

ЕНЕРГЕТИКА

УДК 614.841.1

DOI <https://doi.org/10.32838/2663-5941/2021.6/24>

Семичаєвський С.В.

Інститут державного управління та наукових досліджень з цивільного захисту

Свірський В.В.

Інститут державного управління та наукових досліджень з цивільного захисту

Алімов Б.О.

Інститут державного управління та наукових досліджень з цивільного захисту

Стилик І.Г.

Інститут державного управління та наукових досліджень з цивільного захисту

ЩОДО ПОЖЕЖНОЇ НЕБЕЗПЕКИ МАШИННИХ ЗАЛІВ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ПІДПРИЄМСТВ

У статті проаналізовано причини виникнення пожеж у машинних залах енергетичних підприємств. Акцентовано увагу на тому, що до швидкого катастрофічного розвитку – пожежі турбінного масла й водню, пошкодженню основного обладнання й будівельних конструкцій машинного залу – за статистикою, призводили всі аварійні ситуації, першопричиною яких було механічне руйнування вузлів турбоагрегатів. Ця першопричина зумовила близько 70% пожеж з пошкодженням конструкцій даху в машинних залах електростанцій, із них приблизно дві треті випадків стосуються турбіни (механічне розбалансування, розгін), інші – генератора (пошкодження бандажних вузлів, вихід у двигунний режим). Руйнування турбіни завжди призводять до проливів великої кількості масла, яке супроводжується руйнуванням турбогенератору з викидом водню, пожежами турбінного масла й водню.

Досліджено недоліки наявних систем пожежогасіння енергетичних підприємств. Зазначено, що нині в машинних залах енергетичних підприємств практично відсутні автоматичні системи пожежогасіння, призначені для пожежогасіння, зокрема турбогенераторів. Водночас машинні зали деяких АЕС і ТЕС обладнані автоматичними дренажними системами водяного (пінного) пожежогасіння маслобаків, які збудовані за нормами проектування ще радянських часів і відпрацювали свій проектний ресурс. Приведено опис резонансної пожежі, яка сталася в машинному залі котлотурбінного цеху № 1 Вуглегірської ТЕС.

Установлено факти низької ефективності застосування найбільш поширених засобів пожежогасіння, таких як лафетні стволи й первинні засоби пожежогасіння, для ліквідації горіння турбінного масла. Виявлено низьку ефективність автоматичних систем пожежогасіння машинних залів енергетичних підприємств у зв'язку з їх високою інерційністю спрацювання з причини відсутності автоматичного запускання, установлено факти неспрацювання систем у дистанційному та ручному режимах запускання. Наведено конкретні випадки неспрацювань цих систем пожежогасіння на прикладах Білоярської АЕС (Росія), Вірменської АЕС (Вірменія) й АЕС Vandellos (Іспанія).

Ключові слова: водень, турбінне масло, енергетичні підприємства, машинні зали, пожежна безпека.

Постановка проблеми. У машинних залах енергетичних підприємств України й за кордоном експлуатуються турбогенератори (далі – ТГ) з водневим і воднево-водяним охолодженням різної потужності (від 25 до 1200 МВт) з надлишковим тиском водню в корпусі від 0,05 до 0,5 МПа. Для запобігання витоку водню в місцях виходу

валу, що обертається, з торцевих щитів корпусу з обох сторін ТГ встановлені масляні ущільнення. «Запірання» водню в ущільненнях здійснюється зустрічним потоком турбінного масла в зазорі між вкладишем і валом. Для підведення масла в ущільнення й зливання його передбачається система маслопостачання. Для заповнення ТГ воднем

і підтримання заданого надлишкового тиску зсередини корпусу застосовується відповідне обладнання, що утворює газову систему ТГ. Комплекс – корпус ТГ, вузли ущільнень, обладнання газової системи та системи маслопостачання – становить газомасляну систему [1].

Наявність у системах охолодження ТГ горючого й вибухонебезпечного водню в поєднанні з горючим маслом, температура самозаймання якого значно нижче, ніж у водню, власне й становить проблему забезпечення вибухо- та пожежобезпеки в машзалах електростанцій.

Номінальні значення надлишкового тиску водню в корпусах турбогенераторів, установлених на АЕС [1], представлені в таблиці 1.

Таблиця 1

Тиск водню в корпусі ТГ різної потужності

| Тип турбогенератора | Потужність, МВт | Надлишковий тиск водню, МПа |
|---------------------|-----------------|-----------------------------|
| ТВВ-220-2А | 220 | 0,3 |
| ТВВ-500-2У3 | 500 | 0,45 |
| ТВВ-1000-4У3 | 1000 | 0,5 |
| ТВВ-1000-2У3 | 1000 | 0,5 |

Об'єми масла в баках маслосистем турбоагрегату [1] указано в таблиці 2.

Таблиця 2

Об'єми масла в маслосистемах турбіни й генератора

| Найменування обладнання | Кількість на блок | Об'єм масла, м ³ | |
|--|-------------------|-----------------------------|--------|
| | | На один бак | Всього |
| Головний маслобак системи змазування й регулювання турбіни | 1 | 127,0 | 127,0 |
| Демпферний бак системи змазування турбіни | 1 | 3,2 | 3,2 |
| Демпферний бак маслосистеми ущільнень вала генератора | 2 | 3,2 | 6,4 |
| Бак брудного масла | 1 | 2,5 | 2,5 |
| Маслосистема ТПН | 2 | 1,5 | 3,0 |
| Маслосистема КЕН 2 ступеня | 3 | 1,0 | 3,0 |
| Доливний бак турбіни | 1 | 2,5 | 2,5 |
| Бак збирання протікань масла | 1 | 2,5 | 2,5 |
| Разом | | | 150,1 |

Показники, що характеризують вибухопожежну небезпеку змащувальних рідин і водню [1] наведено в таблиці 3.

Таблиця 3

Показники, що характеризують вибухопожежну небезпеку змащувальних рідин і водню

| Показники, що характеризують вибухопожежну небезпеку | Змащувальні рідини | | Газ у системі охолодження генератора – водень |
|--|--------------------|---------|---|
| | ТП-22 | ОМТІ | |
| 1. Температура спалаху, °С | 180 | 240 | - |
| 2. Температура займання, °С | 210–220 | 340–400 | - |
| 3. Температура самозаймання, °С | 300–350 | 559 | 510 |
| 4. Ділянка займання при його концентрації у % до об'єму повітря | - | - | 4,12–75,00 |
| 5. Мінімальний вибухонебезпечний уміст водню у % до об'єму повітря | - | - | 5,0 |
| 6. Мінімальна енергія запалення, МДж | - | - | 0,02 |
| 7. Нормальна швидкість розповсюдження полум'я, м/с | - | - | 2,7–3,1 |

У машинних залах енергетичних підприємств застосовується низка основних принципів, реалізація яких у галузі проектування й експлуатації забезпечила високу надійність ТГ з водневим охолодженням, які експлуатуються в Україні та за кордоном.

Разом із тим досвід експлуатації за останні десятиріччя показує, що на електростанціях, у тому числі і на атомних, трапляються великі аварії з катастрофічними наслідками – пожежами, значними пошкодженнями й (або) руйнуванням ТГ і будівельних конструкцій машинних залів – унаслідок пошкодження ТГ й горіння водню та масла [1; 2].

Крім вищезазначеного, варто відмітити, що наявний комплекс заходів щодо забезпечення пожежної безпеки в машинних залах АЕС (ТЕС) має низку суттєвих недоліків.

Таким чином, нині питання забезпечення пожежної безпеки машинних залів енергетичних підприємств залишається актуальним.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Розглянуто джерела інформації [1–13], які розкривають

питання пожежної безпеки машинних залів енергетичних підприємств, зокрема в частині аналізу основних причин виникнення пожеж у машинних залах і наявного стану систем проти-пожежного захисту.

Постановка завдання. Метою роботи є аналіз пожежної безпеки машинних залів енергетичних підприємств і виявлення основних недоліків систем пожежогасіння турбоустановок цих підприємств.

Виклад основного матеріалу дослідження. Досвід експлуатації за останні десятиріччя показує, що на АЕС і ТЕС трапляються великі аварії з катастрофічними наслідками – пожежами, значними пошкодженнями та руйнуванням турбогенераторів і будівельних конструкцій машинних залів – унаслідок пошкодження турбогенераторів і горіння водню й турбінного масла [1–5].

Статистика аварій з пожежами й руйнуванням машинного залу [1] свідчить про те, що пожежі в машинному залі виникають із причини:

- недостатньої кваліфікації експлуатаційного оперативного персоналу;
- низької якості ремонту, помилок ремонтного персоналу та порушень ними технічних вимог щодо ремонту обладнання й систем;
- недоліків конструкції обладнання і систем, що забезпечують його роботу, їх фізичного зношування;
- відсутності досконалих засобів виявлення та гасіння пожеж.

Порушення в газомасляній системі й ущільнень валів генераторів без їх пошкодження є першопричиною масштабних пожеж.

Найбільшу небезпеку за швидкістю й масштабістю становлять аварії з обривом лопаток турбіни, з вібрацією, що зростає, роторів валопроводу турбогенератора, пошкодженням його підшипників та ущільнень валу генератора й виникненням пожежі.

Аналіз причин аварійних ситуацій і їх наслідків [1] показав, що до швидкого катастрофічного розвитку – пожежі турбінного масла та водню, пошкодження основного обладнання та будівельних конструкцій машинного залу – призводили всі аварійні ситуації, першопричиною яких було механічне руйнування вузлів турбоагрегатів. Ця першопричина зумовила близько 70% пожеж з пошкодженням конструкцій даху в машинних залах електростанцій, із них приблизно дві третини випадків стосуються турбіни (механічне розбалансування, розгін), інші – генератора (пошкодження бандажних вузлів, вихід у двигунний

режим). Руйнування турбіни завжди призводять до проливів великої кількості масла, яке супроводжується руйнуванням турбогенератора з викидом водню, пожежами турбінного масла та водню.

Наступними за значимістю є розуцільнення напірних маслопроводів (фонтанування й витіки турбінного масла з просоченням теплоізоляції) та розуцільнення системи водневого охолодження турбогенератора – витіки, які призводять до накопиченню воднево-повітряної суміші. Витіки турбінного масла із загоранням мали катастрофічні наслідки – пожежі – приблизно в 17% випадків. Витіки водню із загоранням мали катастрофічні наслідки – вибухи та пожежі – приблизно у 18% випадків, у тому числі вибухи із загибеллю людей – у 6% випадків.

При змішуванні водню, який горить з турбінним маслом, що витікає зі зруйнованих через вібрацію маслосистем, утворювався газомасляний факел з температурою більше 2000°C, висота якого досягала металоконструкцій даху машзала.

У результаті впливу такої температури метало-конструкції втрачали стійкість та відбувалося їх обвалення.

Такі серйозні аварії мали місце на таких електростанціях [14, с. 2]:

- Екібастузькій ГРЕС (Казахстан);
- енергоблоці № 2 Чорнобильської АЕС (Україна);
- Вуглегірській ТЕС ПАТ «Центренерго» (Україна);
- Конаківській і Новочеркаській ГРЕС (Росія);
- Улан-Уденській ТЕЦ-1 (Росія);
- Сирдар'їнській ГРЕС (Узбекистан);
- АЕС Palisades (США);
- АЕС Maanshan (Тайвань);
- АЕС Vandellos (Іспанія);
- АЕС Narora (Індія) тощо.

Досвід експлуатації показав, що нині на АЕС і ТЕС у машинних залах практично відсутні автоматичні системи пожежогасіння [6–7], призначені для пожежогасіння, зокрема турбогенераторів, які вимагаються згідно з НАПБ В.01.061–2011/111 [8]. Разом із тим машинні зали деяких АЕС і ТЕС обладнані автоматичними дренчерними системами водяного (пінного) пожежогасіння маслосистем, які збудовані за нормами проектування ще радянських часів і відпрацювали свій проектний ресурс.

Одним із головних недоліків цих систем є те, що вони мають в основному дистанційне запускання, що може здійснюватися зі щитів управління й інших приміщень, де є постійний вартівний персонал і ручне запускання й управління

запірно-пусковими пристроями, що здійснюється з доступних і безпечних при пожежі місць. Зазвичай автоматичне запускання системи пожежогашіння, що має здійснюватися, зокрема, від автоматичної пожежної сигналізації та дублювати дистанційне й ручне запускання, у машинних залах АЕС і ТЕС відсутнє.

За статистикою пожеж у машинних залах АЕС і ТЕС, відомі випадки неможливості дистанційного запускання автоматичної системи пожежогашіння з причини, наприклад, відсутності електроживлення, пошкодження вогнем кабелів систем управління тощо. Також мали місце випадки недоступності ручного запускання з причини впливу небезпечних факторів пожежі на людину.

Крім того, відсутність автоматичного запуску вищевказаних систем пожежогашіння впливає на втрату часу в разі виявлення загоряння персоналом і прийняття ним рішення про пуск системи пожежогашіння кнопкою дистанційного пуску або вручну. Тобто необхідно враховувати людський фактор. З огляду на це, має місце збільшення інерційності запуску автоматичних систем пожежогашіння під час пожежі.

Так, основною особливістю катастрофічного розвитку ситуації є швидкість розвитку пожежі: від двох до п'яти хвилин факельного горіння струменя масла й водню достатньо для нагріву до критичної температури (близько 500 °C), утрати стійкості та обвалення несучих конструкцій машинного залу [9].

На основі аналізу статистичної інформації встановлено, що проміжки часу від виявлення загоряння персоналом до початку розвантаження блоку й до відключення генератора становлять від однієї до чотирьох хвилин [9].

Ці часові характеристики висувають високі вимоги до часу спрацювання автоматичної пожежної сигналізації, а також до введення в дію ручних засобів охолодження несучих металоконструкцій машинного залу.

Якщо врахувати значну інерційність димових пожежних сповіщувачів, які застосовуються, що перевищує 60 с, та інерційність засобів подавання води в осередок пожежі до 30 с, то стане ясно, що проблематично своєчасно (менше ніж за дві хвилини) привести в дію засоби охолодження.

Що стосується ефективності активного захисту ферм машинного залу шляхом зрошення водою з лафетних стволів, то має місце її зниження через велику втрату часу й неможливість точного попадання струменя води в осередок найбільшого нагріву ферм в умовах задимлення машинного

залу та поганої видимості. Більшість води проливається в машинний зал, не досягаючи осередку ферм і не охолоджуючи останніх.

Вогнезахисні покриття несучих металоконструкцій, що застосовуються, дають змогу довести їх межу вогнестійкості до 45 хвилин, що має суттєво підвищити результативність дій персоналу з охолодження несучих металоконструкцій за допомогою лафетних стволів за умови достатності витрати води. Але пасивний захист металоконструкцій від перегріву вогнезахисними покриттями забезпечує задану вогнестійкість при рівномірному нагріві та є проблематичним при нерівномірному нагріві елементів просторових ферм.

Сам принцип використання лафетних стволів для охолодження металоконструкцій машинного залу за потужних теплових потоків, що впливають на металоконструкції покрівлі й колон, не є досконалим, оскільки він спрямований на зниження наслідків пожежі, а не на гасіння пожежі та пригнічення цих теплових потоків, тобто малоефективний.

Характерним прикладом вищевказаного є резонансна пожежа, яка сталася 29 березня 2013 року в машинному залі котлотурбінного цеху № 1 Вуглегірської ТЕС. Унаслідок порушень ущільнень фланцевих з'єднань маслосистеми турбогенератора № 2 відбулося розлиття турбінного масла на площі 460 м² і подальше її горіння. Було знищено покрівлю машзалу на площі 10880 м², а також технологічне обладнання цеху. У результаті пожежі постраждало 11 осіб та 1 особа загинула.

Стаціонарні схеми керування пожежогашіння, що мали дистанційний і ручний способи запуску, не забезпечили своєчасне включення установок пінного пожежогашіння маслобаків з причини відсутності електроживлення.

Гасіння пожежі силами обслуговуючого персоналу цеху за допомогою лафетних стволів і первинних засобів пожежогашіння виявилось мало ефективним за рахунок відносної недоступності осередку пожежі та швидкого її поширення. Треба відмітити, що, за статистикою, під час гасіння пожеж у машинних залах, пов'язаних з горінням, зокрема турбінного масла, лафетні стволи є найбільш поширеним засобом пожежогашіння.

Другим характерним прикладом неспрацювання автоматичної системи пожежогашіння в машинному залі є пожежа на Білоярській АЕС, яка сталася 31 грудня 1978 року.

Наявна система пінного пожежогашіння з дистанційним запусканням у момент виникнення пожежі не була приведена в дію персоналом станції у зв'язку з пошкодженням вогнем кабелів

систем управління, а ручне запускання системи, що знаходилося в зоні сильного задимлення, не дало змоги обслуговуючому персоналу запустити її.

Під час пожежі на Вірменській АЕС 15 жовтня 1982 року в машинному залі обслуговуючий персонал намагався дистанційно включити установку пінного пожежогасіння, яка не спрацювала.

За кордоном факт неспрацювання автоматичної системи пожежогасіння з дистанційним запусканням мав місце під час пожежі в машинному залі на АЕС Vandellos (Іспанія) 19 жовтня 1989 року.

Відомі випадки недостатньої ефективності систем автоматичної пожежної сигналізації з причини несвоєчасного їх спрацювання [9–13]. Це було наслідком того, що серія зареєстрованих пожеж не були великими за розмірами й інтенсивності. Однак питання надійності й ролі автоматичних сповіщувачів залишається важливим.

Висновки. Отже, на основі викладеного можемо резюмувати таке:

1. Виявлено, що першопричиною аварійних ситуацій є механічне руйнування вузлів турбоагрегатів, що зумовила близько 70% пожеж з пошкодженням конструкцій даху в машинних залах АЕС і ТЕС.

2. Установлено факти низької ефективності застосування найбільш поширених засобів пожежогасіння, таких як лафетні стволи та первинні засоби пожежогасіння, для ліквідації горіння турбінного масла.

3. Виявлено низьку ефективність автоматичних систем пожежогасіння машинних залів АЕС і ТЕС у зв'язку з їх високою інерційністю спрацювання з причини відсутності автоматичного запускання, установлено факти неспрацювання систем у дистанційному та ручному режимах запускання.

Список літератури:

1. Сравнительный анализ аварийных ситуаций, пожаров и взрывов в машзалах АЭС, электростанциях РАО ЕЭС при нарушениях в работе турбогенераторов с проливом масла и утечкой водорода: Технический отчет / ОАО «ВНИИАЭС». Москва, 2008. 88 с.
2. Обзор аварийных ситуаций, пожаров и взрывов на электростанциях РАО «ЕЭС России», в машинных залах АЭС России и Украины с анализом причин, способствующих факторов и возможностей предупреждения. Научно-технический отчет ОАО «ВНИИАЭС». Москва, 2008.
3. Голоднова О.С. О факторах, способствующих повышению риска крупных техногенных аварий. *Вести в электроэнергетике*. 2010. № 1. С. 3–10.
4. Математичне моделювання вогнестійкості несучих металевих конструкцій машинних залів електростанцій / М.М. Семерак, А.В. Субота, В.М. Новак, В.М. Байтала. *Пожежна безпека* : збірник наукових праць. Львів : ЛДУБЖД, 2012. № 21. С. 7–11.
5. Семерак М.М. Термостійкість несучих конструкцій машинних залів АЕС при горінні водню. *Пожежна безпека* : збірник наукових праць. Львів : ЛДУБЖД, 2011. № 19. С. 1–7.
6. Хмельницкая АЭС. Энергоблок № 2. Модернизация. Главный корпус. Турбинное отделение. Мероприятие 29112. Разработать и реализовать систему по сигналу «пожар» сброса водорода из корпуса генератора за пределы машзала. Этап 1. Технические предложения / КИЭП. 2007.
7. Жаров А.П., Беликова Н.З., Келлер В.Д. Противопожарная система для турбоагрегатов энергоблоков ТЭС. *Электрические станции*. 2001. № 6. С. 43–46.
8. НАПБ В.01.061-2011/111 Протипожежний захист машзалів електростанцій. Правила проектування та експлуатації протипожежного устаткування. 2011.
9. Разработка технических предложений по системам и устройствам локализации возможных пожаров на турбогенераторах с водородным охлаждением (применительно к энергоблоку ВВЕР-1000): Технический отчет / ОАО «ВНИИАЭС». Москва, 2008. 84 с.
10. Микеев А.К. Пожары на радиационно-опасных объектах. Факты. Выводы. Рекомендации. Москва : ВНИИПО МВД России, 2000. 346 с.
11. Технические предложения по повышению пожарной безопасности машзплов АЭС и устойчивости их строительных конструкций при пожаре / КИЭП-ТППБ. 1993.
12. Определение сценариев возможных пожаров в машзалах АЭС, связанных с проливом масла и утечкой водорода по теме: Разработка технических предложений для повышения пожарной безопасности турбогенераторов в водородном охлаждении. Москва, 2008.
13. Разработать мероприятия по повышению огнестойкости несущих конструкций машзалов Балаковской АЭС. Отчет о научно-исследовательской работе ВНИИАЭС, ВНИИПО. Москва, 2008.

Semichaevsky S.V., Svirsky V.V., Alimov B.O., Stylyk I.G. ON FIRE DANGER OF TURBINE ROOMS OF ENERGY ENTERPRISES

The article analyzes the causes of fires in the turbine rooms of energy companies. Emphasis is placed on the fact that all accidents, the primary cause of which was the mechanical destruction of turbine units, led to rapid catastrophic development – fires of turbine oil and hydrogen, damage to the main equipment and building structures of the turbine rooms. This root cause caused about 70% of fires with damage to roof structures in the turbine rooms of power plants. Of these, about two-thirds of the cases relate to the turbine (mechanical imbalance, acceleration), and others – to the generator (damage to the bandages, entering the engine mode). The destruction of the turbine always leads to spills of large amounts of oil, which is accompanied by the destruction of the turbogenerator with hydrogen emissions, fires of turbine oil and hydrogen.

The shortcomings of the existing fire extinguishing systems of energy enterprises are investigated. It is noted that at present in the turbine rooms of energy companies there are virtually no automatic fire extinguishing systems designed for firefighting, including turbogenerators. At the same time, the turbine rooms of some NPPs and TPPs are equipped with automatic drencher systems for water (foam) fire extinguishing of oil tanks, which were built according to the design standards of the Soviet times and have exhausted their design resource. A description of the resonant fire that occurred in the turbine room of the boiler-turbine shop №1 of Uglehirska TPP is given.

The facts of low efficiency of application of the most widespread means of fire extinguishing, such as gun barrels and primary means of fire extinguishing for elimination of burning of turbine oil are established. The low efficiency of automatic fire extinguishing systems of turbine rooms of energy enterprises due to their high inertia due to the lack of automatic start is revealed, the facts of system failure in remote and manual start modes are established. Specific cases of failure of these fire extinguishing systems are given on the examples of Beloyarsk NPP (Russia), Armenian NPP (Armenia) and Vandellos NPP (Spain).

Key words: energy companies, fire hazard, hydrogen, turbine oil, turbine rooms.