

Zapasowe agregaty prądotwórcze z silnikami wysokoprężnymi w elektrowniach jądrowych. Część 2

Emergency Diesel Generators in Nuclear Power Plants. Part 2

Jacek Nowicki

Państwowa Agencja Atomistyki, Departament Bezpieczeństwa Jądrowego, Wydział Oceny i Zezwoleń

Streszczenie: Kontynuujemy rozpoczęty w numerze 3/2025 „Biuletynu BJOR” temat zapasowych agregatów prądotwórczych z silnikami wysokoprężnymi w elektrowniach jądrowych. W poniższej, drugiej części artykułu omówione są zagadnienia związane z obciążeniami wnoszonymi przez urządzenia elektryczne potrzeb własnych elektrowni, które w sytuacji awaryjnej zasilane są z agregatów, problemy regulacji prędkości obrotowej i synchronizacji, wymagań projektowych, zabezpieczeń przekaźnikowych, kwalifikacji producenta i prób w miejscu zainstalowania. Omówiono także zewnętrzne źródła zasilania elektrycznego zgodne ze strategią FLEX wprowadzone w konsekwencji wniosków wyciągniętych z katastrofy w Fukushima, a także alternatywne jednostki zasilania zapasowego z napędami innych rodzajów niż spalinowe silniki wysokoprężne.

Słowa kluczowe: Zapasowe agregaty prądotwórcze z silnikami Diesla, spalinowe silniki wysokoprężne, zasilanie zewnętrzne i miejscowe urządzeń energetycznego bloku jądrowego, bezpieczeństwo zasilania urządzeń elektrycznych klasy 1E.

Abstract: We continue the topic of backup diesel generators in nuclear power plants, which we began in issue 3/2025 of the „BJOR Bulletin”. The second part of this article discusses issues related to the loads imposed by the power plant’s auxiliary electrical equipment, which in an emergency is powered by the Diesel generators, problems of speed control and synchronization, design requirements, relay protection, manufacturer qualifications, and on-site testing. External power sources consistent with the FLEX strategy, implemented as a result of lessons learned from the Fukushima disaster, are also discussed. Last but not least we present alternative backup power units powered by engines other than Diesels.

Keywords: Emergency Diesel Generators in nuclear power plants, internal combustion Diesel engines, offsite and onsite power supply of nuclear power plants, safety of power supply of Class 1E electrical equipment.

1. Zapasowe agregaty prądotwórcze w układach potrzeb własnych energetycznego bloku jądrowego

Główne zapasowe agregaty prądotwórcze energetycznego bloku jądrowego przeznaczone są do dostarczania mocy jednostkowej dochodzącej do kilku megawatów. Na terenie jednego bloku zainstalowane jest od dwóch do czterech dużych agregatów, często uzupełnionych mniejszymi jednostkami. Duże agregaty wraz z większością ich instalacji towarzyszących montowane są w oddzielnych budyn-

kach położonych w odległości kilkudziesięciu metrów od zabudowań wyspy jądrowej i wyspy turbinowej. Wymogi, które pojawiły się po atakach terrorystycznych w dniu 11 września 2001 roku, wymusiły na projektantach rozdzielanie miejsc zainstalowania agregatów w taki sposób, aby w przypadku uderzenia dużego samolotu w budynki elektrowni jądrowej przynajmniej część z nich pozostała nienaruszona. Rozwiązanie takie zastosowano w bloku typu EPR, w którym budynki agregatów rozmieszczono po dwóch stronach głównych zabudowań obiektu. Podczas katastrofy w elektrowni Fukushima Daiichi w 2011 roku

uderzenie fali tsunami spowodowało zalanie wodą morską pomieszczeń agregatów prądotwórczych i tym samym ich unieruchomienie. Brak czynnych agregatów przyczynił się do katastrofalnej awarii trzech bloków, w których doszło do stopienia rdzeni reaktorów. Po Fukushima operatorzy elektrowni jądrowych na całym świecie, przy współpracy instytucji dozorowych, przystąpili do wzmocnienia i ulepszenia systemów miejscowego zasilania prądu przemiennego, instalując dodatkowe agregaty prądotwórcze, poprawiając zabezpieczenie ich pomieszczeń przed działaniem czynników zewnętrznych – takich jak zalanie wodą oraz umożliwienie względnie łatwego podłączania dodatkowych agregatów z zewnątrz bloku. W 2014 roku konsorcjum firm EES-Clemessy, ABC i ORYS uzyskało od Électricité de France kontrakt obejmujący dostawę, montaż i techniczne wsparcie cyklu eksploatacji awaryjnych agregatów prądotwórczych dla 36 francuskich bloków jądrowych o mocy elektrycznej 900 i 1450 MW (fot. 1).

Generatory dużych agregatów prądotwórczych pracują na napięciu średnim (SN). Typowymi wartościami napięć średnich układów potrzeb własnych w elektrowniach europejskich są 6 i/lub 10 kV (przy znamionowej częstotliwości sieci napięcia przemiennego wynoszącej 50 Hz). Dotyczy to oczywiście obiektów energetycznych w krajach świata korzystających z normalizacji Międzynarodowej Komisji Elektrotechnicznej (IEC). W przypadku elektrowni

północnoamerykańskich i innych krajów podążających za normalizacją amerykańską (ANSI/IEEE) stosowane są napięcia 4,16 kV i/lub 6,9 kV, a sporadycznie także 11,0 i 13,8 kV (częstotliwość znamionowa sieci równa 60 Hz).

Mniejsze zapasowe agregaty prądotwórcze o mocach do 100 kW mogą dostarczać energii elektrycznej bezpośrednio do systemów potrzeb własnych pracujących na napięciach niskich: 230 V / 400 V i 400 / 690 V (IEC) lub 120 V / 208 V i 277 V / 480 V (ANSI/IEEE), a za pośrednictwem prostowniczych układów energoelektronicznych do instalacji prądu stałego (fot. 2).

We współczesnych energetycznych blokach jądrowych ilość energii elektrycznej zużywanej na potrzeby własne uzależniona jest od rodzaju reaktora. W przypadku reaktorów wodno-ciśnieniowych (PWR) jest to 6,0–8,5%, reaktorów wrzących (BWR) 6,5–9,5% i ciśnieniowych ciężkowodnych (PHWR) 7,0–11,5% [13].

Większość spośród urządzeń potrzeb własnych energetycznego bloku jądrowego stanowią napędy elektryczne pomp wodnych z silnikami indukcyjnymi. Suma obciążeń wnoszonych przez silniki elektryczne tych urządzeń w normalnym stanie pracy stanowi około 80% całości mocy potrzeb własnych bloku energetycznego. Na przykład dla bloku jądrowego II generacji z reaktorem wodno-ciśnieniowym o mocy elektrycznej netto 1000 MW moc głównych pomp obiegowych wynosi 10 MW, pomp wody zasilającej 22 MW, pomp wody chłodzącej 12 MW, pomp



Fot. 1. Standardowe budynki zapasowych agregatów prądotwórczych we francuskich elektrowniach jądrowych (fot. Clemessy, la marque d'Eiffage Énergie Systèmes).

Photo 1. Standard backup emergency Diesel generator buildings in French nuclear power plants (photo: Clemessy, Eiffage Énergie Systèmes).



Fot. 2. Zapasowy agregat prądotwórczy w pierwszym bloku tureckiej Elektrowni Jądrowej Akkuyu. Każdy z czterech bloków będzie wyposażony w trzy takie jednostki (fot. Akkuyu NPP).

Photo 2. Emergency Diesel Generator in the first unit of Turkish Akkuyu Nuclear Power Plant. Each of the four plant's units will be equipped with three EDGs (photo: Akkuyu NPP).

skroplin 4 MW, zaś pozostałych odbiorników 10 MW (wartości przybliżone według [13]).

Kolejne około 20% mocy przypada na pozostałe odbiorniki – np. napędy elektryczne dźwigów, suwnic i innych urządzeń transportu bliskiego, wentylatorów, sprężarek, siłowniki elektryczne zaworów, wyposażenie elektryczne stabilizatora ciśnienia (przede wszystkim jego grzałki rezystancyjne), mechanizmy podnoszenia i opuszczania prętów sterujących reaktora, aparatura kontrolno-pomiarowa i automatyka, systemy oświetlenia i inne. Połączenie z systemami niskich napięć potrzeb własnych stanowią transformatory SN/nn zasilające szyny zbiorcze rozdzielnic niskich napięć (ang. *Load Centers* – LC) i rozdzielnic przeznaczonych do sterowania silnikami elektrycznymi (ang. *Motor Control Centers* – MCC) [12, 13].

W amerykańskiej energetyce jądrowej w okresie około 70 lat jej historii wykorzystywano agregaty następujących producentów: ALCO Power, Caterpillar-Milton, Cooper Bessemer, Electro Motive – General Motors, Fairbanks Morse/Colt, Nordberg Manufacturing, Transamerica Delaval i Worthington Corporation. W Europie Zachodniej były to m.in. marki: Alstom (Francja), MAN i MTU (Niemcy), NOHAB (Szwecja), SACM (Francja), w Japonii: Kawasaki, Mitsubishi, Toyo, Taiyo i Yanmar, w Korei Południowej Hyundai, w Chinach: Hechai, Shaanxi, CSSC Xi'an, w Rosji: Uralski Zakład Silników Wysokoprężnych.

Warto tu wspomnieć, że zapasowe agregaty prądotwórcze przeznaczone dla elektrowni jądrowych produkowano w przeszłości także w Polsce. W Zakładach Urządzeń

Technicznych (ZUT) „Zgoda” w Świętochłowicach w latach siedemdziesiątych i osiemdziesiątych zbudowano agregaty dostarczone do bułgarskich elektrowni jądrowych Kozloduj i Belene (niezrealizowanej), a także dla EJ Temelin w ówczesnej Czechosłowacji. W tymże zakładzie produkcyjnym zamówiono agregaty dla Elektrowni Jądrowej Żarnowiec, z której każdy blok typu WWR-440 miał być wyposażony w trzy jednostki dieslowskie o mocy jednostkowej 2,8 MW. Niestety świętochłowickie zakłady nie przetrwały do czasów współczesnych: zostały postawione w stan upadłości w 2008 roku, a obecnie nawet zajmowane przez nie budynki i hale produkcyjne zostały rozebrane.

Od początku istnienia energetyki jądrowej utrzymanie ciągłości zasilania układów potrzeb własnych bloku było wyzwaniem o priorytetowym znaczeniu ze względu na dążenie do ochrony przed przegrzaniem rdzenia reaktora jądrowego na skutek pogorszenia się warunków chłodzenia spowodowanych np. zatrzymaniem się pomp chłodziwa. W reaktorach energetycznych I i II generacji priorytetowym zadaniem przy awaryjnym wyłączeniu było utrzymanie zasilania elektrycznego układów służących opanowaniu odbioru ciepła z rdzenia: pomp wtrysku wysokociśnieniowego i niskociśnieniowego (zapewniających wtrysk wody borowej do wnętrza reaktora w celu jego schłodzenia i spowolnienia reakcji jądrowej), chłodzenia powyłaczeniowego oraz systemu spryskiwania wnętrza obudowy bezpieczeństwa. Pompy te napędzane elektrycznie z zapasowych agregatów prądotwórczych zapewniały

dostawę wody ze zbiorników zainstalowanych wewnątrz i na zewnątrz budynku reaktorowego.

Zapewnienie ciągłej i niezawodnej dostawy energii elektrycznej z agregatów prądowłrczych, w przypadku niedostępności innych źródeł zasilania o względnie dużej mocy, miało dotychczas podstawowe znaczenie dla bezpieczeństwa jądrowego. Stąd też agregaty zaliczały się do najwyższej klasy urządzeń z punktu widzenia zapewnienia bezpieczeństwa (według klasyfikacji amerykańskiej *Class 1E*). Jak już wspomniano w części pierwszej niniejszego opracowania, nowoczesne projekty reaktorów generacji III/III+ (np. AP1000, ESBWR, BWRX-300) do realizacji scenariuszy bezpieczeństwa związanych z wyłączeniem i chłodzeniem reaktora w stanie awaryjnym nie potrzebują już koniecznie zasilania prądem przemiennym z agregatów prądowłrczych lub zewnętrznej sieci energetycznej. Stąd też w tych konstrukcjach nawet agregaty o mocy znamionowej wynoszącej kilka megawatów nie są klasyfikowane jako ważne dla bezpieczeństwa (ang. *important to safety*). Bardzo prosta definicja dzieląca w praktyce amerykańskiej energetyki jądrowej systemy i urządzenia na istotne i nieistotne z punktu widzenia bezpieczeństwa jądrowego (ang. *Class 1E* i *non-Class 1E*) w praktyce amerykańskiego dozoru uzupełniona została o kategorię urządzeń RTNSS (ang. *Regulatory Treatment of Nonsafety Systems*), które U.S. Nuclear Regulatory Commission sprawdza i kontroluje, mimo, że formalnie nie należą do klasy 1E. I właśnie do kategorii urządzeń RTNSS zaliczone zostały duże (2 5,2 MW) agregaty prądowłrcze bloku AP1000.

Agregaty prądowłrcze przejmują zasilanie układów potrzeb własnych elektrowni w sytuacji, gdy z różnych przyczyn energia elektryczna z głównego generatora energetycznego bloku jądrowego jest niedostępna, a jednocześnie nie ma możliwości zasilania układów potrzeb własnych z sieci energetyki zawodowej. Po zaniku napięcia na poszczególnych szynach rozdzielni średnich napięć bloku zasilane z nich odbiorniki są odłączane. W tym samym czasie następuje rozruch agregatu prądowłrczego. Gdy osiągnie on już zdolność do przejmowania obciążeń, poszczególne odbiorniki energii elektrycznej są przyłączane ponownie do szyn zbiorczych, zasilane już z agregatu prądowłrczego. Następuje to według ściśle określonej sekwencji operacji sterowanej przez układy automatyki.

Jak już wspomniano, w ogromnej większości eksploatowanych obecnie elektrowni jądrowych zapassowe agregaty prądowłrcze są urządzeniami ważnymi dla bezpieczeństwa jądrowego realizującymi przypisane im funkcje krytyczne, będąc zaprojektowane w taki sposób, aby uruchamiać się i przyjmować obciążenie niezbędne do obsługi krytycznych podzespołów, jak układ awaryjnego chłodzenia rdzenia reaktora ECCS (ang. *Emergency Core Cooling System*), co jest niezbędne do jego kontrolowanego wyłączenia w sytuacji awaryjnej i uniknięcia cieplnego uszkodzenia zespołów paliwa jądrowego. Dla

zachowania odpowiedniego marginesu bezpieczeństwa w reaktorach nieposiadających nowoczesnych systemów pasywnych maksymalne opóźnienie w dostarczeniu napięcia z rezerwowego źródła dla odbiorów zasilanych w pierwszej kolejności nie może przekraczać 10–12 sekund. Po otrzymaniu sygnału startu agregat prądowłrczy uruchamia się, osiąga prędkość znamionową oraz napięcie i częstotliwość znamionową. Generator przyjmuje pierwszy stopień obciążenia (np. 50%) w tym początkowym przedziale czasu i jest w pełni obciążany (lub „szybko obciążany” – ang. *fast loaded*) w ciągu około 60 sekund. W przypadku dwóch agregatów SBDG (ang. *Stand-By Diesel Generators*) w bloku AP1000 (np. Vogtle 3 i 4) każdy z nich może automatycznie uruchomić się, rozpędzić do znamionowej prędkości obrotowej, osiągnąć znamionowe napięcie generatora, aby być gotowym do przejęcia zasilania obciążenia projektowego w ciągu 120 sekund od otrzymania sygnału startu (ręcznego lub automatycznego).

2. Charakterystyka obciążeń wnoszonych przez odbiorniki potrzeb własnych energetycznego bloku jądrowego

Do prawidłowego dopasowania agregatu prądowłrczego do odbiorników energii elektrycznej, konieczna jest znajomość ich charakterystyk obciążenia w stanach przejściowych i ustalonych. Znaczenie ma również kolejność sekwencyjnego obciążania odbiornikami podczas przejmowania zasilania przez agregat, zarówno przy sterowaniu automatycznym, jak i ręcznym. Sekwencyjne przejmowanie zasilania elektrycznego urządzeń potrzeb własnych musi być zgodne z potrzebami technologicznymi bloku przy nadrzędnym kryterium zapewnienia bezpieczeństwa. Przyjmuje się przy tym założenie wystąpienia w obwodach zasilających potrzeby własne najtrudniejszych możliwych warunków [9].

Obciążenia występujące w obwodach zasilania potrzeb własnych bloku jądrowego podzielić można na charakterystyczne dla: odbiorników o stałej mocy (ang. *constant power*), odbiorników o stałej impedancji (ang. *constant impedance*) i stałym poborze prądu (ang. *constant current*).

a) Obciążenia wnoszone przez silniki indukcyjne charakteryzują się stałą wartością mocy pozornej (wyrażonej w kVA) przy wahaniami napięcia na zaciskach. Warto w tym miejscu zwrócić uwagę na fizyczną interpretację impedancji silnika indukcyjnego reprezentowanego jako liczba zespolona złożona z rezystancji i reaktancji indukcyjnej. Otóż rezystancja wynika niemal wyłącznie z momentu obrotowego na wale silnika obciążonego przez np. pompę wody, podczas gdy reaktancja stanowi konsekwencję elektromagnetycznej konstrukcji silnika: jego uzwojeń i rdzeni ferromagnetycznych stojana i wirnika. Silnik indukcyjny odznacza się stałą mocą pozorną, zatem na przykład: spadek

napięcia zasilającego powoduje wzrost pobieranego przez niego prądu. Przesunięcie punktu pracy w kierunku zmniejszonego napięcia zasilania i podwyższonego prądu powoduje w konsekwencji wzrost strat rezystancyjnych w uzwojeniach silnika, a zatem ich zwiększone nagrzewanie.

Przy modelowaniu obciążeń wnoszonych przez poszczególne urządzenia elektryczne bloku w programach komputerowych służących opracowaniu sekwencji obciążeń dla zapasowych agregatów prądotwórczych uwzględnia się następujące dane techniczne dużych silników indukcyjnych [9]:

- Napięcie znamionowe, częstotliwość znamionową, znamionową prędkość obrotową.
- Moc znamionową i moc maksymalną przy określonych warunkach pobieranego prądu, współczynnika mocy (około 0,85) i sprawności (około 92%).
- Charakterystykę silnika przy zahamowanym wirniku przy napięciu znamionowym, w tym współczynnik mocy rozruchowej i prąd zablokowanego (zwarłego) wirnika (jako procent pełnego obciążenia znamionowego). Prąd przy zahamowanym wirniku jest 6,0–6,5-krotnie większy od prądu znamionowego (około 7,3–8,0 kVA/kW), współczynnik mocy przy zahamowanym wirniku wynosi około 0,2.
- Warunki przyspieszania przy znamionowym i minimalnym wymaganym napięciu rozruchowym, na przykład 75%, w tym charakterystyka rozruchowa (prąd w funkcji czasu); czas przyspieszania wynosi 2,5–4,0 s (pod obciążeniem) i 1,5 s (bez obciążenia).
- Maksymalną moc wyjściową, jaką silnik może wygenerować, zanim jego prędkość znacznie spadnie do zera, zazwyczaj z powodu osiągnięcia momentu krytycznego. Jest to punkt, po przekroczeniu którego nie jest już w stanie utrzymać znamionowej prędkości obrotowej pod obciążeniem.

W rozważaniach dotyczących zasilania silników indukcyjnych powinno się uwzględnić spadki napięć na zaciskach silnika wynikające ze strat w transformatorze oraz w przewodach sieci dystrybucyjnej bloku energetycznego.

Jak już wspomniano powyżej, przy pełnym napięciu zasilania silnik indukcyjny pobiera prąd rozruchowy kilkakrotnie większy od znamionowego prądu obciążenia w warunkach normalnej pracy. Te nagłe, duże wzrosty prądu pobieranego z agregatu prądotwórczego wynikające z rozruchu silników indukcyjnych mogą być przyczyną znacznych spadków napięcia. Obniżony poziom napięcia zasilania może uniemożliwić prawidłowy rozruch silnika indukcyjnego (tj. przyspieszenie jego prędkości obrotowej do wartości znamionowej w wymaganym czasie) lub spowodować spowalnianie prędkości obrotowej lub nawet brak rozruchu. Wnosi to za sobą poważne konsekwencje dla poszczególnych instalacji elektrowni, w których pompy lub siłowniki elektryczne zaworów pracują wadliwie lub nie dają się uruchomić. Inne odbiorniki energii elektrycznej

wrażliwe na poziom napięcia zasilającego mogą również zostać „utracone” z powodu zbyt niskiego napięcia lub wyłączenia współdziałających z nimi styczników (następuje to na ogół przy spadku napięcia do poziomu 50–70% napięcia znamionowego cewki stycznika).

b) Obciążenia transformatorami SN/nn charakteryzują się stałą impedancją, a zatem zmieniają się proporcjonalnie do kwadratu napięcia na zaciskach obciążenia. Istotne dane obejmują moc znamionową transformatora (kVA), zmienność napięcia (stosunek spadku napięcia na transformatorze przy pełnym obciążeniu do jego napięcia znamionowego, wyrażoną w procentach) oraz prąd udarowy wzbudzenia transformatora (prąd udarowy transformatora przepływający przez jego uzwojenie pierwotne w momencie załączenia; prąd ten jest znacznie większy od prądu znamionowego i może osiągać nawet jego kilkakrotność).

c) Obciążenia półprzewodnikowymi układami energoelektroniki charakteryzują się stałym poborem prądu, a zatem wartość pobieranej przez nie mocy jest proporcjonalna do zmian napięcia zasilającego. Do układów energoelektronicznych energetycznego bloku jądrowego zaliczają się np. układy prostownikowe, falownikowe, przemienniki częstotliwości zbudowane na bazie elementów półprzewodnikowych dużej mocy, takich jak tyrystory, tranzystory (w tym np. IGBT), diody prostownicze itp. Niektóre z tych układów – jak np. przemienniki częstotliwości zastosowane w układach zasilania głównych pomp chłodzenia reaktora RCP (ang. *Reactor Coolant Pump*) bloku AP1000 charakteryzują się mocami rzędu kilku megawatów (w każdej z dwóch pętli chłodzenia obiegu pierwotnego pracują dwie takie pompy – razem więc 4). Wykorzystany tu trójfazowy przemiennik częstotliwości typu Perfect Harmony (produkowany pierwotnie przez Siemens, a obecnie przez firmę Innomotics) zastosowany w blokach Vogtle 3 i 4 charakteryzuje się mocą jednostkową transformatora wejściowego wynoszącą 1050 kVA (każdy z czterech takich przemienników zasila napęd elektryczny jednej pompy RCP).

d) Obciążenia rezystancyjne charakteryzują się stałą impedancją. Moc pobierana przez odbiornik zmienia się z kwadratem napięcia na zaciskach. Przykładem obciążeń rezystancyjnych zastosowanych w bloku z reaktorem wodno-ciśnieniowym są grzałki nurkowe zainstalowane wewnątrz stabilizatora ciśnienia. W bloku AP1000 maksymalna moc tychże grzałek wynosi 1600 kW.

Moc obciążenia zapasowego agregatu prądotwórczego jest zależna od częstotliwości generatora, gdy agregat pracuje w trybie utrzymania stałej częstotliwości (ang. *isochronous mode*). Zmiany częstotliwości wytwarzanego przez generator napięcia przemiennego uzależnione są od zakresu dokładności regulacji silnika wysokoprężnego napędzającego agregat. Zmienność obciążenia generatora

można obliczyć za pomocą praw powinowactwa (ang. *affinity laws*). Prawa powinowactwa służą do wyrażania zależności między zmiennymi wpływającymi na wydajność pompy lub wentylatora (takimi jak wysokość podnoszenia, objętościowe natężenie przepływu, prędkość obrotowa wału) a mocą. Mają one zastosowanie do pomp, wentylatorów i turbin hydraulicznych. W tych urządzeniach obrotowych rzeczne prawa mają zastosowanie zarówno do przepływów odśrodkowych, jak i osiowych. Przy stałej średnicy wirnika przepływ jest wprost proporcjonalny do prędkości wału. Z kolei ciśnienie lub wysokość podnoszenia pompy jest proporcjonalna do kwadratu prędkości wału, moc zaś jest proporcjonalna do sześciu prędkości wału.

Zmiany generowanego napięcia mają wpływ na odbiorniki o stałym poborze prądu i stałej impedancji – patrz punkty c) i d) powyżej. Straty rezystancyjne w systemie dystrybucyjnym potrzeb własnych bloku należy oszacować dla wszystkich kabli i transformatorów zasilanych z agregatu. Mogą one wynosić nawet 0,5% wartości mocy znamionowej agregatu.

3. Regulacja prędkości obrotowej i synchronizacja

W trybie regulacji prędkości obrotowej agregatu służącej utrzymaniu zadanej wartości częstotliwości (ang. *isochronous speed control mode*) chwilowa wartość mocy dostarczanej przez agregat prądowórczy jest regulowana w odpowiedzi na zmiany obciążenia. Regulacja ta odbywa się poprzez układ sterowania silnika wysokoprężnego.

W trybie regulacji prędkości obrotowej z dostosowaniem prędkości (ang. *droop speed control mode*) regulator silnika zmienia moment obrotowy agregatu pracującego równolegle z zespołem innych agregatów lub z siecią elektroenergetyczną. Chwilowa moc silnika spalinowego jest sterowana w odpowiedzi na różnicę pomiędzy zadaną prędkością obrotową (częstotliwością) a częstotliwością sieci.

Regulacja prędkości obrotowej agregatu współpracującego ze „sztywną” siecią energetyki zawodowej z dostosowaniem prędkości obrotowej odnosi się w istocie do faktu, że energia dostarczana do generatora agregatu jest sterowana w odpowiedzi na różnicę pomiędzy zadaną prędkością obrotową a rzeczywistą prędkością wału agregatu. Aby zwiększyć moc wyjściową generatora, zwiększa się zadaną prędkość silnika spalinowego. Ponieważ jednak prędkość wirowania pracującego na tym samym wale generatora jest narzucona przez częstotliwość sieci, tylko różnica wynikająca z błędu regulatora daje pole do zwiększenia energii dostarczanej w danej chwili przez agregat.

W przypadku pracy wyspowej niewielkiej liczby generatorów synchronicznych pracujących równolegle w tej samej sieci (jest to np. przypadek zasilania potrzeb włas-

nych bloku elektrowni z agregatów prądowórczych przy braku zasilania z generatora głównego i z sieci energetyki) jeden z nich pracuje na ogół w trybie utrzymywania stałej częstotliwości (na ogół w małej sieci jest to maszyna o największej mocy). Inne generatory włączone do tej samej sieci pracują w trybie dostosowania prędkości obrotowej do częstotliwości narzuconej przez agregat pracujący w trybie utrzymywania jej stałej wartości. Jest to sytuacja pożądana, gdyż jeśli dwa lub więcej generatorów synchronicznych w tej samej sieci pracuje w trybie utrzymywania stałej wartości częstotliwości, wówczas zaczynają one „rywalizować” o kontrolę częstotliwości, co może skutkować niebezpiecznymi oscylacjami napięcia. W krajowej sieci energetyki zawodowej wszystkie maszyny synchroniczne pracują w trybie regulacji z dostosowaniem prędkości, gdyż żadna z nich nie jest w stanie znacząco zmienić wartości częstotliwości sieciowej. Znaczące oddziaływanie na częstotliwość w tym przypadku mają zjawiska przeciążenia całej sieci zbyt dużą mocą przyłączonych do niej odbiorników lub poważne stany zakłóceń w sieci związane np. ze zwarciami doziemnymi lub międzyfazowymi.

4. Podstawowe wymagania projektowe

Wymagania projektowe dla zapasowych agregatów prądowórczych mających zapewniać zasilanie prądem przemiennym w elektrowniach jądrowych określa norma IEC/IEEE 6332-387:2024 [4]. Warto zwrócić tu uwagę, że po raz pierwszy standard ten opublikowany w ubiegłym roku ujednolicił wymagania zarówno dla krajów respektujących wymagania IEC, jak i IEEE. Wymagania określone w normie dotyczą zdolności mechanicznych i elektrycznych, parametrów związanych z mocą agregatu z uwzględnieniem specyfiki zastosowania w układach zasilania zapasowego elektrowni jądrowej oraz interakcji z innymi jej systemami.

Szczegółowe wymagania projektowe mają zastosowanie do poszczególnych podstawowych elementów składowych agregatu, tj. silnika wysokoprężnego, generatora, systemów sterowania, zabezpieczeń i nadzoru związanych bezpośrednio z agregatem prądowórczym oraz instalacji prądu przemiennego i prądu stałego, a także systemu dystrybucji energii elektrycznej prądu przemiennego, z którą współpracuje agregat (patrz p. 4 pierwszej części niniejszego artykułu).

W przypadku większości amerykańskich elektrowni jądrowych II generacji wymagania projektowe określają, że zapasowy agregat prądowórczy musi zachowywać zdolność do pracy w trakcie i po każdym zdarzeniu projektowym, w okresie obowiązywania licencji na eksploatację elektrowni. Agregat musi być zdolny do wykonania 4000 rozruchów i skumulowanego czasu pracy wynoszącego 6000 godzin. Określa się przy tym zakresy temperatury,

wilgotności i ciśnienia atmosferycznego oraz warunki sejsmiczne. Dopuszczalny poziom napromieniowania może wynieść 1,04 Sv zintegrowanej dawki promieniowania gamma. Zdolność agregatu do pracy powinna być zapewniona po zadziałaniu zabezpieczeń przeciwpożarowych. Określa się rodzaj i jakość paliwa, a także dopuszczalny poziom zanieczyszczeń w powietrzu zasysanym przez silnik spalinowy, jak również jakość wody użytkowej wykorzystywanej w instalacjach agregatu [9].

Wymagania projektowe dotyczące rozruchu i przejęcia obciążenia odbiornikami energii elektrycznej przez agregat określają zakresy, w których muszą się mieścić wartości chwilowe napięcia i częstotliwości [9]:

- chwilowa wartość częstotliwości nie może obniżyć się poniżej 95% wartości znamionowej;
- chwilowa wartość częstotliwości powinna powrócić do wartości znamionowej $\pm 2\%$ w czasie krótszym niż 60% każdego interwału (zwykle jest to czas wynoszący 5 s) pomiędzy kolejnymi obciążeniami odbiornikami energii elektrycznej dla skokowego wzrostu obciążenia oraz w czasie krótszym niż 80% każdego interwału pomiędzy obciążeniami dla odłączenia największego obciążenia;
- przy największym odrzuceniu obciążenia prędkość agregatu nie powinna przekraczać prędkości znamionowej powiększonej o 75% różnicy między prędkością znamionową a nastawą wyzwalamą przekroczenie prędkości obrotowej lub 115% wartości znamionowej (w zależności od tego, która wartość jest niższa);
- przy 100% odrzuceniu obciążenia prędkość obrotowa agregatu nie powinna osiągnąć wartości równej nastawie zabezpieczenia przed przekroczeniem dopuszczalnej prędkości obrotowej;
- napięcie nie spadnie poniżej 75% wartości znamionowej oraz
- napięcie powinno zostać przywrócone w zakresie $\pm 10\%$ wartości znamionowej w czasie 60% każdego interwału obciążenia.

Przedział czasowy sekwencji obciążania agregatu kolejnymi odbiornikami energii elektrycznej musi być uzasadniony analizą, która wykaże, że jest on wystarczający, aby umożliwić przyspieszenie silników bez powodowania niedopuszczalnego spadku napięcia. Zazwyczaj wynosi on 5 s i powinien zawierać wystarczający margines (zapas) dla dokładności i powtarzalności logiki sterowania sekwencją obciążenia.

Agregat powinien być zdolny do rozruchu, przyspieszenia i przejęcia obciążenia projektowego w wymaganym czasie. Powinny być przy tym spełnione następujące warunki [9]:

- a. Uruchomienie agregatu z normalnego stanu gotowości do pracy.
- b. Uruchomienie agregatu bez chłodzenia, na czas wymagany do uruchomienia urządzeń odprowadzających z niego ciepło, gdy układy chłodzenia są zasilane z agregatu.

- c. Ponowne uruchomienie agregatu z początkową temperaturą silnika równą ciągłej znamionowej temperaturze pracy.
- d. Agregat powinien być zdolny do przenoszenia obciążenia projektowego przez czas konieczny do spełnienia wymagań związanych z bezpieczeństwem dla danego energetycznego bloku jądrowego.
- e. Agregat powinien być zdolny do przyjęcia obciążenia projektowego po okresie pracy z małym obciążeniem lub pracy bez obciążenia przez czas wymagany przez specyfikację urządzenia.
- f. Agregat powinien być zdolny do utrzymania określonego poziomu jakości energii: napięcia i częstotliwości na zaciskach generatora w granicach, które nie pogorszą warunków pracy żadnego z przyłączonych do niego odbiorników energii elektrycznej, poniżej ich minimalnych wymagań, w tym czasu trwania stanów przejściowych spowodowanych załączeniem i/lub wyłączeniem poszczególnych odbiorników.

5. Zabezpieczenia przekątnikowe agregatów prądotwórczych w bloku jądrowym

Szczególny charakter „misji” realizowanej przez zapasowe agregaty prądotwórcze w elektrowni jądrowej polegający na stałej gotowości do bardzo szybkiego rozruchu i niezawodnego podtrzymania zasilania niezbędnych układów bezpieczeństwa wpływa na konfigurację jego zabezpieczeń przekątnikowych.

Spalinowy silnik wysokoprężny chroniony jest przez:

- zabezpieczenie przed nadmierną prędkością obrotową (wynikłe np. z uszkodzenia regulatora silnika wysokoprężnego) ustawione na 115% wartości znamionowej prędkości obrotowej;
- zabezpieczenie przed uszkodzeniami wewnętrznymi silnika;
- zabezpieczenie przed niskim poziomem oleju smarowego;
- zabezpieczenie przed wysokim ciśnieniem w skrzyni korbowej;
- zabezpieczenie przed niskim poziomem ciśnienia na wylocie pompy płaszcza wodnego;
- zabezpieczenie przed wysokim poziomem ciśnienia na wylocie pompy płaszcza wodnego;
- zabezpieczenie przed ponownym uruchomieniem do chwili usunięcia usterki i ręcznego odblokowania przekątnika – symbol ANSI 86 (ang. *Diesel generator 86 lockout relay*).

Z kolei w skład zabezpieczeń generatora elektrycznego wchodzi:

- zabezpieczenie różnicowe reagujące na wystąpienie zwarcia wewnątrz uzwojeń generatora;
- zabezpieczenie nadprądowe;
- zabezpieczenie przed odwrotnym kierunkiem zasilania;
- zabezpieczenie podczęstotliwościowe;

- zabezpieczenie podnapięciowe;
- zabezpieczenie przeciwprzepięciowe;
- zabezpieczenie od utraty wzbudzenia;
- zabezpieczenie ziemnozwarciowe;
- zabezpieczenie przed nierównowagą faz (symbol ANSI 46, ang. *Phase Unbalance Protection*);
- przekaźnik kontroli synchronizacji;
- przekaźnik równoważenia napięcia (symbol ANSI 60, ang. *Voltage or Current Balance Relay*).

Podstawowe znaczenie dla bezpieczeństwa agregatu mają: zabezpieczenie przed nadmierną prędkością obrotową silnika spalinowego oraz zabezpieczenia różnicowe i nadprądowe generatora. Wobec pozostałych zabezpieczeń agregatu w przypadku wystąpienia zdarzeń projektowych (ang. *Design Basis Events*) stosuje się blokadę gdyż wyższy priorytet ma ochrona układu chłodzenia reaktora wobec ochrony samego agregatu. Jak wykazało doświadczenie eksploatacyjne elektrowni jądrowych, zadziałanie niektórych przekaźników zabezpieczeniowych powodowało niepotrzebne zatrzymanie agregatu prądowórczego. Dlatego też istotne jest upewnienie się, czy błędne zadziałanie zabezpieczeń nie stanie na przeszkodzie w realizacji funkcji bezpieczeństwa realizowanej przez agregat w awaryjnym stanie pracy. Zastosowanie funkcji obejścia zabezpieczeń ma na celu umożliwienie maksymalnej dyspozycyjności agregatu w każdych warunkach eksploatacyjnych. Podczas prób oraz pracy w innych warunkach układy obejściowe zabezpieczeń nie są stosowane.

Osobne zagadnienie stanowi wpływ nastaw zabezpieczeń dużych silników indukcyjnych w obwodach napędów urządzeń potrzeb własnych na pracę agregatu. Nastawy zabezpieczeń nadprądowych powinny uwzględniać wartości spodziewanego prądu rozruchowego, tak by nie doprowadzać do niepotrzebnych wyłączeń napędów elektrycznych. Wychodzenie ze stanu przejściowego spowodowanego rozruchem dużych silników indukcyjnych lub utratą dużego obciążenia może wywołać wzrost prędkości obrotowej silnika wysokoprężnego, co może skutkować zadziałaniem zabezpieczenia i powodować jego wyłączenie (a tym samym utraty źródła zasilania ważnego dla bezpieczeństwa jądrowego). Podczas sekwencji włączania odbiorników na szyny rozdzielni, zasilone z agregatu prądowórczego, powinno się zapewnić warunki dla regeneracji systemu zasilania pomiędzy kolejnymi krokami obciążania i następującymi po nich stanami przejściowymi.

W napędach elektrycznych w układach potrzeb własnych elektrowni jądrowej stosowane są niemal wyłącznie silniki indukcyjne z klatkowymi uzwojeniami wirnika. Silniki takie są najlepiej dostosowane do specyfiki pracy w elektrowni. Zapewniają one spełnienie zastrzonych wymagań oraz odznaczają się wysoką niezawodnością działania i prostym układem zasilania [8].

Moment obrotowy w typowym silniku indukcyjnym jest w przybliżeniu proporcjonalny do kwadratu napięcia. Zatem obniżenie poziomu napięcia do np. 80% wartości

znamionowej przekłada się na obniżenie momentu obrotowego do 64%. Aby zmniejszony moment obrotowy był akceptowalny, powinien być on nadal wystarczający dla przyspieszenia silnika do pełnej prędkości znamionowej. W praktyce przemysłowej akceptowalne jest obniżenie napięcia o 10–15% podczas rozruchu dużych silników przy zasilaniu z sieci energetycznej dużej mocy oraz maksymalnego obniżenia napięcia o 25–30% podczas rozruchu tych silników ze źródeł o ograniczonej mocy, takich właśnie jak zapasowe agregaty prądowórcze. Duże silniki indukcyjne, które nie są wyposażone w koła zamachowe, mogą osiągnąć znamionową prędkość obrotową w czasie krótszym niż 5 sekund przy rozruchu ze stanu spoczynku i zasilaniu z agregatów prądowórczych o odpowiedniej mocy, które są w stanie przywrócić napięcie na szynach zbiorczych do 90% napięcia znamionowego w ciągu około 1–2 sekund [9].

6. Kwalifikacja producenta dla agregatów klasy 1E

Jak już wspomniano, w większości istniejących elektrowni jądrowych zapasowe agregaty prądowórcze klasyfikowane są jako urządzenia elektryczne klasy 1E (ang. *Class 1E*) – związane z bezpieczeństwem jądrowym, których działanie musi być zapewnione w trakcie wystąpienia i po wystąpieniu zdarzenia projektowego, w celu zapewnienia ochrony ludności i środowiska naturalnego. Do klasy 1E zalicza się systemy i komponenty niezbędne do awaryjnego wyłączenia reaktora, chłodzenia rdzenia, zapewnienia szczelności obudowy bezpieczeństwa i odprowadzania ciepła, a także zapobiegania znacznym uwolnieniom substancji radioaktywnych. Kwalifikacja urządzeń elektrycznych klasy 1E jest rygorystycznym procesem mającym na celu udowodnienie, że urządzenia mogą skutecznie spełniać swoje funkcje bezpieczeństwa. Kwalifikacja obejmuje kompleksowy program testów, analiz i przygotowania dokumentacji, w tym testy środowiskowe (odporności na promieniowanie i temperaturę), kwalifikację sejsmiczną oraz ocenę starzenia się (ciepłnego i mechanicznego) w celu potwierdzenia spełnienia kryteriów funkcjonalnych i projektowych przez cały okres eksploatacji urządzenia. Agregaty są projektowane i testowane tak, aby spełniały zarówno normalne warunki pracy, jak i warunki awaryjne, uwzględniając skutki starzenia się w długich okresach eksploatacyjnych.

Podstawowym zbiorem wymagań dla kwalifikacji jest zharmonizowana norma IEC/IEEE 60780-323:2016 [5]. Norma ta łączy wymagania poprzednich standardów IEC 60780 i IEEE 323 dotyczących kwalifikacji urządzeń elektrycznych w obiektach jądrowych. Dodatkowo zakres badań precyzuje norma IEC/IEEE 60980-344:2020 [7], która została opracowana w celu zharmonizowania wymagań IEC i IEEE dotyczących kwalifikacji sejsmicznej urządzeń związanych z bezpieczeństwem w obiektach jądrowych.

Kluczowym aspektem kwalifikacji jest potwierdzenie możliwości realizacji funkcji bezpieczeństwa przez dane urządzenie (część, podzespół, system) w określonym okresie normalnej eksploatacji, a także w warunkach wystąpienia ekstremalnych zdarzeń, takich jak trzęsienie ziemi, zalanie wodą, obecność promieniowania jonizującego i poważnych stanów awaryjnych w układach elektrowni.

Kwalifikacji urządzeń na potrzeby aplikacji jądrowych dokonuje się poprzez próby laboratoryjne (metoda preferowana), porównanie lub kombinację badań i porównania. Metodyka prób, typowa dla przemysłu jądrowego, przewiduje, że w pierwszej kolejności wykonywane są próby starzeniowe. Procedura badania ma na celu stworzenie warunków, w których komponent (część lub podzespół) agregatu jest sztucznie kondycjonowany w celu symulacji stanu, w jakim znajdzie się on w końcu okresu swojej oczekiwanej eksploatacji. W tym stanie komponent musi wykazać swoją zdolność do pełnienia funkcji bezpieczeństwa. Czynniki narażenia związane ze starzeniem się obejmują normalne starzenie termiczne, normalne starzenie radiacyjne, starzenie mechaniczne, starzenie wibracyjne itp. Jedną ze stosowanych metod jest zastosowanie symulowanego starzenia termicznego [12]. Inne istotne mechanizmy starzenia się należy uwzględnić poprzez analizę, symulację lub kombinację tychże metod. Ze względu na specyfikę miejsca zainstalowania agregatów prądotwórczych (poza zabudowaniami wyspy jądrowej elektrowni) badania radiacyjne, a w tym normalnego starzenia radiacyjnego, nie są wymagane i w tym przypadku wystarczy krótka analiza materiałowa [9].

Starzenie się eksploatacyjne uwzględnia obciążenia oddziałujące na element podczas jego użytkowania. Na przykład, zawór może być cyklicznie zamykany i otwierany tysiące razy w ciągu normalnego okresu użytkowania. Należy to uwzględnić w programie kwalifikacyjnym. Inne przykłady obejmują wielokrotne operowanie wyłącznikami, załączanie styczników itp.

Warto zwrócić tu uwagę, że pracujące agregaty prądotwórcze z silnikami wysokoprężnymi są same źródłem istotnego czynnika narażenia: wibracji oddziałujących na urządzenia, budynek i inne elementy elektrowni. W widmie częstotliwości drgań dominuje składowa harmoniczna związana z prędkością obrotową wału agregatu. Na przykład w przypadku silnika czterocylindrowego pracującego z prędkością 1500 obr./min, częstotliwość ta wynosi 50 Hz. Inne typowe częstotliwości drgań to częstotliwość podstawowa silnika oraz częstotliwość sieciowa (50 lub 60 Hz) i jej wielokrotności, a także składowe harmoniczne o niższej i wyższej częstotliwości, wynikające z niewyważenia mechanicznego komponentów mechanicznych i spalania paliwa w cylindrach silnika spalinowego. Wytyczne dotyczące środowiska wibracyjnego wewnątrz zabudowań elektrowni (ang. *in plant*) opisuje norma IEEE 382 [6].

Analizy i próby w obszarze oddziaływania drgań sejsmicznych i narażenia dynamicznego wymagane są praktycznie dla wszystkich urządzeń związanych z bezpieczeństwem. Kwalifikacja sejsmiczna/dynamiczna musi uwzględniać starzenie się sejsmiczne/dynamiczne, a także zdarzenia projektowe – wynikające z normalnej eksploatacji i awarii projektowych. Programy badań sejsmicznych obejmują zarówno trzęsienia ziemi w warunkach operacyjnych (ang. *Operating Basis Earthquake* – OBE), jak i trzęsienia ziemi powodujące bezpieczne wyłączenie elektrowni (ang. *Safe Shutdown Earthquake* – SSE). Norma IEEE/IEC 60980-344 [7] określa metodologię testów, analiz i oceny opartej na doświadczeniu. Ustanawia ona procedury, które mogą dostarczyć danych wykazujących, że agregat klasy 1E może spełnić wymagania dotyczące wydajności podczas i/lub po jednym trzęsieniu ziemi powodującym bezpieczne wyłączenie, poprzedzonym szeregiem trzęsień ziemi w warunkach eksploatacyjnych.

Środowisko drgań typowe dla trzęsień ziemi wytwarza trójwymiarowe, losowe ruchy gruntu, charakteryzujące się jednoczesnymi, ale statycznie niezależnymi składowymi poziomymi i pionowymi. Silne ruchy gruntu podczas trzęsienia ziemi trwają na ogół od 10 do 15 sekund, chociaż całe zdarzenie może trwać znacznie dłużej. Ruch gruntu jest zazwyczaj szerokopasmowy i losowy, powodując potencjalnie szkodliwe skutki w zakresie częstotliwości od 1 Hz do 33 Hz [1].

Poszczególne części i podzespoły agregatu po wykonaniu procedur mających na celu ich „postarzenie” (np. starzenie termiczne) umieszczane są na odpowiednich konstrukcjach wsporczych odwzorowujących miejsca zainstalowania w rzeczywistym agregacie i poddawane testom sejsmicznym na stołach wibracyjnych. Dla komponentów związanych z bezpieczeństwem konieczne jest wykonanie analiz lub prób w celu wykazania, że ich potencjalne uszkodzenie podczas wstrząsów sejsmicznych nie wpłynie negatywnie na realizację funkcji bezpieczeństwa. Dla komponentów niezwiązanych z bezpieczeństwem konieczna jest analiza lub wykonanie prób, by wykazać, że ich potencjalne uszkodzenie nie wpłynie negatywnie na realizację funkcji bezpieczeństwa realizowanych przez kompletny agregat.

Kwalifikacja prowadzona przez producenta urządzenia obejmuje analizę, testy i dokumentację. W momencie opuszczenia zakładu produkcyjnego agregat powinien być w pełni sprawny i kwalifikowany do eksploatacji w klasie 1E. Dokumentacja kwalifikacyjna powinna być zgodna z normą międzynarodową IEC/IEEE 60780-323:2016 [5] i zawierać następujące elementy:

- dane eksploatacyjne i środowiskowe;
- tabelę klasyfikacji wszystkich komponentów jako związanych lub niezwiązanych z bezpieczeństwem jądrowym;
- analizę/uzasadnienie dla komponentów niezwiązanych z bezpieczeństwem;

- tabelę klasyfikacji komponentów związanych z bezpieczeństwem;
- dane dla przeprowadzenia prób silnika spalinowego, generatora, układów: sterowania, wzbudzenia, regulacji prędkości obrotowej oraz innych komponentów, w tym dane dla przeprowadzenia ich kwalifikacji sejsmicznej;
- dane historyczne/uzasadnienie dla elementów wymagających okresowej wymiany (np. uszczelki, wkładów filtrów itp.).

W przypadku części agregatu, których uszkodzenie podczas eksploatacji może być rezultatem procesów starzeniowych, konieczne jest przeprowadzenie badań służących określeniu ich kwalifikowanego czasu życia. Wobec części, co do których zakłada się, że nie będą podlegać starzeniu, sporządza się uzasadnienie, dlaczego w danych okolicznościach nie będą podlegać procesom starzeniowym.

Próby fabryczne spalinowego silnika wysokoprężnego przeprowadza się na hamowni z dynamometrem i wodnym układem hamowania lub pod obciążeniem wnoszonym przez generator elektryczny. Próby prowadzone są dwuetapowo: najpierw przeprowadza się test mający na celu dotarcie silnika (proces dopasowywania się ruchomych elementów silnika, aby części mechanicznie ułożyły się do siebie, co wpływa na żywotność silnika), a następnie próbę osiągową, podczas której dokonuje się pomiarów [9]:

- prędkości obrotowej;
- mocy hamowania;
- jednostkowego zużycia paliwa podczas hamowania (ilości paliwa zużywanego na jednostkę mocy generowanej na wale korbowym);
- ciśnienia i temperatury kolektora dolotowego;
- temperatury spalin poszczególnych cylindrów;
- temperatury spalin turbosprężarki;
- temperatury i ciśnienia na wlocie i wylocie chłodziwa do/z płaszcza wodnego;
- temperatury oleju smarowego na wlocie i wylocie z silnika;
- ciśnienia oleju smarowego w kolektorze dolotowym (na wlocie do silnika);
- zawartości ciepła w objętości paliwa;
- ciśnienia barometrycznego i temperatury powietrza dolotowego.

Próby generatora synchronicznego przeprowadza się zgodnie z normami międzynarodowymi IEC 60034 (seria międzynarodowych norm dotyczących maszyn elektrycznych wirujących) [3] lub normą amerykańską NEMA MG 1 [11]. Próby dotyczą m.in. układów wzbudzenia i sterowania generatora.

Całkowicie zmontowany agregat prądowórczy poddawany jest **próbom wstępnym**: rozruchu, obciążenia, zdolności do przejmowania obciążeń oraz pracy w warunkach przeciążenia. Próby wstępne wchodziły w zakres programu badań typu agregatu, który nie był dotychczas instalowany jako zapasowe źródło zasilania w elektrowniach jądrowych.

Próby wykonuje się po zakończonym programie badań kwalifikacyjnych. Próby początkowe obciążenia agregatu służą wykazaniu jego zdolności do przenoszenia obciążeń znamionowych przy znamionowym współczynniku mocy przez określony czas, a także do wykazania jego zdolności do skutecznego odrzucenia obciążenia. Na pierwszym etapie prób agregat obciążany jest mocą znamionową do osiągnięcia przez silnik wysokoprężny temperatury równowagi, przy której wytwarzane przez niego ciepło staje się równe ciepłu rozpraszanemu do otoczenia przez układ chłodzenia. W drugim kroku agregat obciążany jest mocą znamionową przez 2 godziny. Po pomyślnym przejściu tego testu agregat obciąża się mocą znamionową na 22 godziny. Kolejnym etapem jest próba odrzucenia obciążenia, w której kryterium akceptacji stanowi nieprzekroczenie wartości prędkości obrotowej większej niż 75% różnicy pomiędzy prędkością znamionową a prędkością maksymalną ustawioną w zabezpieczeniu zapobiegającym przed rozbiegnięciem się agregatu lub 15% powyżej prędkości znamionowej, w zależności od tego, która wartość jest niższa. Ostatni etap próby stanowi praca z małym obciążeniem lub bez obciążenia, po której agregat obciążany jest w co najmniej 50% przez minimum 30 minut.

Kolejną próbą jest **100-krotne powtórzenie testu rozruchu i przejęcia obciążenia**. Agregat jest uruchamiany, a następnie przyspiesza, osiągając ustalone wartości częstotliwości i napięcia na zaciskach generatora. Kolejno przejmując obciążenie odbiornikiem energii elektrycznej o mocy powyżej połowy obciążenia znamionowego agregatu o charakterze rezystancyjnym lub rezystancyjno-indukcyjnym. Przynajmniej 90 spośród tych testów powinno być wykonane na agregacie, znajdującym się przed uruchomieniem w stanie „gorącej” gotowości (ang. *warm standby*) do pracy, w którym temperatura chłodziwa w płaszczu wodnym oraz temperatura oleju smarowego są równie bądź mniejsze od wartości zalecanych przez producenta silnika spalinowego. Po przyłożeniu obciążenia agregat prądowórczy powinien kontynuować pracę, przy odchyłce temperatur wody w płaszczu i temperatury oleju smarowego $\pm 5,5^{\circ}\text{C}$ względem temperatury pracy dla danej wartości obciążenia. W co najmniej dziesięciu testach temperatury chłodziwa i oleju przed uruchomieniem agregatu powinny być wyrównane z temperaturą otoczenia i po obciążeniu nie przekraczać temperatury określonej dla danego obciążenia z dopuszczalną odchyłką $\pm 5,5^{\circ}\text{C}$.

Następnie wykonywane są dwie **próby przeciążeniowe** polegające na obciążeniu agregatu odbiornikiem o mocy o 10% większej od największej mocy przejmowanej przez agregat w pojedynczej sekwencji obciążania. Wahanie częstotliwości i napięcia podczas tej próby mogą przekraczać wartości określone dla systemu zasilania potrzeb własnych bloku. Kryterium akceptacji dla tychże prób jest zdolność generatora agregatu do przeciążenia, co odpowiadać ma rzeczywistym warunkom obciążenia silnikiem

indukcyjnym o niskim współczynniku mocy i wysokiej wartości prądu rozruchowego napędzającym pompę wodną w układach potrzeb własnych, bez wystąpienia niestabilności napięcia na zaciskach generatora lub jego niezdolności do powrotu do ustalonego stanu pracy. Podczas próby przeciążenia silnik spalinowy musi się wykazać odpowiednim zapasem momentu obrotowego pozwalającym na uniknięcie jego wyłączenia się.

W kontekście **badan starzeniowych** części i podzespoły agregatu prądotwórczego dzielone są na dwie grupy: niezbędne do zapewnienia bezpieczeństwa i nie wymagane do realizacji funkcji bezpieczeństwa. W pierwszym przypadku konieczne jest uwzględnienie możliwości wystąpienia uszkodzeń o wspólnej przyczynie będących rezultatem procesów starzeniowych i poddanie określonych komponentów badaniom starzeniowym, zaś w drugim części i podzespoły niezwiązane z bezpieczeństwem wymagają weryfikacji, czy ich potencjalnie wadliwe działanie nie pogorszy funkcji związanych z bezpieczeństwem, co można sprawdzić poprzez próby lub analizy.

7. Próby agregatu w miejscu zainstalowania

Próby agregatu (ang. *Site Testing*) w miejscu zainstalowania, tj. w energetycznym bloku jądrowym są opisane w normie IEC/IEEE 63332-387:2024 [4]. Można je podzielić na:

- próby odbiorcze (ang. *Site acceptance testing*);
- próby przedeksploatacyjne (ang. *Pre-operational testing*);

- próby eksploatacyjne (ang. *Operational testing*).

Po zainstalowaniu agregatu i jego instalacji towarzyszących oraz integracji z instalacjami energetycznego bloku jądrowego przeprowadza się zestaw następujących **prób odbiorczych**:

- próba rozruchu agregatu;
- próba przejęcia obciążenia odbiorników potrzeb własnych bloku;
- próba pracy z obciążeniem znamionowym;
- próba zrzutu obciążenia;
- próba działania poszczególnych systemów agregatu, łącznie z instalacjami elektrycznymi;
- próby niezawodnościowe;
- próba utraty zasilania zewnętrznego LOOP (ang. *Loss Of Offsite Power*);
- próba sygnału aktywacji systemu wtrysku bezpieczeństwa SIAS (ang. *Safety Injection and Actuation System*).

Próby przedeksploatacyjne obejmują:

- próby niezawodnościowe składające się z 25 udanych rozruchów i przejęcia obciążenia;
- próbę utraty zasilania zewnętrznego LOOP;
- połączoną próbę LOOP i SIAS (patrz powyżej);
- próbę synchronizacji;
- próbę gorącego ponownego rozruchu;
- próbę długotrwałej pracy z obciążeniem;
- próbę zrzutu obciążenia.

Próby eksploatacyjne prowadzone są przez cały okres eksploatacji agregatu prądotwórczego. Co miesiąc przeprowadza się rozruch agregatu i próbę pracy z obciążeniem (fot. 3, 4).



Fot. 3. Inspektor U.S. Nuclear Regulatory Commission podczas przeglądu zapasowego agregatu prądotwórczego w Elektrowni Jądrowej Beaver Valley w Pensylwanii (Fot. U.S. NRC).

Photo 3. U.S. Nuclear Regulatory Commission inspector at Emergency Diesel Generator in Beaver Valley Nuclear Power Station in Pennsylvania (photo: U.S. NRC).



Fot. 4. Silnik wysokoprężny agregatu prądotwórczego Delaval Enterprise o mocy jednostkowej 7,7 MW. Jednostki tego typu zainstalowane w starszych blokach Elektrowni Jądrowej Vogtle 1 i 2 z lat 1980. są największe w amerykańskiej energetyce jądrowej (fot. U.S. NRC).

Photo 4. The engine of a Delaval Enterprise EDG with rated power 7.7 MW. Emergency Diesel Generators of this type installed in the older units of the Alvin W. Vogtle Electric Generating Plant (1 and 2), built in the 1980s, are the largest in the U.S. nuclear power industry (photo: U.S. NRC).

Podczas próby agregat dostarcza energii do obwodów potrzeb własnych elektrowni, poprzez które może on oddać wyprodukowaną energię elektryczną do sieci energetyki zawodowej.

W elektrowniach z reaktorami lekkowodnymi (PWR, BWR) większy zestaw prób eksploatacyjnych zapasowych agregatów prądotwórczych przeprowadza się podczas każdego przestoju związanego z wymianą paliwa jądrowego, w odstępach 18–24-miesięcznych. Prowadzi się wówczas próby rozruchu i pracy z obciążeniem, połączoną próbę LOOP i SIAS, próbę zrzutu obciążenia, próbę gorącego ponownego rozruchu, próbę synchronizacji, próbę obejścia zabezpieczeń i próbę ręcznego sterowania poszczególnych systemów (fot. 5).

8. Agregaty prądotwórcze stanowiące część wyposażenia FLEX

Doświadczenia wyniesione z wypadku w Elektrowni Jądrowej Fukushima Daiichi w 2011 roku spowodowały opracowanie i upowszechnienie tzw. strategii FLEX (ang. *Diverse and FLEXible Coping Strategies*) zorientowanej na poprawę zdolności obiektu jądrowego do radzenia sobie

z poważnymi awariami wykraczającymi poza założenia projektowe (ang. *Beyond Design Basis Accidents*). Strategia polega na utrzymywaniu wspólnych dla grupy obiektów jądrowych magazynów przenośnego sprzętu przeznaczonego do wykorzystania w sytuacji awaryjnej – przede wszystkim w celu zapewnienia dostawy wody i energii elektrycznej z zewnątrz bloku jądrowego do jego instalacji wewnętrznych. Sprzęt ten przeznaczony jest do utrzymania krytycznych funkcji bezpieczeństwa, takich jak chłodzenie rdzenia i wypalonego paliwa, podczas zdarzeń zewnętrznych wykraczających poza założenia projektowe, takich jak trzęsienia ziemi, wiatr huraganowy, powódź, ekstremalnie niskie lub ekstremalnie wysokie temperatury otoczenia i inne zjawiska specyficzne dla poszczególnych lokalizacji. Lista urządzeń obejmuje m.in. przewoźne agregaty prądotwórcze, pompy, sprężarki, baterie akumulatorów, różnego rodzaju węże i kable przyłączeniowe itp., ale również sprzęt do usuwania gruzu (np. spychacze), tymczasowej ochrony przeciwpowodziowej i gaszenia pożaru (fot. 6). Sprzęt jest składowany i chroniony w bezpiecznym magazynie – pod tzw. kopułą FLEX (ang. *FLEX dome*, fot. 7), aby zapewnić jego gotowość do użycia po poważnym zdarzeniu zewnętrznym – np. huraganie czy trzęsieniu ziemi. Kluczową wytyczną jest to, że musi być



Fot. 5. Inspektorzy NRC (od lewej do prawej): Robert Krsek, Annie Kammerer i Steve Campbell dokonują przeglądu zapasowych agregatów prądotwórczych w elektrowni jądrowej Kewaunee w Wisconsin (fot. U.S. NRC).

Photo 5. NRC inspectors Robert Krsek, Annie Kammerer and Steve Campbell (left to right) checking emergency diesel generators at the Kewaunee Power Station in Wisconsin (photo: U.S. NRC).



Fot. 6. Przewoźny sprzęt FLEX we wnętrzu magazynu w Elektrowni Jądrowej Vogtle (fot. Southern Nuclear).

Photo 6. Mobile FLEX equipment stored inside a warehouse at the Alvin W. Vogtle Electric Generating Plant (photo: Southern Nuclear).



Fot. 7. Kopuła magazynu FLEX stanowi dość dobre zabezpieczenie magazynu przed katastrofami naturalnymi – np. huraganami (fot. Southern Nuclear).

Photo 7. The FLEX warehouse dome provides relatively good protection for the warehouse against natural disasters – e.g. hurricanes (photo: Southern Nuclear).

o jeden zestaw sprzętu więcej niż jednostek na miejscu (N+1), aby zapewnić dodatkowy poziom ochrony.

Agregaty prądotwórcze wchodzące w skład zestawów FLEX obejmują zarówno jednostki napędzane silnikami Diesla, jak i jednostki z napędem turbinowym. Agregaty o różnej mocy znamionowej są najczęściej zabudowane na podwoziu kołowym, umożliwiającym holowanie przez samochód. Mogą być one również przewożone na większe odległości drogą powietrzną za pomocą samolotów i śmigłowców.

Dla umożliwienia łatwego podłączenia zewnętrznych źródeł energii elektrycznej i wody istniejące energetyczne bloki jądrowe zostały wyposażone w przyłącza tych mediów umieszczone na zewnętrznych ścianach zabudowań (fot. 8). W przypadku agregatów prądotwórczych są to gniazda wtykowe pozwalające na podłączenie zewnętrznego agregatu za pomocą kabli (patrz fot. 8). Gniazda te mogą być również wyposażone we wskaźnik zgodności faz prądu przemiennego, aby uniknąć błędnego przyłączenia.

9. Rozwiązania alternatywne wobec agregatów dieslowskich

Agregaty z silnikami wysokoprężnymi stanowią obecnie standardowe, w pełni zadowalające rozwiązanie techniczne o ogromnej dojrzałości i niezawodności zapewniające energetycznym blokom jądrowym lokalne źródła energii elektrycznej o względnie dużej mocy. Czy jednak istnieją dla nich możliwe rozwiązania alternatywne – nowocześniejsze i bardziej przyjazne środowisku naturalnemu?

Przykładem działającego od lat rozwiązania alternatywnego jest amerykańska Elektrownia Jądrowa Oconee Nuclear Station zlokalizowana nad brzegiem jeziora Keowee w pobliżu miejscowości Seneca w Południowej Karolinie. Ten trójblokowy obiekt o mocy około 2,5 GW wyposażony w reaktory typu PWR firmy Babcock & Wilcox jest jedyną w USA elektrownią jądrową, niewykorzystującą zapasowych agregatów prądotwórczych z silnikami Diesla. Zamiast nich zastosowano dwie turbiny wodne zainstalowane w pobliskiej hydroelektrowni Keowee. W przypadku awarii obu tych jednostek zasilanie awaryjne może być alternatywnie dostarczane z generatorów napędzanych turbinami gazowymi w pobliskiej elektrowni Lee. Połączenie z oboma źródłami zasilania zapasowego zrealizowane jest za pomocą wydzielonych linii kablowych, niezależnych od połączeń elektrowni jądrowej z miejscowym systemem przesyłowym.

Agregaty napędzane turbinami gazowymi są prawdopodobnie jednym z najlepszych rozwiązań alternatywnych dla agregatów dieslowskich. Na przykład w projekcie dużego energetycznego bloku jądrowego APWR-1700 z reaktorem wodno-ciśnieniowym trzeciej generacji firmy Mitsubishi Heavy Industries projektowanym w pierwszej dekadzie obecnego stulecia na rynek japoński i amerykański przewidziano zastosowanie agregatów napędzanych turbinami gazowymi. Przewidziano zastosowanie 4 ciągów zasilania zapasowego, każdy wyposażony w jeden agregat z turbiną gazową. Każdy z ciągów zasilania może obsłużyć 50% obciążenia dedykowanych układów potrzeb własnych. Choć czas rozruchu turbiny jest nieco dłuższy niż czas rozruchu silnika wysokoprężnego o podobnej mocy,



Fot. 8. Inspektorzy NRC w Elektrowni Jądrowej Palo Verde w pobliżu Tonopah w Arizonie przy przyłączach elektrycznych umożliwiających podłączenie przewoźnych agregatów prądotwórczych należących do wyposażenia awaryjnego FLEX (fot. U.S. NRC).

Photo 8. NRC inspectors at the Palo Verde Generating Station near Tonopah, Arizona, at electrical connections for the FLEX portable emergency generators (photo: U.S. NRC).

konstruktorzy APWR-1700 zdecydowali się na ten rodzaj napędu, przyjmując, że większy margines czasu na uruchomienie układu wtrysku ciśnieniowego do reaktora zapewni zaawansowany system wtrysku wody borowej ze zbiorników z akumulatorami ciśnienia. Uznano jednocześnie, że prostsza niż w przypadku silników Diesla konstrukcja i układy pomocnicze generatorów z turbinami gazowymi przełożą się na łatwiejszą konserwację i zmniejszą koszty eksploatacyjne. Niestety załamanie branży energetyki jądrowej po katastrofie w Fukushima przerwało rozwój projektu APWR-1700.

Inną konsekwencją wypadku w Fukushima stało się z kolei wzmocnienie systemów zasilania zapasowego we francuskich elektrowniach jądrowych. Oprócz zainstalowania dodatkowych agregatów dieslowskich (po jednym dużym agregacie na każdy z bloków plus jednym mniejszym) wprowadzono także turbinowe agregaty prądotwórcze: po jednym na każdą z elektrowni wieloblokowych z reaktorami typów P4 i N4 o jednostkowej mocy elektrycznej około 1450 MW. Pierwotnie instalowano je także w elektrowniach z blokami typów CP1 i CP2 o jednostkowej mocy elektrycznej około 900 MW, gdzie docelowo jednak wprowadzono dodatkowe agregaty z silnikami Diesla. Zastosowano agregaty z silnikami turbinowymi Hispano-Suiza o mocy elektrycznej 4 MW lub 7 MW (dwa

różne typy). Zespół o mocy elektrycznej 4 MW charakteryzuje się mocą mechaniczną turbiny 5,6 MW i jej prędkością obrotową wynoszącą 11 700 obr./min. Rozruch agregatu turbinowego realizowany jest z wykorzystaniem pomocniczego tłokowego silnika wysokoprężnego Cummins (o mocy 223 kW przy prędkości obrotowej 3000 obr./min).

Kolejnym źródłem energii o dużej mocy mogącym się stać alternatywnym rozwiązaniem wobec agregatów prądotwórczych z silnikami Diesla mogą być nowoczesne układy ogniw paliwowych PEM (ang. *Proton Exchange Membrane*), wykorzystujących paliwo wodorowe. Instalacje o mocy do 100 kVA były już testowane we francuskiej energetyce jądrowej przez EDF.

10. Podsumowanie

Z wysoką dozą prawdopodobieństwa można przypuszczać, że pozycja agregatów prądotwórczych z silnikami Diesla, jako wiodącego rozwiązania technicznego dla zapasowych źródeł zasilania prądu przemiennego w elektrowniach jądrowych, będzie przez najbliższe dziesięciolecia niezachwiana. Decyduje o tym przede wszystkim poziom dojrzałości technicznej osiągnięty przez ponad 120 lat rozwoju

spalinowych silników wysokoprężnych, ale również swoisty konserwatyzm branży jądrowej bazującej na rozwiązaniach sprawdzonych, powtarzalnych i potwierdzonych procesami certyfikacyjnymi prowadzonymi przez instytucje dozoru. Agregaty pozostaną niezbędnymi elementami wyposażenia elektrowni, także po szerokim upowszechnieniu się energetycznych bloków jądrowych generacji III/III+, a również małych reaktorów modułowych wykorzystujących pasywne systemy bezpieczeństwa.

Podziękowania

Autor serdecznie dziękuje Panu doc. dr. inż. Wojciechowi Urbańskiemu z Zakładu Napędu Elektrycznego Instytutu Sterowania i Elektroniki Przemysłowej Politechniki Warszawskiej za cenne konsultacje i pomoc przy opracowaniu niniejszego artykułu.

Notka o autorze

Dr inż. Jacek Nowicki – absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Warszawskiej z 1988 roku. W tej uczelni w 1996 roku obronił doktorat pod kierunkiem prof. Zbigniewa Cioka. Zawodowo związany był z polskimi i międzynarodowymi firmami przemysłu elektrotechnicznego i budownictwa elektroenergetycznego: ZWAR, ABB, Schneider Electric, VA Tech, Elektrobudowa i Erbud International, pracując na rynku krajowym oraz rynkach zagranicznych, m.in. w Królestwie Arabii Saudyjskiej. W latach 2017–2023 pełnił funkcję Sekretarza Generalnego Stowarzyszenia Elektryków Polskich. Obecnie jest ekspertem ds. zagadnień elektrycznych w Departamencie Bezpieczeństwa Jądrowego Państwowej Agencji Atomistyki. Jest autorem wielu publikacji z dziedziny energetyki jądrowej, energetyki odnawialnej i magazynowania energii. Wspólnie z prof. Janem Maksymiukiem napisał podręcznik akademicki „Aparaty elektryczne i rozdzielnice wysokich i średnich napięć” (2014 r.).

Literatura

1. Chapman G., Murray P., *2025 Application of IEEE Standards in the Execution of AP1000 in Poland*, prezentacja podczas Warsztatów technicznych – jakościowych dla polskiego przemysłu pod kątem wykonywania prac dla energetyki jądrowej organizowanych przez IGEOS Nuclear, 6-8 października 2025.
2. Egli R.S. *AP1000 Electrical Systems*, prezentacja podczas Warsztatów technicznych – jakościowych dla polskiego przemysłu pod kątem wykonywania prac dla energetyki jądrowej organizowanych przez IGEOS Nuclear, 6-8 października 2025.
3. IEC 60034, *Rotating electrical machines* (wieloczęściowa rodzina norm IEC dotyczących elektrycznych maszyn wirujących).
4. IEC/IEEE 63332-387:2024. *International Standard for Nuclear facilities – Electrical power systems – Diesel generator units applied as standby power sources*.
5. IEC/IEEE 60780-323:2016. *IEC/IEEE International Standard – Nuclear facilities – Electrical equipment important to safety – Qualification*.
6. IEEE 382-2019. *IEEE Standard for Qualification of Safety-Related Actuators for Nuclear Power Generating Stations and Other Nuclear Facilities*.
7. IEEE/IEC 60980-344:2020, *IEEE/IEC International Standard – Nuclear facilities – Equipment important to safety – Seismic qualification*.
8. Janiczek R.S., *Eksploatacja elektrowni parowych*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 1992.
9. Mazzoni O.S., *Electrical Systems for Nuclear Power Plants*, IEEE Press / John Wiley & Sons, Hoboken, New Jersey, USA, 2019.
10. Mroczkowski Z., *Układy elektryczne potrzeb własnych elektrowni parowych*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 1968.
11. NEMA MG 1: *Motors and Generators*. National Electrical Manufacturers Association.
12. Nowicki J., *Część elektryczna i AKPiA elektrowni jądrowej: budowa, działanie, wymagania normalizacyjne i jakościowe, wytyczne i zalecenia dla dostawców i wykonawców*, Ministerstwo Przemysłu, Katowice 2024.
13. Pawlik M., Skierski J., *Układy i urządzenia potrzeb własnych elektrowni*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 1986.