągnięcia dopuszczalnego poślizgu przekaźnik czasowy *RZf* wzbudza przekaźnik pomocniczy *RH40*, który załącza wyłącznik mocy. Doprowadzenie generatora do obrotów podsynchronicznych sterowane jest z nastawni. Wskazane jest takie wyregulowanie sterowania serwomotoru, aby zwiększanie obrotów mogło odbywać się przez ciągłe naciskanie przycisku serwomotoru.

Jeżeli przy tym przyśpieszenie okazałoby się zbyt duże (większe od 0,5...1 Hz/sek.), należy w obwód twornika serwomotoru włączyć dodatkowy opór szeregowy. Jeżeli takie zwolnienie szybkości serwomotoru jest niepożądane dla normalnej pracy generatora, można wprowadzić osobny przycisk dla załączenia serwomotoru przy samosynchronizacji (z oporem dodatkowym) i osobny dla normalnej pracy (bez oporu dodatkowego).

Styk pomocniczy wyłącznika mocy po przyłączeniu generatora do sieci załącza uzwojenie wzbudzenia na twornik wzbudnicy.

Celowe jest takie rozwiązanie automatu gaszenia pola generatora, zwykle sprzężonego z automatem odwzbudzenia wzbudnicy, by załączenie uzwojenia wzbudzenia odbywało się na wzbudzoną już uprzednio wzbudnicę. W ten sposób eliminuje się czas samowzbudzenia wzbudnicy trwający zwykle około 2 sekund.

Urządzenie dla samosynchronizacji zostaje automatycznie wyłączone po przyłączeniu generatora do sieci.

3.3. Układ pełnej automatyki samosynchronizacji

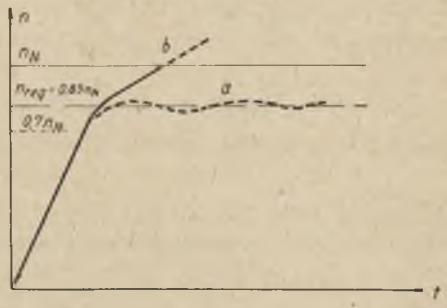
Rozruch agregatu do szybkości podsynchronicznej odbywa się automatycznie. Przy osiągnięciu dopuszczalnego poślizgu następuje automatyczne przyłączenie do sieci i wzbudzenie do nastawionej wartości. Generator przygotowany jest do przyjęcia obciążenia biernego i czynnego.

Przepisy rozruchu turbogeneratorów wykluczają w zasadzie przyjęcie zupełnej automatyzacji samosynchronizacji, natomiast nadaje się ona doskonale dla hydrogeneratorów i umożliwia najszybsze przejście agregatu z postoju do pełnego obciążenia (ma to szczególne znaczenie dla hydroelektrowni będących elektrowniami szczytowymi).

Automatyka prócz kontroli poślizgu musi zapewnić żądane minimalne przyśpieszenia w chwili samosynchronizacji poniżej dopuszczalnych. Należy wziąć pod uwagę, że mechaniczny regulator szybkości turbiny w miarę nabierania obrotów przy rozruchu sprowadza łopatki kierownicy od początkowego kąta otwarcia do położenia odpowiadającego nastawionej szybkości regulatora.

Dla zmniejszenia czasu rozruchu początkowy kąt otwarcia kierownicy przyjmuje się przeważnie jako większy od końcowego. Układ regulacyjny wówczas doprowadza do nastawionych obrotów zwykle w sposób periodyczny tłumiony.

Wskutek bezwładności układu regulacyjnego następuje chwilowe przeregulowanie.

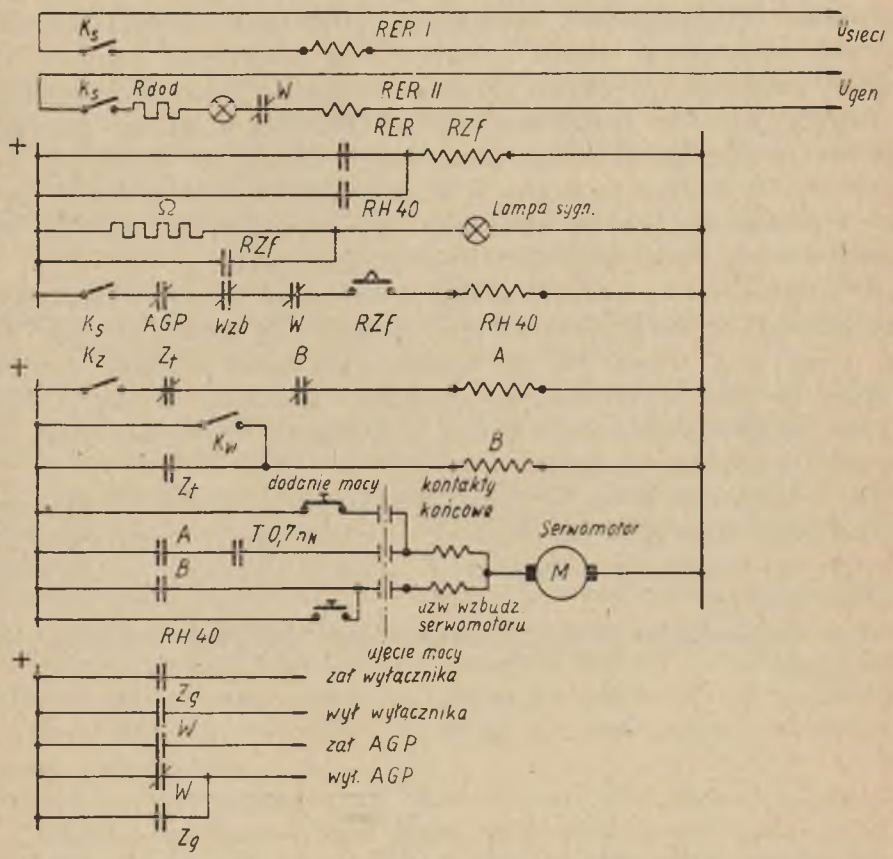


Rys. 8. Ideowy przebieg obrotów wirnika przy samosynchronizacji automatycznej hydrogeneratora

Zasada realizacji automatycznej samosynchronizacji jest następująca: Mechaniczny regulator obrotów nastawia się na obroty rzędu 0,85 n_N. Układ przekaźnikowy kontroli poślizgu uzupełniony jest przekaźnikiem obrotów (przekaźnik nadnapięciowy) zasilanym napięciem dodatkowej tachoprądnicy. Przy osiągnięciu obrotów rzędu 0,7 n_N przekaźnik ten daje impuls na serwomotor dopływu wody.

Pod wpływem wolno narastającej nadwyżki momentu turbiny generator zwiększa stopniowo obroty według krzywej *b* na rys. 8.

Rysunek 9 przedstawia ideowy schemat automatyki samosynchronizacji uwzględniający tylko zasadnicze elementy automatyki.



Rys. 9. Ideowy schemat układu samosynchronizacji automatycznej hydrogeneratora

Oznaczenia:

RER I, RH 40, RZf — przekaźniki kontroli poślizgu
A — przekaźnik uruchomienia turbiny
B — przekaźnik wyłączenia turbiny
W — kontakty pomocnicze wyłącznika
AGP — kontakty pomocnicze automatu gaszenia
Z_g — kontakty wyjściowe zabezpieczenia generatora
Z_t — kontakty zabezpieczenia turbiny
T_c, 7 *nN* — kontakt przekaźnika obrotów
K_s — klucz samosynchronizacji
K_z — klucz uruchomienia turbiny
K_w — klucz zatrzymania turbiny
—|— — kontakt czynny
—|— — przekreślony (jak na rys.) — kontakt bierny

Przy osiągnięciu dopuszczalnego poślizgu następuje automatyczne załączenie wyłącznika, *AGP* i wzbudzenie generatora. Po samosynchronizacji generator przygotowany jest do przyjęcia obciążenia. Nastawienia obrotów regulatora oraz napięcia przekaźnika obrotów należy dokonać po oszacowaniu (na podstawie statystyk hydroelektrowni) poniżej ruchowej frekwencji sieci w okresach awaryjnych.

4. Korzyści wynikające z wprowadzenia samosynchronizacji w hydroelektrowniach

Proces przyłączenia generatorów synchronicznych do pracy równoległej sposobem samosynchronizacji odznacza się — w porównaniu z synchronizacją dokładną — dużą prostotą i daje się łatwo przeprowadzić zarówno ręcznie, jak i automatycznie. Przy samosynchronizacji ręcznej na przebieg procesu nie mają w zasadzie wpływu takie indywidualne cechy osoby łączącej, jak: wprawa, szybkość orientacji, stan nerwowy, decydujące o prawidłowym przeprowadzeniu synchronizacji dokładnej.

Automatyzacja procesu samosynchronizacji jest łatwa.

Urządzenia do automatycznej lub półautomatycznej samosynchronizacji są dużo prostsze i tańsze od odpowiednich urządzeń do synchronizacji dokładnej.

Szczególnie układy do samosynchronizacji półautomatycznej (automatyczne określenie momentu załączania i zautomatyzowane operacje łączeniowe) odznaczają się wielką prostotą i mogą być wykonane łatwo sposobem gospodarczym z dostępnej w kraju aparatury.

Dzięki dużym dopuszczalnym różnicom częstotliwości sieci i generatora przyłączanego sposobem samosynchronizacji (rząd 5%, gdy tymczasem przy synchronizacji dokładnej rząd 0,05%), doprowadzenie generatora do odpowiednich obrotów przez ręczne zdalne regulowanie turbiny jest niezmiernie proste. Dlatego też układy do półautomatycznej samosynchronizacji pozwalają na szybkie i niezawodne włączenie generatora do pracy równoległej i mogą być uznane za urządzenia pełnowartościowe.

Całkowicie automatyczna samosynchronizacja hydrogeneratorów umożliwia najszybsze przejście agregatu z postoju do pełnego obciążenia. Ma to szczególne znaczenie dla hydroelektrowni szczytowych.

W czasie prób i pomiarów samosynchronizacji w jednej hydroelektrowni systemu ZEOPd doprowadzono hydrogenerator do normalnej pracy równoległej w ciągu 90 sekund od chwili uruchomienia turbiny. Samosynchronizacja hydrogeneratorów umożliwia poza tym niezwykle prostą automatykę SPZ linii wiążących elektrownię wodną ze systemem. Przy zwarciu na linii (np. wskutek przeskoku na izolatorach) następuje chwilowe automatyczne odłączenie obustronne linii, po czym generator po wygaszeniu pola i zregulowaniu obrotów do poślizgu rzędu 5% załączony jest metodą samosynchronizacji z powrotem na linię przyłączoną uprzednio do systemu po przerwie beznapięciowej. Cały taki cykl SPZ trwa od 5 do 6 sek.

W przypadku kilku pracujących równolegle hydrogeneratorów elektrowni, dla uniknięcia nadmiernych spadków napięcia w momencie samosynchronizacji, można zastosować prostą automatykę załączającą oddzielnie (albo grupowo) poszczególne generatory według przyjętej kolejności czasu.

Ze względu na dużą reaktancję przejściową oraz zwykle słabe powiązanie hydroelektrowni z systemem maksymalne wartości składowej zmiennej prądu łączeniowego leżą znacznie poniżej dopuszczalnej wartości. Za wartość dopuszczalną uważa się przy tym dla podprzejściowej składowej zmiennej prądu łączeniowego 4-krotną wartość prądu znamionowego, a w przypadku hydrogeneratorów nie wykazujących składowej podprzejściowej (brak uzwojeń tłumiących), dla składowej przejściowej prądu przyłączenia 3,5-krotną wartość prądu znamionowego.

W przypadku samosynchronizacji hydrogeneratora na szyny elektrowni, do których przyłączone są równolegle pracujące sąsiednie generatory, mogą wystąpić nadmierne zwyżki prądu szkodliwe dla wytrzymałości uzwojeń twornika i w związku z tym wprowadzenie metody samosynchronizacji dla każdej jednostki winno być poprzedzone indywidualnymi pomiarami.

5. Zastosowanie samosynchronizacji przy rozruchu kompensatorów

Szerokie zastosowanie winna znaleźć samosynchronizacja dla kompensatorów synchronicznych rozruszanych osobnym silnikiem do obrotów podsynchronicznych.

Pomiary i badania oscylograficzne wykazały szybkie osiąganie obrotów synchronicznych przy przyłączaniu w przypadku nawet dużych poślizgów rzędu 10%, bez nadmiernych udarów prądowych. Po włączeniu do sieci kompensatora z wirnikiem zamkniętym oporem gaszącym należy analogicznie jak przy generatorach szybko przyłączyć prąd stały do uzwojenia wzbudzenia.

Użycie samosynchronizacji kompensatorów pozwoliło w szeregu wypadków rozwiązać rozruch za pomocą własnej wzbudnicy pracującej w okresie rozruchu w układzie silnikowym, zasilanej ze źródła prądu stałego.

Dzięki temu, że odpada tu konieczność wzbudzenia kompensatora do napięcia sieci w celu synchronizacji dokładnej, otrzymuje się znaczną obniżkę strat, a zatem jednocześnie zmniejszenie koniecznego momentu przy rozruchu.

Ponieważ poza tym niekonieczna jest pełna szybkość znamionowa w chwili przyłączania do sieci, udało się tą metodą (przy użyciu własnej wzbudnicy) rozruszać kompensatory do mocy rzędu 2...4 MVA, co ma

obecnie szczególne znaczenie przy wykorzystaniu starych nie pracujących już generatorów do poprawy współczynnika mocy.

Opracowano i zaprojektowano dla jednej z kopalń automatykę takiego rozruchu dla kompensatora mocy 3 MVA.

Wpłynęło 1. IX, 1954 r.

LITERATURA

[1] И. А. Сиромятников, *Режимы работы сынхронных генераторов*, Госэнергоиздат, Москва 1952.

[2] W. Kołek, W. Paszek, J. Kubek, *Samosynchronizacja generatorów synchronicznych*, Praca Katedry Maszyn Elektrycznych Politechniki Śląskiej, 1954.