

**Andrzej Tarnavskiy<sup>1</sup>**

Lwowski Państwowy Uniwersytet Bezpieczeństwa Życia, Ukraina

ORCID: 0000-0002-4625-2022

**Roman Veselivskyy<sup>2</sup>**

Lwowski Państwowy Uniwersytet Bezpieczeństwa Życia, Ukraina

ORCID: 0000-0003-3266-578X

**Anna Panasiuk<sup>3</sup>**

Lwowski Państwowy Uniwersytet Bezpieczeństwa Życia, Ukraina

ORCID: 0009-0004-0493-1408

**Prognozowanie procesu emisji wodoru  
z obudowy turbogeneratora z powstawaniem palnych  
mieszanin wodorowo-powietrznych i spalaniem pochodni**

Predicting the process of hydrogen emission from  
the turbogenerator housing with the formation of flammable  
hydrogen-air mixtures and flare combustion

Rozwojowi procesu naukowo-technicznego, zwłaszcza w energetyce, towarzyszy ciągle doskonalenie technologii pozyskiwania energii elektrycznej

---

<sup>1</sup> Andrzej Tarnavskiy: docent, Lwowski Państwowy Uniwersytet Bezpieczeństwa Życia, Ukraina, e-mail: andry090880@ukr.net

<sup>2</sup> Roman Veselivskyy: docent, Lwowski Państwowy Uniwersytet Bezpieczeństwa Życia, Ukraina, e-mail: romanveselivskyy@gmail.com

<sup>3</sup> Anna Panasiuk: Lwowski Państwowy Uniwersytet Bezpieczeństwa Życia, e-mail: Panasukana1234@gmail.com

i zwiększania wydajności elektrowni jądrowych i ciepłych. Wraz ze wzrostem mocy i sprawności generatorów elektrycznych pojawia się potrzeba ulepszenia ich układu chłodzenia (Gakal i in., 2017, s. 43–47; Kobzar i in., 2018, s. 164–169; Tretyak i in., 2019, s. 42–46).

Wiadomo, że pracy turbogeneratorów elektrowni jądrowych i ciepłych towarzyszy wydzielanie ciepła, które przyczynia się do nagrzewania części składowych generatora i może prowadzić do sytuacji awaryjnej. Ze względu na to, że turbogeneratory pracują przez długi czas, proces ciągłego chłodzenia urządzeń generatora odgrywa w tym przypadku ważną rolę, ponieważ jego przegrzanie może prowadzić do awaryjnych reakcji łańcuchowych, pożarów, eksplozji itp.

Obecnie powietrze, wodór, woda destylowana i olej stosowane są jako czynniki chłodzące (Bardyk i in., 2008; Filatov, 1983), które krążą w kanałach chłodzących i usuwają ciepło z nagrzanych elementów.

W nowoczesnych turbogeneratorach jako chłodziwo stosuje się wodór w postaci gazowej, co wynika z jego wysokiej przewodności cieplnej i pojemności cieplnej. Chłodzenie turbogeneratorów wodorem jest bardziej efektywne niż powietrzem, gdyż współczynnik przenikania ciepła wodoru jest 1,5 raza większy niż powietrzem, a przewodność cieplna jest 7 razy większa. Zastosowanie wodoru w układzie chłodzenia uzwojeń turbogeneratora w porównaniu z powietrzem nie powoduje utleniania izolacji przewodów elektrycznych (Tarnavskiy, 2023, s. 31–35).

Pomimo zalet w zakresie chłodzenia, należy zwrócić uwagę na wady stosowania wodoru. Zatem, jak wynika z badań (Peter, 2016, s. 147–190; Iwanow, 2016; Maughan i in., 2016, s. 145–150; Wenyao i in., 2021, s. 23–32), wodór w kontakcie z metalowymi elementami turbogeneratora (łożyskami, częściami wirnika) może przyczynić się do korozji i dalszego niszczenia metalu, co pogarsza właściwości eksploatacyjne tych elementów. O możliwości przedostania się wodoru gazowego przez porowate materiały uszczelniające oraz najmniejsze nieszczelności obudowy turbogeneratora i rurociągów decydują jego właściwości fizykochemiczne (Zuettel, 2003, s. 24–33), a wyciek wodoru z obudowy turbogeneratora jest dość trudny do wykrycia już z odległości 0,25–0,3 m od miejsca jego wycieku. Dlatego w turbogeneratorach

chłodzonych wodorem konieczne jest zapewnienie dużej gęstości gazów uwojeń stojana i wirnika, chłodnic gazu, włazów i zdejmowanych osłon końcowych (Gruboy i in., 2009, s. 209–225; *Cechy konstrukcji turbogeneratorów*).

Również jedną z głównych wad chłodzenia wodorowego turbogeneratorów i wykorzystania wodoru w procesach technologicznych elektrowni jest jego zdolność do tworzenia mieszanin wybuchowych z powietrzem i parami oleju (Hanane i in., 2018, s. 153–156; Kempell i in., 2001, s. 523–539; Olkhovik i in., 2021, s. 69–72). Ewentualne wycieki wodoru podczas pracy zespołów technicznych mogą doprowadzić do powstania w powietrzu palnej mieszaniny wodoru z powietrzem i spowodować wybuch, pożar i zniszczenia.

Biorąc powyższe pod uwagę, istotne jest zadanie prognozowania procesów emisji wybuchowych i niebezpiecznych pożarowo mieszanin wodorowo-powietrznych oraz zapobiegania powstawaniu wypadków i pożarów podczas pracy urządzeń, wodorowych turbogeneratorów elektrowni jądrowych i ciepłych.

Celem artykułu jest analiza przyczyn wypadków i pożarów podczas pracy urządzeń wodorowych turbogeneratorów elektrowni oraz modelowanie procesu spalania wodoru uwalnianego z obudowy turbogeneratorsa.

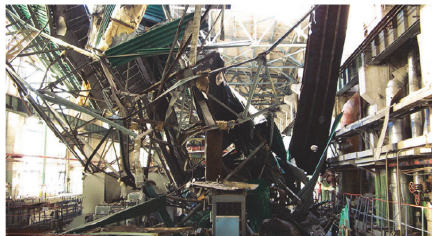
### **Przykłady wypadków i wybuchów mieszanin wodorowo-powietrznych w obiektach energetycznych**

Podczas pracy turbogeneratorów chłodzonych wodorem zarejestrowano znaczną liczbę wybuchów wodoru, a następnie pożar w maszynowniach elektrowni (ilustracja 1). Konsekwencje tego pożaru często prowadzą do zawalenia się dachu maszynowni i wyłączenia całego bloku energetycznego.

## II. 1. Konsekwencje wybuchów i pożarów wodoru w maszynowniach elektrowni w przypadku naruszenia norm eksploatacyjnych turbogeneratorów chłodzonych wodorem



Skutki zapalenia oleju turbinowego turbogeneratorsa, po którym następuje eksplozja wodoru w CHP-1 (Ułan-Ude, Buriacja) (zdjęcie ze strony internetowej: <https://www.rbc.ru/rbcfreeneews/5f27aacc9a794784d4710bb3>)



Skutki zawalenia się dachu maszynowni po wybuchu wodoru w obudowie turbogeneratorsa w CHP-1 (Penza, Rosja) (zdjęcie ze strony internetowej: <https://www.mkpenza.ru/social/2022/04/27/penzenskaya-tec-1-stala-geroem-ukrainskikh-feykov.html>)



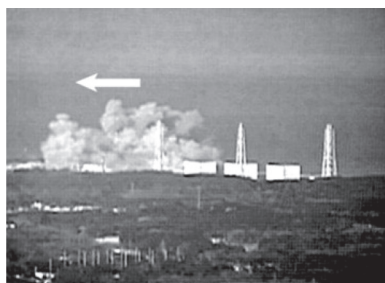
Pożar dachu maszynowni na skutek zapalenia się oleju turbinowego w turbogeneratorsze TPP Bursztyn (Bursztyn, Ukraina) (zdjęcie ze strony internetowej: <https://galika.if.ua/zagorilasya-turbina-na-bursh-tynskij-tes-ryatuvalnyky-gasyat-pozhezhu-foto/>)



Skutki pożaru po wybuchu wodoru w turbogeneratorsze maszynowni nr 2 elektrowni jądrowej w Czarnobylu (Ukraina) (zdjęcie ze strony internetowej: <https://maxim-nm.livejournal.com/586306.html>)

Innym, jaskrawym przykładem niebezpieczeństwa związanego z wodorem są jego eksplozje podczas awarii elektrowni jądrowej w prefekturze Fukushima w wyniku trzęsienia ziemi w Japonii w 2011 roku (ilustracja 2).

## II. 2. Wybuch (detonacja) wodoru na pierwszym, trzecim i czwartym bloku energetycznym po operacjach wentylacyjnych w EJ Fukushima-1



Źródło: Machinery and Energy Systems for the Hydrogen Economy; Abe, 2015, s. 119–134.

Na ilustracji 3 przedstawiono skutki wycieku wodoru przez obudowy łożysk turbogeneratorskich z późniejszą jego eksplozją i zniszczeniem urządzeń.

## II. 3. Konsekwencje wybuchu wodoru w przypadku wycieku przez obudowy łożysk turbogeneratorskich



Źródło: Samorodow, 2014, s. 70–80.

Wodór zmieszany z powietrzem może gromadzić się pod obudową turbogeneratorską, w wyniku czego mogą wystąpić lokalne eksplozje palnej mieszaniny wodorowo-powietrznej, z późniejszym uszkodzeniem lub zniszczeniem obudowy. To lokalny wybuch mieszaniny wodorowo-powietrznej pod obudową turbogeneratorską spowodował pożar na dużą skalę w bloku energetycznym nr 2 DRES-2 (wieś Illinske, Sachalin, Rosja) (ilustracja 4).

#### II. 4. Pożar dachu maszynowni na skutek wybuchu wodoru w obudowie turbogeneratorskiego bloku energetycznego



Źródło: <https://focus.ua/world/513943-ocherednoy-hlopok-v-rossii-na-sahaline-zagorelas-gres-2-foto-video>.

Na ilustracji 5 przedstawiono skutki zniszczeń po eksplozji mieszaniny wodorowo-olejowej w hali turbinowo-generatorowej TPP Kashir w 2002 roku, gdzie najbardziej prawdopodobną przyczyną wypadku było zniszczenie i odlot niewielkiego fragmentu wirnika generatora pierścieni. Wybuch był tak potężny, że zawalił się kadłub maszynowni, zawaliła się również podłoga oraz dach (Balitskii i in., 2018, s. 13–18).

#### II. 5. Zniszczenia na skutek eksplozji mieszaniny wodorowo-olejowej w hali turbogeneratorów TPP



Źródło: Balitskii i in., 2018, s. 13–18.

Analiza danych statystycznych dotyczących występowania sytuacji awaryjnych (pożarów) związanych z wyciekami wodoru z urządzeń technologicznych wskazuje na niewystarczające kwalifikacje personelu operacyjnego, niską jakość naprawy sprzętu, błędy personelu naprawczego i naruszenie przez niego wymagań technicznych dotyczących naprawy sprzętów i ich systemów, wady konstrukcyjne urządzeń i systemów zapewniających ich działanie.

### **Aktualne wymagania dokumentów regulacyjnych mające na celu zapobieganie powstawaniu wypadków i pożarów podczas eksploatacji urządzeń wodorowych turbogeneratorów**

Zgodnie z klauzulą 5.2.10 Departamentalnych Przepisów Budowlanych Ukrainy (VBN V.1.11-034-2003) dla turbogeneratorów chłodzonych wodorem należy przewidzieć system automatycznego uwalniania wodoru z korpusu turbogeneratorsa poza maszynownią. Wydajność instalacji i wymaganą prędkość należy określić w drodze obliczeń opartych na konieczności obniżenia ciśnienia wodoru do 1,0 atm. przez czas 20 s, który wyznacza dopuszczalny czas oddziaływania termicznego płonącego palnika wodorowego na konstrukcje nośne poszycia maszynowni.

Rurociąg awaryjnego zrzutu wodoru z korpusu turbogeneratorsa odprowadzany jest do atmosfery na wysokość 2,0 m powyżej znaku dachu maszynowni (Zarządzenie Ministra Energetyki i Przemysłu Węglowego Ukrainy z dnia 26 września 2018 r. nr 491, sekcja X, punkt 3, podpunkt 4).

Ponadto, aby zapobiec wypadkom i pożarom, w przepisach ustanowiono szereg środków zapobiegawczych sformułowanych w postaci zasad (Zarządzenie Państwowego Komitetu Ukrainy ds. Nadzoru Ochrony Pracy z dnia 6 października 1997 r. № 257 Zasady bezpiecznej eksploatacji urządzeń elektrycznych Instalacje):

1. Podczas pracy generatorów w układzie olejowo-gazowym należy zapobiegać tworzeniu się wybuchowej mieszaniny gazów, nie dopuszczając do:
  - zawartość tlenu w wodrze w korpusie generatora jest większa niż 1,2%, a w zaworze pływakowym, zbiorniku oczyszczającym i

zbiorniku oddzielania wodoru urządzenia do oczyszczania oleju jest większa niż 2%;

- zawartość wodoru w liniach prądu generatora przekracza 1%, a w obudowach łożysk ponad 2%.
2. Należy wycisnąć wodór lub powietrze z generatora gazem obojętnym, którego minimalne stężenie po zakończeniu wyciskania określa się na wyjściu z korpusu maszyny i powinno wynosić:
    - ditlenek węgla – 85% w przypadku wypierania powietrza i 95% w przypadku wypierania wodoru;
    - azot – 97% w przypadku wyparcia powietrza i wodoru.
  3. Całkowite dmuchanie generatora gazem obojętnym w przypadku wyparcia powietrza lub wodoru należy potwierdzić analizą gazu. Przed otwarciem obudów generatorów i urządzeń układu gazowo-olejowego wodór należy wyprzeć gazem obojętnym, a gaz obojętny powietrzem. Otwieranie osłon końcowych, włazów itp. dopuszczalne jest dopiero po stwierdzeniu przez analizę braku ditlenku węgla lub (w przypadku wyparcia azotu) wystarczającej zawartości tlenu w powietrzu (nie mniej niż 20% obj.).
  4. W przypadku demontażu urządzeń i rurociągów instalacji gazowo-olejowej do naprawy, należy odłączyć rurociągi lub zamontować zatyczki, aby wykluczyć możliwość przedostania się wodoru lub gazu obojętnego do naprawianych obszarów na skutek nieszczelności zaworów.
  5. Prace z otwartym płomieniem (spawanie elektryczne, spawanie gazowe, cięcie itp.) w odległości mniejszej niż 10 m od części instalacji gazowo-olejowej zawierających wodór należy wykonywać zgodnie z instrukcją. W takim przypadku w wierszu zamówienia „Oddzielne instrukcje” należy zapisać dodatkowe środki zapewniające bezpieczne warunki pracy (montaż osłon, sprawdzenie powietrza w pomieszczeniu pod kątem braku wodoru, dostępność sprzętu gaśniczego itp.).
  6. Zabrania się prowadzenia prac pożarowych bezpośrednio przy korpusie generatora, rurociągach i urządzeniach instalacji gazowo-olejowej napełnionej wodorem.



7. Plakaty z ostrzeżeniem „Wodór. Zagrożenie pożarowe!” należy wywieszać w pobliżu generatorów i urządzeń układu gazowo-olejowego.
8. Prace naprawcze w układzie olejowo-gazowym zatrzymanego i włączonego generatora można wykonać na zlecenie.

Na szczególną uwagę zasługuje także zastosowanie systemów automatycznej kontroli niebezpiecznych stężeń wodoru w powietrzu maszynowni oraz systemów wczesnego wykrywania sytuacji awaryjnych na obiektach elektrowni z obecnością substancji i materiałów palnych (Xuefeng i in., 2018, s. 279–285; Xuefeng i in., 2020; Zhuk i in., 2021, s. 278–279).

Podsumowując wymagania dokumentów regulacyjnych, należy zauważyć, że przykłady wypadków i pożarów podane powyżej są konsekwencjami naruszeń norm eksploatacyjnych (prace naprawcze) urządzeń turbogeneratorów elektrowni.

## **Przyczyny wypadków i pożarów podczas pracy urządzeń wodorowych turbogeneratorów elektrowni**

Wśród przyczyn sytuacji awaryjnych z wyciekami wodoru, które prowadzą do zatrzymania i awarii urządzeń technologicznych układu gazowo-olejowego turbogeneratora, można wyróżnić jako główne następujące:

- wyciek wodoru przez połączenia kołnierzowe rurociągów;
- wytłaczanie materiałów uszczelniających lub materiałów uszczeliek gumowych w miejscach pokrywy włazu, w pobliżu kołnierzy korpusu turbogeneratora, z późniejszym możliwym zapłonem wodoru;
- wyciek wodoru przez zawór pływakowy z późniejszym zapłonem lub „kłaśnięciem” w przewodach spustowych oleju z łożysk;
- wyciek i późniejszy samozapłon wodoru po nagłym otwarciu zaworu na stacji benzynowej;
- wyciek wodoru przez gumowe materiały uszczelniające układu chłodzenia gazu;
- wyciek lub przedostanie się wodoru przez obudowy łożysk turbogeneratora, z późniejszym możliwym zapłonem lub „kłaśnięciem” w obudowach łożysk na skutek uszkodzeń tulei uszczelniającej;

- wyciek wodoru przez złącza spawane rurociągów i komunikację;
- wyciek wodoru przez poziome złącza osłon końcowych;
- wyciek wodoru w wyniku nieprawidłowego działania regulatorów różnicy ciśnień wodoru i oleju, regulatorów nadmiernego ciśnienia oleju.

Ponadto należy zauważyć, że niektórym odnotowanym przypadkom wycieku wodoru towarzyszył zapłon lub „trzask” wodoru.

Obecność palnego wodoru zmieszanego z olejem w układach chłodzenia wodoru turbogeneratorskiego stwarza problem w zakresie zapewnienia akceptowalnego poziomu bezpieczeństwa wybuchowego i pożarowego w maszynowni elektrowni. Zasadniczo środowisko wybuchowe wodoru i oparów oleju może powstać w miejscach, w których wodór jest uszczelniony olejem, a także w sąsiednich węzłach w przypadku sytuacji awaryjnych z wyciekami wodoru.

W obudowie turbogeneratorskiej może powstać środowisko palne, jeśli po przeprowadzeniu prac naprawczych pozostanie wolna przestrzeń powietrzna, dostęp powietrza do układu rurociągów wodoru w przypadku naruszenia wymagań przepisów technologicznych lub naruszenia gęstości zaworów odcinających lub regulacyjnych.

W normalnych warunkach pracy turbogeneratorskiej i jego układów pomocniczych substancje mogą mieć temperaturę przekraczającą ich temperaturę zapłonu lub temperaturę samozapłonu. Jednakże, jeśli zostaną spełnione wymagania przepisów technologicznych i zasad działania sprzętu, w urządzeniach nie powstanie środowisko palne z powodu braku wolnej przestrzeni w urządzeniach i rurociągach, a także braku utleniacza.

Jedną z głównych przyczyn awaryjnych zatrzymań i niszczenia turbozespołów chłodzonych wodorem jest także intensywne zanieczyszczenie wodoru wilgocią z zanieczyszczeniami tlenu, tlenków węgla lub azotu oraz olejem turbinowym (Semerak i in., 2013, s. 225–229). Wraz ze wzrostem określonych zanieczyszczeń w wodzie znacznie wzrasta niebezpieczeństwo zapłonu i wybuchu wodoru w generatorze. Głównymi zanieczyszczeniami, które mogą przedostać się pod obudowę turbogeneratorską są woda (maksymalne stężenie 25–30 g/m<sup>3</sup>), olej turbinowy (5,0 g/m<sup>3</sup>), tlen (0,2 g/m<sup>3</sup>), aerozol wodorowo-olejowy (0,15 g/m<sup>3</sup>).

„Bawełna” mieszaniny wodorowo-powietrznej powstaje podczas niecałkowitego wyparcia wodoru przez ditlenek węgla z turbogeneratorsa podczas planowych konserwacji zapobiegawczych i późniejszego napełniania korpusu urządzenia powietrzem. Występuje podczas naprawczych prac spawalniczych na rurociągach układu chłodzenia.

Pożar może również wystąpić, gdy obudowa turbogeneratorsa zostanie pozbawiona ciśnienia. W takim przypadku, gdy wodór wycieknie z turbogeneratorsa i wejdzie w kontakt z tlenem z powietrza, może nastąpić spalanie z utworzeniem płomienia pochodni lub mieszaniny wybuchowej, która może następnie eksplodować. W procesie spalania lub eksplozji wodoru uwalniana jest duża ilość ciepła, która powoduje zapalenie oleju turbinowego, który może wyciekać z układu smarowania i uszczelniać wał turbogeneratorsa (Semi-chaevskii i in., 2021).

Należy zaznaczyć, że w przypadku spalania oleju turbinowego w obszarze jego rozlania może dojść do pożaru zarówno w rejonie obsługi turbiny i turbogeneratorsa, jak i przy znaku zerowym ( $\pm 0,00$  m – w piwnicach). Ponadto wybuch pożaru w rejonie konserwacji turbin i turbogeneratorsów będzie stwarzał zagrożenie zarówno dla więźb dachowych, jak i kolumn maszynowni. Jeżeli więźby dachowe zachodzą na siebie i kolumny maszynowni ulegną uszkodzeniu, cały dach maszynowni może się zawalić.

Biorąc pod uwagę znaczną liczbę wypadków (pożarów) i ich przyczyny podczas eksploatacji urządzeń wodorowych turbogeneratorsów elektrowni, istotne jest modelowanie procesu spalania wodoru i wpływu pożaru na konstrukcję nośne maszyn pomieszczenia elektrowni.

### **Modelowanie procesów emisji wodoru z obudowy turbogeneratorsa z powstawaniem palnych mieszanin wodorowo-powietrznych i spalaniem pochodni na przykładzie maszynowni elektrowni**

Do powstania pożaru potrzebne są trzy warunki: obecność materiałów palnych, interakcja materiałów palnych z tlenem i źródłem zapłonu. Na tej

podstawie rozważymy obszary możliwego wystąpienia pożaru w maszynowni elektrowni, warunkowo dzieląc jej objętość na cztery strefy: 1 strefa – objętość maszynowni nad rejonem obsługi turbin, 2 strefa – miejsce konserwacji turbin, 3 strefa – objętość maszynowni hali od znaku  $\pm 0,00$  m do pomostu obsługi turbin, 4 strefa – objętość maszynowni poniżej znaku  $\pm 0,00$  m.

Podczas rozszczelniania obudowy generatora w punkcie serwisowym turbiny istnieje duże prawdopodobieństwo wystąpienia pożaru, co potwierdzają statystyki pożarowe. W takim przypadku w wyniku kontaktu wodoru z tlenem z powietrza może rozpocząć się spalanie i może nastąpić rozproszony płomień lub eksplozja. W procesie tych zjawisk uwalniana jest energia wystarczająca do zapalenia oleju turbinowego wypływającego z układu smarowania i uszczelniania wału generatora. Może to doprowadzić do pożaru w obszarze rozlewu oleju zarówno w miejscu obsługi turbiny, jak i przy znaku  $\pm 0,00$  m. Źródło pożaru w miejscu konserwacji instalacji turbo może stanowić zagrożenie zarówno dla kratownic konstrukcji stropowych, jak i dla kolumn maszynowni.

Tym samym dalsza ocena wpływu pożaru na konstrukcje nośne maszynowni elektrowni prowadzona jest na podstawie oddziaływania spalania wodoru na pochodniach podczas jego wypływania z korpusu generatora.

Według danych referencyjnych właściwości wybuchowe mieszaniny wodorowo-powietrznej charakteryzują się następującymi danymi: zakres zapłonu 4,12–75,4% obj., minimalna energia zapłonu – 0,02 MJ, temperatura samozapłonu – 783 K, normalna prędkość rozprzestrzeniania się płomienia – 2,7 m/s, minimalna zawartość wybuchowa tlenu wynosi 5,0% obj. (Semerak i in., 2011, s. 7–12).

Wymiary geometryczne źródła pożaru w przypadku rozlania się oleju turbinowego z urządzeń napełnionych olejem oblicza się według wzoru [1]:

$$\frac{R}{\sqrt[3]{Q\tau}} = 0,46 \left( \frac{gQ\tau}{v^2} \right)^{0,06} \cdot \left( \frac{g\tau^2}{\sqrt[3]{Q\tau}} \right)^{0,06} \quad [1]$$

gdzie  $R$  – promień rozprzeczania oleju turbinowego,  $m$ ;

$Q$  – zużycie oleju,  $m^3/s$ ;

$v$  – lepkość oleju turbinowego;

$\tau$  – czas trwania wycieku,  $s$ ;

$g$  – przyspieszenie grawitacyjne,  $m/s^2$ .

Zużycie oleju turbinowego podczas jego zlewania z układu olejowego i uszczelnienia wału generatora przyjmuje się jako sumę zużycia oleju przez 2 łożyska i 2 uszczelnienia generatora i może wynosić do 25 l/s.

Czas uwolnienia oleju zależy od czasu zadziałania zaworu odcinającego na rurociągach naftowych. Aby zbadać zależność parametrów środowiska powietrzno-gazowego od obszaru pożaru, czas uwalniania oleju przyjmuje się od 1 do 5 minut. Lepkość oleju turbinowego wynosi  $\nu = 23$  i jest przyjmowana zgodnie z warunkami technicznymi. Dla głównego zbiornika oleju przyjęto opcję bezciśnieniowego kanału olejowego turbiny, przy czym powierzchnię pożaru przyjmuje się liczbowo równą powierzchni miejsca jego zainstalowania.

Możliwe parametry spalania wodoru podczas rozprężania korpusu turbogeneratora będą zależęć głównie od szybkości wypływu wodoru z miejsca uszkodzenia, wymiarów geometrycznych otworu, a także od właściwości termofizycznych samego spalającego się wodoru (*Bezpieczeństwo przeciwpożarowe*).

Szybkość i czas wycieku wodoru z miejsca uszkodzenia turbogeneratora można obliczyć według wzorów [2]:

$$u = \mu \sqrt{\frac{2 \cdot (P_v - P_a)}{\rho}}, \quad \tau = \frac{V}{d_0^2 \cdot u}, \quad [2]$$

gdzie  $\mu = 1$  – współczynnik zużycia wodoru przez awaryjne otwarcie o konwencjonalnej średnicy  $d_0$ ;

$P_v$  – ciśnienie wodoru w turbogeneratorze, kgf/cm<sup>2</sup>;

$P_a$  – ciśnienie atmosferyczne, kgf/cm<sup>2</sup>;

$\rho$  – gęstość wodoru w n.u., kg/m<sup>3</sup>;

$V$  – objętość wodoru w turbogeneratorze, m<sup>3</sup>.

Według danych technicznych objętość wodoru w turbogeneratorze wynosi 73 m<sup>3</sup>, a ciśnienie wodoru 3,0 kgf/cm<sup>2</sup>. Zatem prędkość wycieku wodoru przez otwór awaryjny o średnicy warunkowej  $d_0$  będzie mniejsza niż 330 m/s.

Wymiary płomienia zależą głównie od prędkości przepływu gazu przez otwór, geometrycznej wielkości otworu, a także od właściwości fizycznych spalającego się gazu. Dla wodoru w obszarze  $0 \leq Fr \leq 2 \cdot 10^6$  wysokość płomienia podczas spalania  $L$  można określić ze wzoru [3]:

$$\frac{L}{d_0} = c \cdot Fr^m \cdot Pr^n \quad [3]$$

gdzie  $d_0$  – średnica geometryczna otworu, metr;

$c, m$  i  $n$  – stałe współczynniki;

– kryterium Froude'a;

– kryterium dyfuzji Prandtla;

$$Fr = \frac{u^2}{g \cdot d_0}$$

$$Pr = \frac{\nu}{D}$$

$u$  – prędkość wypływu gazu, m/s.

Dla wodoru w zakresie  $Fr > 2 \cdot 10^6$  stosunek  $\frac{L}{d_0}$  będzie równy 220–230.

Podczas badań sposobów przepływu wodoru przez dysze o różnych kształtach ustalono, że w zakresie wartości  $40 \leq Fr \leq 10^5$   $c = 14$ ,  $n = 0$ ,  $m = 0,2$ , oraz w zakresie wartości  $10^5 \leq Fr \leq 2 \cdot 10^6$   $c = 7$ ,  $n = 1$ ,  $m = 0,1$ .

Mając wartości  $d_0 < D_{max}$  przy prędkości przepływu wodoru 300 m/s, obliczamy wartości  $L$  i  $\tau$  zgodnie z powyższymi zależnościami. Uzyskane wyniki obliczeń zestawiono w tabeli. 1.

**Tabela 1.** Obliczone parametry spalania wodoru w przypadku nieszczelności instalacji turbogeneratorskiej

Lp.	Średnica geometryczna otworu $d_0$ , m (mm)	Wysokość palnika płomieniowego $L$ , m	Czas spalania $\tau$ , s
1.	0,005 (5)	1,15	8850 (147 min 30 s)
2.	0,01 (10)	2,3	2212 (36 min 52 s)
3.	0,05 (50)	11,5	89 (1 min 29 s)
4.	0,1 (100)	23,0	22
5.	0,2 (200)	46,0	6

Na podstawie uzyskanych wyników można zauważyć, że najdłuższy czas spalania wodoru nastąpi przy jego wypływie przez otwory o wielkości geometrycznej  $d_0$  z zakresu 0,05–0,1 m (50–100 mm). Przy większych wartościach wielkości geometrycznej otworu  $d_0 > 0,1$  m czas spalania wodoru jest nieznaczący, a przy wartościach  $d_0 < 0,005$  m długość palnika płomieniowego  $L$  nie przekracza 1,15 m.

Oceniając parametry możliwego spalania wodoru w postaci pochodni płomieniowej, jego długość będzie wynosić głównie 12–23 m. Jednocześnie konstrukcje budowlane maszynowni oddalone od źródła pożaru na odległość do 23 m (konstrukcje krokwiowe, pokrycie maszynowni lub słupy hali) przez okres do 22 sekund mogą znajdować się w środowisku o temperaturze około 2000°C, która jest równa temperaturze spalania wodoru na wolnym powietrzu.

Obliczenia wykazały potrzebę zabezpieczenia ogniochronnego nośnych konstrukcji metalowych maszynowni materiałami ognioodpornymi zapewniającymi granicę odporności ogniowej co najmniej 45 minut zgodnie z krzywą węglowodorów. Aby zmniejszyć skutki pożaru, zaleca się stosowanie osłon termicznych w celu odprowadzenia ciepła palnika w celu ochrony metalowych konstrukcji nośnych.

## Podsumowanie

W artykule przeanalizowano przyczyny sytuacji awaryjnych i pożarów podczas pracy urządzeń wodorowych turbogeneratorów elektrowni. Ustalono, że obowiązujące normy i środki zapobiegawcze mają na celu podniesienie poziomu bezpieczeństwa pożarowego turbogeneratorów podczas pracy maszynowni elektrowni.

Zagrożenie pożarowe podczas eksploatacji urządzeń technologicznych instalacji turbinowych zostało uzasadnione, biorąc pod uwagę możliwość wybuchu mieszanin wodorowo-powietrznych. Analiza wypadków wykazała, że zdolność wodoru do tworzenia mieszanin wybuchowych z powietrzem i oparami oleju może całkowicie wyłączyć blok napędowy z eksploatacji przemysłowej i spowodować znaczne straty materialne oraz obrażenia personelu serwisowego.

W artykule przeprowadzono symulację procesu spalania wodoru uwalnianego z obudowy turbogeneratorskiej na przykładzie maszynowni elektrowni. Przeprowadzone badania wykazały, że najdłuższy czas spalania wodoru będzie miał miejsce przy jego wypływanym przez otwory o wielkości geometrycznej  $d_0$  z zakresu 0,05–0,1 m (50–100 mm). Przy większych wartościach wielkości geometrycznej otworu  $d_0 > 0,1$  m czas spalania wodoru jest nieznaczny, a przy

wartościach  $d_0 < 0,005$  m długość palnika płomieniowego  $L$  nie przekracza 1,15 m.

Wyniki przeprowadzonych badań potwierdzają, że w przypadku uszkodzenia turbogeneratorsa może nastąpić spalanie wodoru w postaci płomienia pochodni. Jednocześnie jego długość będzie zależała od wymiarów geometrycznych otworu odpływowego wodoru i może wynosić 12–23 m. Konstrukcje budowlane maszynowni, które znajdują się w strefie działania palnika płomieniowego, mogą nagrzać się do temperatury 2000°C i w krótkim czasie zawalić się.

W obliczeniach ustalono potrzebę ochrony przeciwpożarowej nośnych konstrukcji metalowych maszynowni, aby zapewnić granicę odporności ogniowej co najmniej 45 minut pod krzywą węglowodorów.



**Streszczenie:** Działanie turbogeneratorów elektrowni jądrowych i ciepłych towarzyszy wydzielanie ciepła, które przyczynia się do nagrzania części składowych generatora i może doprowadzić do sytuacji awaryjnej (pożar). W związku z tym, że turbogeneratory pracują długo, ważną rolę odgrywa proces ciągłego chłodzenia urządzeń generatora, ponieważ jego przegrzanie może prowadzić do awaryjnych reakcji łańcuchowych, pożarów, eksplozji itp. Analiza danych statystycznych dotyczących występowania sytuacji awaryjnych (pożarów) związanych z wyciekami wodoru z urządzeń technologicznych wskazuje na niewystarczające kwalifikacje operacyjnego personelu operacyjnego, niską jakość naprawy sprzętu, błędy personelu naprawczego i naruszenie przez niego wymagań technicznych dotyczących naprawy sprzętu i ich systemów, wady konstrukcyjne urządzeń i systemów zapewniających jego działanie. Ustalono, że przyczynami sytuacji awaryjnych są: wyciek wodoru na skutek nieszczelności urządzeń, samozapłon wodoru, obecność przestrzeni powietrznej w wyposażeniu turbogeneratora, naruszenie przepisów technologicznych, zanieczyszczenie wodoru wilgocią i zanieczyszczenia, rozhermetyzowanie korpusu generatora. Modelowanie procesu spalania wodoru podczas jego uwalniania z obudowy turbogeneratora przeprowadzono na przykładzie maszynowni elektrowni. Badania wykazały, że najdłuższy czas spalania wodoru nastąpi przy jego wypływananiu przez otwory o wielkości geometrycznej  $d_0$  z zakresu 0,05–0,1 m (50–100 mm). Przy większych wartościach wielkości geometrycznej otworu  $d_0 > 0,1$  m czas spalania wodoru jest nieznaczny, a przy wartościach  $d_0 < 0,005$  m długość palnika płomieniowego  $L$  nie przekracza 1,15 m. Wyniki przeprowadzonych badań potwierdzają, że w wyniku uszkodzenia turbogeneratora może nastąpić spalanie wodoru w postaci płomienia pochodni. W obliczeniach ustalono potrzebę ochrony przeciwpożarowej noszących konstrukcji metalowych maszynowni, aby zapewnić granicę odporności ogniowej co najmniej 45 minut pod krzywą węglowodorów.

**Abstract:** The operation of turbogenerators of nuclear and thermal power plants is accompanied by the release of heat, which contributes to the heating of generator components and can lead to an emergency situation (fire). Since

As turbogenerators operate for long periods of time, the process of continuous cooling of generator equipment plays an important role, as its overheating can lead to emergency chain reactions, fires, explosions, etc. Analysis of statistical data on the occurrence of emergency situations (fires) related to hydrogen leaks from process equipment indicates insufficient operational qualifications of operational personnel, poor quality of equipment repair, errors of repair personnel and their violation of technical requirements for repairing equipment and their systems, design defects in equipment and systems that ensure its operation. It has been established that the causes of emergency situations are: hydrogen leakage due to leaks in equipment, spontaneous ignition of hydrogen, the presence of air space in turbogenerator equipment, violation of technological regulations, contamination of hydrogen with moisture and pollution, unhermetization of the generator body. Modeling of the hydrogen combustion process during its release from the casing of a turbine-generator was carried out using the example of a power plant engine room. The study showed that the longest hydrogen combustion time will occur when hydrogen is released through holes with geometric size  $d_0$  in the range of 0.05--0.1 m (50--100 mm). At larger values of the geometric size of the hole  $d_0 > 0.1$  m, the hydrogen burning time is insignificant, and at values of  $d_0 < 0.005$  m, the length of the flame burner  $L$  does not exceed 1.15 m. The results of the study confirm that hydrogen flame torch combustion can occur as a result of turbogenerator failure. The calculations established the need for fire protection of the supporting metal structures of the engine room to ensure a fire resistance limit of at least 45 minutes under the hydrocarbon curve.

**Słowa kluczowe:** wodór, turbogenerator, maszynownia, olej turbinowy, eksplozja, ogień, palnik płomieniowy, zapobiegawcze środki bezpieczeństwa

**Keywords:** hydrogen, turbo generator, engine room, turbine oil, explosion, fire, a torch of flame, preventive safety measures

## Bibliografia

- Abe, S. (2015). The response of the plant owner/operator (TEPCO) to the Fukushima nuclear power plant accident. W: *The 2011 Fukushima Nuclear Power Plant Accident* (s. 119–134). <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-100118-9.00004-8>.
- Balitskii, A., Semerak, M., Balitska, V., Subota, A., Elias, J., & VusO. (2018). Analiza bezpieczeństwa przeciwpożarowego i wodnego hal turbogeneratorów na blokach energetycznych elektrowni. *Bezpieczeństwo przeciwpożarowe*, 21, 13–18.
- Bardyk, E., Lukash, M. (2008). *Część elektryczna stacji i podstacji. Generatory synchroniczne: przewodnik po studiach*. Kijów: NTUU “KPI”.
- Bezpieczeństwo przeciwpożarowe. Bezpieczeństwo wybuchowe. Informator (1987). Moskwa: Chemia.
- Cechy konstrukcji turbogeneratorów. Pobrane z: <http://leg.co.ua/info/elektricheskie-mashiny/osobennosti-konstrukciy-turbogeneratorov.html>.
- Filatov, A. (1983). *Eliminacja wypadków w głównych obwodach stacji elektrycznych i podstacji*. Moskwa: Energoatomizdat.
- Gakal, P., Ovsianynkova, O., Przybysz, J., Tretiak, O. (2017). Metoda wyznaczania rozkładu temperatur w uzwojeniu wirnika chłodzonego bezpośrednio wodorem. *Przegląd Elektrotechniczny*, 2, 43–47.
- Gruboy, O., Kobzar, K., Cheremisov, I., Khaymovich, L., Bogdanov, O., Gladky, V. (2009). Tworzenie nowych typów i sposobów modernizacji eksploatacyjnych turbogeneratorów dla elektrowni ciepłych: w książce. Energia ciepła – nowe wyzwania czasu. *Lwów: NVF Ukrainskie Technologie*, 209–225.
- Hanane, D., Roberto, S., Chiara, B., Ahmed, O. (2018). Hydrogen Infrastructure for Energy Applications. *Academic Press*, 153–156. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-812036-1.09995-9>.
- Iwanow, A. (2016). Korozja pustych przewodów miedzianych w układach bezpośredniego chłodzenia wodą uzwojeń turbingeneratora. *Universum: Technical Sciences*, 11(32). <http://7universum.com/ru/tech/archive/item/3943>.
- Kempell, I.D., et al. (2001). Hydrogen Explosions – an Example of Hazard Avoidance and Control. *ICHEME, Symp. Series*, 148, 523–539.
- Kobzar, K., Tretiak, O., Ovsianynkova, O., Poliienko, V., Gakal P. (2018). Designing of high power turbogenerators. *Vestnik KazNRTY*, 4(128), 164–169.

- Lewis, P.R. (2016). Chapter 5. W: *Small Containers, Materials, Forensic Polymer Engineering (Second Edition)* (s. 147–190). <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-101055-6.00005-7>.
- Machinery and Energy Systems for the Hydrogen Economy (2022), *Elsevier*, 650. <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-90394-3.09990-2>.
- Maughan, C., Svoboda, M. (2016) Water-cooled stator windings copper oxide issues. *Electrical Insulation Conference (EIC), Montreal, Qc, Canada*, 145–150.
- Olkhovyyk, Yu.O., Antonov, A., Denysenko, I., Veselivskiy, R. (2021). Niektóre cechy pochówku jedynego związku bitumicznego elektrowni jądrowej Równie. *Nauki o środowisku: czasopismo naukowe i praktyczne*, 3(36), 69–72.
- Samorodov, Yu. (2014). Przyczyny i skutki wypadków i awarii turbogeneratorów. *Unified Grid Energy*, 2(13), 70–80.
- Semerak, M., Kovalishyn, V., Dominik, A., Kyryłów, Y. (2011). Opór cieplny konstrukcji maszynowni elektrowni jądrowej. *Bezpieczeństwo przeciwpożarowe*, 7–12.
- Semerak, M., Subota, A., Zhelyak, V. (2013) Modelowanie parametrów termogazodynamicznych strumienia wodoru w przypadku rozszczelnienia korpusu turbogeneratorsa elektrowni. *Biuletyn Lwowskiego Państwowego Uniwersytetu Bezpieczeństwa Życia*, 7, 225–229.
- Semichaevskii, C., Svirskiy, V., Alimov, B., Stylyk, I. (2021). O zagrożeniu pożarowym maszynowni przedsiębiorstw energetycznych. *Notatki naukowe Narodowego Uniwersytetu Tauriyya im. V.I. Seria Wernadsky: Nauki techniczne*, 32(71), 6.
- Tarnavskiy, A. (2023). Emergency situations of turbogenerators of thermal electric plants and ways of preventing them. W: *Challenges and threats to critical infrastructure* (s. 31–35). Detroit: NGO Institute for Cyberspace Research.
- Tretyak, A., Kovriga, A., Repetenko, M., Nurmetov, R. (2019). Badanie stanu termicznego hydroeratorsa typu parasolowego metodami CAE. *Biuletyn NTU „KhPI”*. Seria: *Procesy i instalacje w energetyce i ciepłownictwie*, 3(1328), 42–46.
- Wenyao Li, Ruohan Cao, Lining Xu, Lijie Qiao. (2021). The role of hydrogen in the corrosion and cracking of steels – a review. *Elsevier*, 23–32. <https://doi.org/10.1016/j.corcom.2021.10.005>.
- Xuefeng Lyu, Shuai Liu, Ke Ji, Yang Feng, Shengfei Wang, Zhichao Huang. (2020). Research on hydrogen risk and hydrogen control system in marine nuclear

- reactor. *Annals of Nuclear Energy*, 141. <https://doi.org/10.1016/j.anucene.2020.107373>.
- Xuefeng Lyu, Zeyun Xun, Ke Ji, Xiaobo Lee, Shengfei Wang, Yu Yu, Long Chen. (2018). Analysis on hydrogen control system in AP1000 NPP. *Annals of Nuclear Energy*, 113, 279–285. <https://doi.org/10.1016/j.anucene.2017.11.031>.
- Zhuk M., Ilchyshyn Ya. (2021). Systemy wczesnego wykrywania sytuacji awaryjnych w obiektach wysokiego ryzyka. *Materiały Ogólnoukraińskiej konferencji naukowo-praktycznej podchorążych i studentów „Nauka o obronie cywilnej sposobem na rozwój młodych naukowców”* (s. 278–279). Czerkasy: Czerkaski Instytut Bezpieczeństwa Pożarowego im. Narodowego Centrum Bohaterów Czarnobyla Ukrainy.
- Zuettel, A. (2003). Materials for hydrogen storage. *Mater Today*, 24–33.

## Normy i wytyczne

- Departamentowe standardy budowlane Ukrainy VBN V.1.11-034-2003. *Normy ochrony przeciwpożarowej przy projektowaniu elektrowni jądrowych z reaktorami wodno-wodnymi*.
- Zarządzenie Ministra Energetyki i Przemysłu Węglowego Ukrainy z dnia 26 września 2018 r. nr 491. *Zasady bezpieczeństwa pożarowego w firmach, przedsiębiorstwach i organizacjach sektora energetycznego Ukrainy*.
- Zarządzenie Państwowego Komitetu Ukrainy w sprawie nadzoru ochrony pracy z dnia 6 października 1997 r. *Zasady bezpiecznej eksploatacji instalacji elektrycznych*.

Data przesłania artykułu do Redakcji: 19.09.2023 r.

Data akceptacji artykułu: 19.12.2023 r.