

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

Остаповець Андрій Олександрович

УДК 621.039.58:621.311.25(043.3)

ДИСЕРТАЦІЯ
РОЗРОБКА МЕТОДІВ КВАЛІФІКАЦІЇ МОДЕРНІЗАЦІЙ СТРАТЕГІЇ
ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИСТЕМ, ВАЖЛИВИХ ДЛЯ БЕЗПЕКИ ЯДЕРНИХ
ЕНЕРГЕТИЧНИХ УСТАНОВОК

143 – Атомна енергетика

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей,
результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело
_____/Остаповець А.О./

Науковий керівник Коньшин Валерій Іванович, к.т.н., доц.

Київ – 2025

АНОТАЦІЯ

Остаповець А.О. Розробка методів кваліфікації модернізацій стратегій експлуатації систем, важливих для безпеки ядерних енергетичних установок. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 143 «Атомна енергетика». – Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» МОН України, Київ, 2025.

Дисертаційна робота присвячена модернізації проектних стратегій експлуатації, випробувань, технічного обслуговування і ремонту систем, важливих для безпеки ядерних енергоустановок (СВБ ЯЕУ), які визначаються такими положеннями :

- технологічними регламентами безпечної експлуатації ЯЕУ з ВВЕР стратегії планових випробувань (ПВ), технічного обслуговування і ремонту (ТОіР) СВБ встановлені апріорі без достатніх обґрунтувань і не враховують багаторічний досвід експлуатації ЯЕУ з ВВЕР;

- перспективними для підвищення ефективності експлуатації атомної енергетики України можуть бути стратегії експлуатації ядерних реакторів на підвищеній тривалості паливної кампаній (ПТПК) за рахунок підвищення номінальної потужності (ПНП) та модернізації термічних опорів ТВЕЛ, особливу актуальність стратегії ПНП та ПТПК мають у сучасних екстремальних умовах воєнного часу, що характеризуються значним зниженням рівня потужності генерації електроенергії.

Відповідно до ядерного законодавства України, а також передового міжнародного досвіду модернізація стратегій експлуатації, ПВ та ТОіР СВБ ЯЕУ повинна бути заснована на достатніх обґрунтуваннях (кваліфікації) розрахунковими або експериментальними методами, що і визначає актуальність, мету та завдання роботи.

Метою роботи є розробка методів кваліфікації модернізацій стратегій експлуатації, ПВ та ТОіР СВБ ЯЕУ з ВВЕР для підвищення безпеки та ефективності експлуатації атомної енергетики України.

Основні завдання роботи: аналіз проєктних і перспективних стратегій експлуатації ЯЕУ, а також нормативної та методичної бази модернізації стратегій експлуатації, ПВ та ТОіР СВБ ЯЕУ з ВВЕР; розробити альтернативний детерміністичний метод кваліфікації стратегії експлуатації реакторів на підвищеній тривалості паливних кампаній (ПТПК) за рахунок підвищення номінальної потужності (ПНП) та модернізації термічних опорів ТВЕЛ; адаптувати ризик-орієнтований підхід оптимізації стратегій ПВ та ТОіР у режимах ПНМ та/або ПТПК; аналіз результатів оптимізації періодичності ПВ СВБ у режимах ПНМ та/або ПТПК.

У вступі обґрунтовано актуальність розробки підходів та вказаних спряжених моделей, надана загальна характеристика роботи, сформульована її мета, основні задачі, об'єкт та предмет досліджень, визначена наукова новизна та практична цінність отриманих результатів, представлено інформацію про особистий внесок здобувача та апробацію роботи, її структуру та обсяг.

У першому розділі проведено аналіз проєктних та перспективних стратегій експлуатації ЯЕУ, а також методичної і нормативної бази модернізації стратегій експлуатації, ПВ і ТОіР СВБ ЯЕУ з ВВЕР. На основі проведеного аналізу встановлено: необхідність удосконалення методичної бази кваліфікації модернізації стратегій експлуатації, ПВ і ТОіР СВБ ЯЕУ; необхідність приведення у відповідність Правил і норм безпеки (ПНАЕ) до екстремальних умов експлуатації в умовах воєнного часу. Зокрема, встановлені в мирний час імовірнісні показники (критерії) ядерної безпеки (сумарна частота пошкодження активної зони — ЧПАЗ) не враховують реальні зовнішні екстремальні події воєнного часу. Наприклад, імовірність виникнення аварії з повним знеструмленням енергоблоків АЕС (аналог аварії на АЕС Фукусіма) раніше оцінювалася порядку не більше одного разу за мільйон років; а в екстремальних умовах воєнного часу лише за три роки сталося кілька десятків аварійних зупинок

через пошкодження/руйнування критичної енергетичної інфраструктури та відповідне знеструмлення енергоблоків.

ПНАЕ, приведені у відповідність до екстремальних умов воєнного часу, мають передбачати можливість розробки та впровадження непроектних стратегій експлуатації ЯЕУ, спрямованих на підвищення ефективності безпечної експлуатації атомної енергетики України.

У другому розділі проведено аналіз відомих підходів розрахункової кваліфікації стратегій експлуатації ЯЕУ з ВВЕР в режимах ПНП та/або ПТПК. На основі проведеного аналізу встановлено:

- Гранично допустима номінальна потужність реакторів повинна визначатися умовами виникнення термоакустичної нестабільності теплоносія в активній зоні.
- Кваліфікація модернізацій стратегій підвищеної тривалості термінів паливних кампаній та номінальної потужності реакторів традиційними методами аналізу безпеки детерміністичними кодами (ДК) є недостатньо обґрунтованою.
- Актуальною є розробка альтернативних методів кваліфікації стратегії ПНП, які дозволяють оптимізувати визначальні параметри модернізації стратегії та не залежать від впливу на результати кваліфікації ефектів «різниці ДК та/або користувачів ДК».

Вперше розроблено детерміністичний метод кваліфікації стратегії експлуатації ЯЕУ на ПНП і ПТПК, заснований на критеріях термодинамічної подібності проектних і модернізованих робочих та аварійних режимів. Розроблений метод встановлює оптимізацію визначальних параметрів (нейтронно-фізичних і/або теплофізичних властивостей ЯП і/або конструкційно-технічних параметрів елементів активної зони) модернізованої стратегії експлуатації реакторів на гранично допустимій номінальній потужності за умови дотримання необхідних умов ядерної безпеки.

У третьому розділі адаптовано ризик-орієнтований метод оптимізації періодичності планових експлуатаційних випробувань (ЕВ) СВБ ЯЕУ у робочих режимах реактора до умов стратегії ПТПК та ПНП із урахуванням збільшення

тривалості робочих режимів реактора (збільшення тривалості «паливних кампаній»). Критерій оптимізації — імовірність максимальної готовності виконання необхідних функцій безпеки. Параметри оптимізації:

- імовірність накопичення «прихованих» відмов/критичних дефектів у міжвипробувальні періоди часу робочих режимів реактора («режим очікування»);
- імовірність передчасного зношення/деградації/зменшення залишкового ресурсу обладнання СВБ унаслідок надмірно частих ЕВ.

У четвертому розділі на основі адаптованого до умов стратегії ПНП і ПТПК ризик-орієнтованого методу проведено кваліфікацію стратегії оптимізації періодичності ЕВ наступних систем безпеки (СБ): системи аварійного охолодження активної зони реактора насосами високого та низького тиску, системи підживлення та борного регулювання теплоносія, системи аварійного підживлення парогенераторів, тощо - у робочих режимах реактора на ПНП і ПТПК. У результаті кваліфікації встановлено, що оптимальна періодичність ЕВ СБ у робочих режимах ПНП для півторарічної «паливної кампанії» у 3–4 рази більша за проєктну.

Ключові слова: аварія, АЕС, атомна енергетика, гідродинаміка, діагностика, експлуатація, кваліфікація, математичне та комп'ютерне моделювання, парогенератор, реактор, ядерна безпека, твел, теплообмін, ядерна енергетика, ядерне паливо.

ANNOTATION

Ostapovets A.O. Development of qualification methods for the modernization of the operation strategy of systems important for the safety of nuclear power plants. – Qualification scientific work in the form of a manuscript.

Dissertation for obtaining the scientific degree of Doctor of Philosophy in specialty 143 "Nuclear Energy". – National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute" of the Ministry of Education and Science of Ukraine, Kyiv, 2025.

The dissertation is devoted to the modernization of design strategies for operation, testing, maintenance and repair of systems important for the safety of nuclear power plants, which are determined by the following provisions:

- technological regulations for the safe operation of nuclear power plants with VVER strategies for scheduled testing, maintenance and repair of systems important for safety are established a priori without sufficient justification and do not take into account the long-term experience of operation of nuclear power plants with VVER;

- strategies for operating nuclear reactors with extended fuel campaign duration by increasing rated power and modernizing thermal resistance of fuel elements may be promising for improving the efficiency of nuclear power in Ukraine; strategies for increasing rated power and extending fuel campaign duration are especially relevant in the current extreme wartime conditions characterized by a significant decrease in power generation capacity.

According to the nuclear legislation of Ukraine, as well as international best practices, modernization of operation strategies, scheduled testing, maintenance and repair of systems important for the safety of nuclear power plants should be based on sufficient justification (qualification) by computational or experimental methods, which determines the relevance, purpose, and objectives of the work.

The aim of the study is to develop methods for qualifying modernization of operation strategies, scheduled tests, maintenance and repair of systems important for the safety of VVER nuclear power plants to improve the safety and efficiency of nuclear

power in Ukraine.

The main objectives of the work are to analyze the design and perspective operation strategies of nuclear power plants, as well as the regulatory and methodological framework for modernization of operation strategies, scheduled tests and maintenance and repair of systems important for the safety of VVER nuclear power plants; to develop an alternative deterministic method for qualifying the strategy of reactor operation for extended fuel campaigns by increasing the rated power and modernizing the thermal resistance of fuel elements. Adapt a risk-based approach to optimizing strategies for scheduled testing and maintenance and repair in modes of increased rated power and/or extended fuel campaigns; analyze the results of optimizing the frequency of scheduled testing of systems important to safety in modes of increased rated power and/or extended fuel campaigns.

The introduction substantiates the relevance of developing the approaches and the above coupled models, provides a general description of the work, formulates its purpose, main objectives, object and subject of research, defines the scientific novelty and practical value of the results obtained, provides information on the personal contribution of the applicant and the testing of the work, its structure and scope.

The first section analyzes the design and long-term operation strategies of nuclear power plants, as well as the methodological and regulatory framework for modernization of the operation strategy, scheduled tests, maintenance and repair of systems important for the safety of nuclear power plants with VVER. Based on the analysis, it was established that there is a need to improve the methodological basis for qualification of modernization of operation strategies, scheduled tests, maintenance and repair of systems important for the safety of nuclear power plants; the need to bring the Safety Rules and Regulations into compliance with extreme wartime operating conditions. In particular, the probabilistic indicators (criteria) of nuclear safety (total core damage frequency) established in peacetime do not take into account real external extreme events in wartime. For example, the probability of an accident with complete blackout of NPP units (analogous to the Fukushima accident) was previously estimated to be no more than once in a million years; and in extreme wartime conditions, several

dozen emergency shutdowns occurred in just three years due to damage/destruction of critical energy infrastructure and corresponding blackout of power units. Safety rules and regulations brought in line with extreme wartime conditions should provide for the possibility of developing and implementing non-design-based strategies for the operation of nuclear power plants aimed at improving the efficiency of safe operation of the nuclear power industry of Ukraine.

Second section analyzes the known approaches to the calculation qualification of strategies for the operation of nuclear power plants with VVER in the modes of increased rated power and/or increased duration of fuel campaigns. Based on the analysis, it was established that:

- the maximum permissible rated power of reactors should be determined by the conditions of thermoacoustic instability of the coolant in the core.

- the qualification of modernization strategies for extended fuel campaigns and reactor rated power by traditional methods of safety analysis with deterministic codes is not sufficiently justified.

- it is important to develop alternative methods for qualifying the strategy for increasing the rated power, which allow optimizing the defining parameters of the strategy modernization and do not depend on the influence of the effects of “differences in deterministic codes and/or users of deterministic codes” on the qualification results.

For the first time, a deterministic method for qualifying the strategy for operating nuclear power plants at increased rated power and extended fuel campaigns based on the criteria of thermodynamic similarity of design and modernized operating and emergency modes has been developed. The developed method establishes the optimization of the defining parameters (neutron-physical and/or thermal properties of nuclear fuel and/or structural and technical parameters of core elements) of the modernized reactor operation strategy at the maximum allowable rated power, provided that the required nuclear safety conditions are met.

In the third section, the risk-based method for optimizing the frequency of scheduled operational tests of systems important for the safety of a nuclear power plant in reactor operating modes is adapted to the conditions of the strategy of extended fuel

campaign duration and increased rated power taking into account the increase in the duration of reactor operating modes (increased duration of “fuel campaigns”). The optimization criterion is the probability of maximum availability of the required safety functions. Optimization parameters:

- probability of accumulation of “hidden” failures/critical defects during inter-test periods of reactor operating modes (“standby mode”);
- probability of premature wear/degradation/decrease in residual service life of equipment of safety-critical systems due to excessively frequent operational tests.

In the fourth section, based on the risk-based method adapted to the conditions of the strategy for increasing the rated power and increasing the duration of fuel campaigns, the strategy for optimizing the frequency of operational tests of the following safety systems was qualified: the system for emergency cooling of the reactor core by high and low pressure pumps, the system for coolant feeding and boron control, the system for emergency feeding of steam generators, etc. – in reactor operating modes at increased rated power and extended fuel campaign duration. As a result of the qualification, it was established that the optimal frequency of operational tests of safety systems in operating modes of increased rated power for a year and a half “fuel campaign” is 3-4 times higher than the design frequency.

Keywords: accident, NPP, nuclear energy, hydrodynamics, diagnostics, operation, qualification, mathematical and computer modeling, steam generator, reactor, nuclear safety, fuel rod, heat exchange, nuclear power industry, nuclear fuel.

СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

Публікації, в яких опубліковані основні наукові та практичні результати дисертації:

1. Остаповець А. О. Дослідження методів і засобів підвищення ефективності експлуатації енергоблоків АЕС України за рахунок оптимізації планово-попереджувальних ремонтів / А.О. Остаповець, В.І. Коньшин // Науково-технічний журнал «Ядерна енергетика та довкілля». – 2024. – № 1 (29). – С. 3-12. URL: <http://dx.doi.org/10.31717/2311-8253.24.1.1> Фахове видання включено до категорії «Б» переліку фахових видань України, індексується у міжнародних наукометричних базах Index Copernicus, Google Scholar, INIS, ResearchBib);

2. Остаповець А. О. Вимоги до технічного обслуговування і ремонту обладнання систем, важливих для безпеки атомних станцій / А.О. Остаповець , О.В. Кухочький, Д.В. Гуменюк, О.І. Лігоцький, В.С. Потоскуєв, А.М. Шишута // Науково-технічний журнал «Ядерна та радіаційна безпека». – 2024. – № 3. – С. 52 – 59. URL:[https://doi.org/10.32918/nrs.2024.3\(103\).06](https://doi.org/10.32918/nrs.2024.3(103).06) (Фахове видання включено до категорії «А» переліку фахових видань України індексується у міжнародних наукометричних базах **SCOPUS Q3**, UGC CARE).

3. Остаповець А. О. Критеріальний метод кваліфікації стратегії підвищення номінальної потужності ядерних реакторів / А.О. Остаповець, В.І. Коньшин // Науковий журнал «Вісник Національного технічного університету «ХПІ». – 2024. – № 2 (1368). – С. 47 – 52. URL: <https://doi.org/10.20998/2220-4784.2024.02.05> Фахове видання включено до категорії «Б» переліку фахових видань України);

Публікації, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:

4. Остаповець А. О. Кваліфікація стратегії підвищення номінальної потужності ядерних енергоустановок / А.О. Остаповець, В.І. Коньшин // I International Scientific and Practical Conference «European congress of scientific discovery». Proc. – Madrid, Spain. – December 29 – 31. – 2024. – P. 238 – 243. (ISBN

978-84-15927-30-3). URL: <https://sci-conf.com.ua/i-mizhnarodna-naukovo-praktichna-konferentsiya-european-congress-of-scientific-discovery-29-31-12-2024-madrid-ispaniya-arhiv/>.

5. Остаповець А. О. Адаптація ризик-орієнтованого підходу кваліфікації модернізації стратегій періодичності планових випробувань систем безпеки реактора / А.О. Остаповець, В.І. Коньшин // VI International Scientific and Practical Conference «Current trends in scientific research development». Proc. – Boston, USA. – January 16-18. – 2025. – P. 215 – 221. (ISBN 978-1-73981-122-8). URL: <https://sci-conf.com.ua/vi-mizhnarodna-naukovo-praktichna-konferentsiya-current-trends-in-scientific-research-development-16-18-01-2025-boston-ssha-arhiv/>.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ ВИМІРЮВАНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ	16
ВСТУП.....	20
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ПРОЄКТНИХ ТА ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТЕГІЙ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТА ВИПРОБУВАНЬ СИСТЕМ, ВАЖЛИВИХ ДЛЯ БЕЗПЕКИ ЯЕУ	27
1.1 Аналіз нормативного регулювання безпеки стратегій підвищення ефективності експлуатації ЯЕУ	27
1.1.1 Порівняльний аналіз вимог до ТОіР, застосованих у світі, з вимогами України	31
1.2 Аналіз проєктних та перспективних стратегій експлуатації ядерних енергоустановок (ЯЕУ) з реакторами ВВЕР на номінальній потужності реактора	36
1.3 Аналіз проєктних і перспективних стратегій випробувань систем безпеки в робочих режимах реактора.....	41
1.4 Вимоги до технічного обслуговування і ремонту обладнання систем, важливих для безпеки АЕС	44
1.4.1 Огляд вимог НПА України та документів міжнародних організацій щодо ТОіР обладнання СВБ АС	46
1.4.2 Розроблення НПА «Вимоги до проведення технічного обслуговування і ремонту обладнання систем, важливих для безпеки АЕС»	48
1.4.3 Огляд НПА «Вимоги до проведення технічного обслуговування і ремонтів обладнання систем, важливих для безпеки атомних станцій».....	49
1.5 Висновки до першого розділу.....	55
РОЗДІЛ 2.КВАЛІФІКАЦІЯ СТРАТЕГІЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ РЕАКТОРА В РЕЖИМАХ ПІДВИЩЕНОЇ ТРИВАЛОСТІ ПАЛИВНИХ КАМΠΑНИЙ ТА ПІДВИЩЕНІЙ НОМІНАЛЬНІЙ ПОТУЖНОСТІ	57
2.1 Аналіз літературних даних щодо відомих результатів кваліфікації	

	13
модернізацій активної зони ЯЕУ та постановка проблеми	57
2.2 Метод кваліфікації стратегій підвищення тривалості паливних кампаній	58
2.2.1 Основні положення та допущення	58
2.3 Висновки до другого розділу	64
РОЗДІЛ 3. АДАПТАЦІЯ РИЗИК-ОРІЄНТОВАНОГО ПІДХОДУ КВАЛІФІКАЦІЇ МОДЕРНІЗАЦІЇ СТРАТЕГІЙ ПЕРІОДИЧНОСТІ ПЛАНОВИХ ВИПРОБУВАНЬ СИСТЕМ БЕЗПЕКИ В РЕЖИМАХ ПНП І ПТПК РЕАКТОРА.....	65
3.1 Основні положення та припущення ризик-орієнтованого підходу (РОП).....	65
3.2. Математичний апарат оптимізації періодичності випробувань СВБ.....	69
3.2.1 Загальні положення.....	69
3.2.2 Розрахункові вирази для трьох типів функціонування елементів систем	72
3.2.3 Визначення коефіцієнта готовності багатоелементних систем	81
3.2.4 Графіки функціонування СВБ і розрахунок коефіцієнта готовності систем	83
3.2.5 Підхід до проведення оцінки оптимальної періодичності випробувань і АВР СВБ АЕС	109
3.2.6 Обґрунтування прийнятності експоненціального розподілу	112
3.2.7 Підготовка вихідних даних для проведення розрахункового аналізу	116
3.2.8 Обґрунтування оптимальної періодичності комплексних випробувань із використанням РВП	126
3.3 Оцінювання показників надійності елементів СВБ	129
3.3.1 Формування списків і груп елементів для визначення ПН	129
3.3.2 Результати розрахунків ПН елементів СВБ	132
3.4 Висновки до третього розділу	134
РОЗДІЛ 4. АНАЛІЗ РЕЗУЛЬТАТІВ КВАЛІФІКАЦІЇ МОДЕРНІЗАЦІЙ СТРАТЕГІЙ ВИПРОБУВАНЬ СИСТЕМ БЕЗПЕКИ ПРИ РОБОТІ РЕАКТОРА НА	

	14
ПІДВИЩЕНІЙ ТРИВАЛОСТІ ПАЛИВНИХ КАМПАНІЙ	135
4.1 Спринклерна система (TQ11,21,31)	135
4.1.1 Ідентифікація системи	135
4.1.2 Моделювання системи.....	136
4.1.3 Вихідні дані	138
4.2 Система аварійного розхолодження (TQ12,22,32)	138
4.2.1 Ідентифікація системи	139
4.2.2 Моделювання системи.....	139
4.2.3 Вихідні дані	141
4.3 Система введення бору з насосами впорскування бору (TQ13,23,33)	141
4.3.1 Ідентифікація системи	141
4.3.2 Моделювання системи.....	142
4.3.3 Вихідні дані	143
4.4 Система введення бору з насосами подачі бору (TQ14,24,34).....	144
4.4.1 Ідентифікація системи	144
4.4.2 Моделювання системи.....	144
4.4.3 Вихідні дані	145
4.5 Система аварійної живильної води парогенераторів (TX10,20,30)	145
4.5.1 Ідентифікація системи	145
4.5.2 Моделювання системи.....	146
4.5.3 Вихідні дані	147
4.6 Система технічної води відповідальних споживачів (VF/QF)	148
4.6.1 Ідентифікація системи	148
4.6.2 Моделювання системи.....	148
4.6.3 Вихідні дані	151
4.7 Резервна дизельна електростанція (РДЕС).....	152
4.7.1 Ідентифікація системи	152
4.7.2 Моделювання системи та вихідні дані для систем, що входять до складу РДЕС	153
4.7.3 Загальна модель РДЕС	163

	15
4.8 Зведені результати розрахунків для СБ.....	164
4.9 Висновки до четвертого розділу.....	168
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	169
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	172
ДОДАТОК А. РЕЗУЛЬТАТИ ПОРІВНЯННЯ НОРМАТИВНИХ ДОКУМЕНТІВ США ТА УКРАЇНИ	182
ДОДАТОК Б. ВХІДНІ ДАНІ ТА РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ АДАПТАЦІЇ РИЗИК-ОРІЄНТОВАНОГО ПІДХОДУ КВАЛІФІКАЦІЇ МОДЕРНІЗАЦІЇ СТРАТЕГІЙ ПЕРІОДИЧНОСТІ ПЛАНОВИХ ВИПРОБУВАНЬ СИСТЕМ БЕЗПЕКИ В РЕЖИМАХ ПНП І ПТПК РЕАКТОРА	188
ДОДАТОК В. ТЕХНОЛОГІЧНІ, ЛОГІЧНІ ТА РОЗРАХУНКОВІ СХЕМИ І ВХІДНІ ДАНІ ДЛЯ РОЗРАХУНКОВИХ ЕЛЕМЕНТІВ СВБ	203
ДОДАТОК Г. ПРАКТИЧНЕ ЗАСТОСУВАННЯ РОЗРОБЛЕНИХ ПІДХОДІВ ТА РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕНЬ	258
ДОДАТОК Д. СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ	261

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ ВИМІРЮВАНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ

Позначення:

k	—	кількість проведених планових короточасних включень каналу на момент часу t ;
M_i	—	загальне число планових заходів;
N_i	—	кількість однотипних елементів на i -му енергоблоці;
S	—	кількість енергоблоків, шт;
T	—	періодичність випробувань системи, год;
t	—	поточний час, год;
$d_{\lambda p}$	—	кількість відмов за фактором порушення;
d_{ξ}	—	число зафіксованих відмов елементів за фактором Φ_{ξ} ;
ξ^i	—	інтенсивність відмов через неякісні випробування, 1/тр;
θ^i, a^i	—	інтенсивність вимог на спрацьовування і частота зворотних переходів у режим очікування, відповідно, 1/год;
λ_p^i, λ^i	—	інтенсивність відмов, що виникають між випробуваннями в режимі роботи та очікування, відповідно, 1/год;
μ^i	—	інтенсивність відновлення, 1/год;
τ_{ABP}	—	тривалість спільної роботи двох каналів у процесі АВР, год.

Індекси:

$г$	—	готовність;
i	—	номер об'єданого елемента в структурній функції;
рез	—	резерв;
рег	—	регламент;
рп	—	робота підсистеми;
γ	—	ймовірність;
Ω	—	номер дубльованої підсистеми.

Скорочення:

АВР	—	автоматичне введення резерву;
АЕС	—	атомна електрична станція;

АЖЕН	– аварійний живильний електронасос;
АЗ	– активна зона;
АПЕН	– аварійне підживлення електронасосами;
АС	– атомна станція;
АСП	– автоматизована система підтримки;
БВ	– басейн витримки;
БВП	– басейн витримки і перевантаження;
БГР	– блок гарячого резерву;
БЩУ	– блоковий щит управління;
ВВЕР	– водо-водяний енергетичний реактор;
ВІ	– виробничі випробування;
ГА	– гідроаккумулятори;
ГЄ	– гідроємність;
ГО	– гермооболонка;
ГЦН	– головний циркуляційний насос;
ДГ	– дизельгенератор;
ДЖЕН	– допоміжний живильний електронасос;
ДК	– детерміністичний код;
ДП	
"ДНТЦ	– Державне підприємство "Державний науково-технічний центр
ЯРБ"	ядерної та радіаційної безпеки";
ЕБ	– енергоблок;
ЕВ	експлуатаційні випробування;
ЕК	– експлуатаційний критерій герметичності;
ЕО	– експлуатуюча організація;
ЕПК	– електричний пневмо клапан;
ЗАБ	– звіт з аналізу безпеки;
ЗАЕС	– Запорізька атомна електрична станція;
ЗЛА	– зона локалізації аварії;
ІАБ	– імовірнісний аналіз безпеки;
ІЕ	– інструкція з експлуатації;
КВВП	– коефіцієнт використання встановленої потужності;
КВП	– контрольно-вимірювальний пристрій;
КВПіА	– контрольно-вимірювальний пристрій і апаратура;

КСЕ	– конструкція, система та елементи;
КУ	– ключ управління;
ЛСБ	– локалізуюча система безпеки ;
МАГАТЕ	– Міжнародне агентство з атомної енергетики;
МПА	– максимальна проектна аварія;
НАЕК	– Національна атомна енергогенеруюча компанія;
НКГ	– нестационарний коефіцієнт готовності;
НПА	– нормативно-правовий акт;
НСБ	– начальник зміни блоку;
НТД	– нормативно-технічна документація;
ПВ	– планові випробування;
ПГ	– парогенератор;
ПН	– показник (показники) надійності;
ПНАЕ	– правила і норми безпеки атомної енергетики;
ПНВТ	– плунжерний насос високого тиску;
ПНП	– підвищена номінальна потужність;
ППР	– планово-попереджувальний ремонт;
ПТПК	– підвищена тривалість паливних кампаній;
ПУАЕС	– Південно-Українська атомна електрична станція;
РАЕС	– Рівненська атомна електрична станція;
РВ	– реакторне відділення;
РДЕС	– резервна дизельна електростанція;
РОП	– ризик-орієнтований підхід;
РУ	– реакторна установка;
РЩУ	– резервний щит управління;
САГ	– система автоматичного регулювання;
САОЗ	– система аварійного охолодження активної зони;
САПЖВ	– система аварійної подачі живильної води;
СБ	– системи безпеки;
СВБ	– системи, важливі для безпеки;
СВБ НЕ	– системи, важливі для безпеки, нормальної експлуатації;
СГО	– система герметичного огороження;
СЛА	– система локалізації аварії;
СУА	– система управління аваріями;

СУБД	– система управління базами даних;
СУЗ	– система управління та захисту;
ТАН	– термоакустична нестійкість;
ТВЗ	– тепловиділяюча збірка;
ТВЕЛ	– тепловиділяючий елемент;
ТМО	– тепломеханічне обладнання;
ТО	– теплотехнічне обладнання;
ТОБ	– технічне обґрунтування безпеки;
ТОіР	– технічне обслуговування і ремонт;
ТРБЕ	– технологічний регламент безпечної експлуатації;
ХАЕС	– Хмельницька атомна електрична станція;
ЧГАВ	– частота газового аварійного викиду;
ЧПАЗ	– частота пошкодження активної зони;
ШРУ-А	– швидкодіюча редуційна установка скидання пари в атмосферу;
ШРУ-К	– швидкодіюча редуційна установка скидання пари в конденсатор;
ЯЕУ	– ядерна енергетична установка;
ЯП	– ядерне паливо;
ЯППУ	– ядерна паропродуктивна установка.

ВСТУП

Актуальність теми. Унаслідок військової агресії енергетика України перебуває в критичному стані — значно пошкоджені або повністю зруйновані окремі енергогенеруючі об'єкти, а також постійно зазнають пошкоджень або руйнуються критичні інфраструктури енергетики. У складних екстремальних умовах енергетики України часткова компенсація енергетичних втрат потужності можлива на основі підвищення ефективності виробництва електроенергії атомними електростанціями (АЕС) за забезпечення необхідного рівня безпеки.

Безпека українських АЕС з реакторами ВВЕР-1000 забезпечується захисними бар'єрами безпеки — оболонкою твела, корпусом реактора, захисною оболонкою гермооб'єму реакторної установки, системою управління аваріями (СУА). До складу СУА входять обладнання та трубопроводи систем безпеки (СБ), системи контролю й автоматики, а також безпосередньо оперативний персонал станції.

Уроки воєнного часу показали, що на забезпечення необхідних умов безпеки АЕС України найбільший вплив мають численні пошкодження або руйнування критичних інфраструктур енергетики. Це спричиняє аварійні зупинки енергоблоків через зовнішнє знеструмлення (аналог вихідного сценарію ядерних і радіаційних аварій на АЕС Фукусіма). У проєктних обґрунтуваннях безпеки ядерних енергетичних установок (ЯЕУ) з ВВЕР вважалося, що ймовірність аварії зі знеструмленням енергоблоків не перевищуватиме одного випадку за мільйон років. Однак за три роки війни сталося кілька десятків аварійних зупинок енергоблоків АЕС України через пошкодження або руйнування критичних інфраструктур енергетики й зовнішнє знеструмлення станцій.

Таким чином, з урахуванням уроків екстремальних умов воєнного часу, загальний рівень безпеки атомної енергетики України суттєво знизився. У сформованій критичній ситуації вкрай актуально й необхідно для забезпечення необхідного рівня безпеки:

— Привести у відповідність до екстремальних умов воєнного часу правила й нормативні вимоги регулювання ядерної безпеки АЕС України.

— Удосконалити та експериментально кваліфікувати СБ для домінантних груп вихідних аварійних подій в екстремальних умовах експлуатації.

В ЯЕУ з ВВЕР експериментальна кваліфікація СБ здійснюється шляхом експлуатаційних випробувань (ЕВ) під час планово-попереджувальних ремонтів (ППР) енергоблоків; для багатоканальних СБ (наприклад, системи аварійного охолодження активної зони реактора — САОЗ — насосами низького й високого тиску; системи аварійного підживлення парогенераторів електронасосами — АПЕН та інших) випробування проводяться також у робочих режимах реактора (“режими очікування”).

Проектна періодичність ЕВ СБ ЯЕУ з ВВЕР у робочих режимах реактора визначена апіорі без необхідних обґрунтувань, не враховує досвід експлуатації/випробувань, а також екстремальні умови експлуатації ЯЕУ.

У загальному випадку підвищення ефективності експлуатації АЕС (відповідно й основного показника ефективності експлуатації — коефіцієнта використання встановленої потужності — КВВП) може бути здійснено шляхом скорочення тривалості ППР енергоблоків (“ремонтних кампаній”) і/або збільшення тривалості робочих режимів реактора (“паливних кампаній”) і/або підвищення номінальної потужності (ПНП) реактора в робочих режимах.

У 90-х роках ХХ століття КВВП українських АЕС значно зменшився (до 60% за проектних значень понад 80%) через надмірну тривалість ППР. Однак розроблені й упроваджені експлуатуючою організацією АЕС України — НАЕК “Енергоатом” — організаційно-технічні заходи зі скорочення тривалості ППР дозволили суттєво підвищити КВВП до рівня провідних ядерних держав.

В екстремальних умовах експлуатації воєнного часу (часті вимушені аварійні зупинки реактора й тривалі “простої” енергоблоків) реалізація стратегії скорочення тривалості “ремонтних кампаній” може бути ускладненою, а робочі режими ПНП реактора можуть стати домінантним підходом до підвищення ефективності експлуатації (підвищення КВВП).

Перспективність галузевих програм ПНП ВВЕР розглядалася НАЕК “Енергоатом” ще наприкінці 90-х років XX століття, однак унаслідок ряду обставин так і не була впроваджена в експлуатаційну практику.

Реалізація стратегії ПНП реакторів може бути здійснена такими способами: модернізація нейтронно-фізичних і/або теплофізичних властивостей ядерного палива (ЯП) і/або конструктивно-технічних параметрів елементів активної зони реактора (параметрів, що визначають стратегію ПНП реакторів). У загальному випадку визначальні параметри стратегії ПНП можуть суттєво відрізнятися від проєктних параметрів активної зони, що може вплинути на забезпечення умов безпеки в робочих й аварійних режимах.

Відповідно до Правил і норм безпеки атомної енергетики України (ПНАЕ), модернізація систем, важливих для безпеки — СВБ (в т.ч. і активна зона реактора), має бути обґрунтована (кваліфікована) на забезпечення умов безпеки в робочих й аварійних режимах ЯЕУ. Основні обмеження відомих підходів до кваліфікації модернізації СВБ ЯЕУ, заснованих на розрахунковому моделюванні робочих і аварійних режимів т.зв. детерміністичними кодами (ДК), пов’язані з впливом на інтерпретацію результатів кваліфікації негативних ефектів “відмінностей ДК і/або користувачів ДК”, а також з виключенням можливості оптимізації визначальних параметрів стратегії ПНП реакторів. Тому актуальною є розробка альтернативних методів кваліфікації стратегії ПНП, які дозволяють оптимізувати визначальні параметри ПНП і виключають ефекти “відмінностей ДК і/або користувачів ДК”.

У загальному випадку стратегія ПНП реалізується при відносному підвищенні максимальної температури ЯП. Відносне підвищення максимальної температури ЯП визначає, за інших рівних умов, збільшення глибини вигорання ЯП, а відповідно й тривалості “паливної кампанії”. Тому актуальною є необхідність кваліфікації стратегії ЕВ СБ в умовах ПНП реактора з урахуванням збільшення тривалості “паливної кампанії”.

Таким чином, для підвищення ефективності безпечної експлуатації атомної енергетики України в екстремальних умовах воєнного часу актуальними є питання

кваліфікації стратегії експлуатації на ПНП реактора й стратегії ЕВ СБ в умовах ПНП реактора та збільшення тривалості “паливної кампанії”. Актуальність цих питань визначає цілі й завдання представленої кваліфікаційної роботи.

Зв’язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Тематика дисертаційної роботи відповідає пріоритетному напрямку «Енергетика та енергоефективність» відповідно Закону України «Про пріоритетні напрями розвитку науки і техніки», а також переліку пріоритетних тематичних напрямів наукових досліджень і науково-технічних розробок на період до 31-го грудня року, наступного після припинення або скасування воєнного стану в Україні (Постанова Кабінету Міністрів України від 30 квітня 2024 р. № 476). Робота виконана відповідно до міжгалузевого плану ДП НАЕК «Енергоатом» і ДІЯРУ щодо подальшого підвищення безпеки АЕС України з урахуванням уроків аварії на АЕС Fukushima-Daiichi та Комплексної (зведеної) програми підвищення безпеки АЕС України.

Мета і завдання дослідження. Метою роботи є розробка методів кваліфікації модернізованих стратегії підвищення номінальної потужності реактора і стратегії ЕВ СБ в умовах підвищення номінальної потужності з урахуванням збільшення тривалості “паливних кампаній” ЯЕУ з ВВЕР для підвищення ефективності безпечної експлуатації атомної енергетики України в екстремальних умовах воєнного часу. Для досягнення поставленої мети у дисертаційній роботі поставлені та вирішені такі завдання:

1. Провести аналіз проєктних і перспективних стратегій експлуатації ВВЕР на підвищеній номінальній потужності.

2. Провести аналіз методів кваліфікації модернізацій стратегій експлуатації систем важливих для безпеки ЯЕУ.

3. Розробити новий детерміністичний метод кваліфікації стратегії експлуатації ВВЕР на підвищеній номінальній потужності, який дозволяє оптимізувати визначальні параметри стратегії й виключає вплив ефектів “відмінностей ДК і/або користувачів ДК”.

4. Провести аналіз методів кваліфікації стратегій ЕВ СБ у робочих режимах реактора.

5. Розробити модернізований ризик-орієнтований метод забезпечення максимальної надійності функцій безпеки для кваліфікації стратегії ЕВ СБ в режимах підвищеної номінальної потужності реактора з урахуванням збільшення тривалості “паливних кампаній”.

Об’єкт дослідження. Стратегії експлуатації систем важливих для безпеки ядерних енергетичних установок АЕС України.

Предмет дослідження. Методи кваліфікації стратегій експлуатації, ЕВ та ТОіР систем важливих для безпеки ЯЕУ на підвищеній тривалості паливних кампаній та підвищеній номінальній потужності реактора.

Методи дослідження - детерміністичні й імовірнісні методи кваліфікації стратегій експлуатації, ЕВ СБ на підвищеній тривалості паливних кампаній та підвищеній номінальній потужності реактора.

Наукова новизна отриманих результатів. В роботі приведено результати, що отримано вперше, а саме:

1. Розроблено новий детерміністичний метод кваліфікації стратегії експлуатації реакторів на підвищеній тривалості паливних кампаній та підвищеній номінальній потужності, який дозволяє оптимізувати визначальні параметри модернізації й виключає вплив ефектів “відмінностей ДК і/або користувачів ДК” на результати кваліфікації.

2. Модернізовано ризик-орієнтований метод забезпечення максимальної надійності необхідних функцій безпеки для кваліфікації ЕВ СБ на підвищеній тривалості паливних кампаній та підвищеній номінальній потужності.

Практичне значення отриманих результатів. Розроблені методи кваліфікації стратегій експлуатації ВВЕР, ЕВ СБ на підвищеній тривалості паливних кампаній та підвищеній номінальній потужності можуть бути впроваджені в технічні рішення експлуатуючої компанії НАЕК “Енергоатом” для підвищення ефективності безпечної експлуатації АЕС України.

Особистий внесок здобувача. Дисертаційна робота виконана на кафедрі атомної енергетики НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського» та на базі АТ «НАЕК «Енергоатом», виконавча дирекція з виробництва та ремонтів, департамент модернізації та підвищення безпеки, інженерно технічна дирекція відділ тепломеханічного обладнання. Робота виконана під науковим керівництвом к.т.н., доц. кафедри атомної енергетики Коньшина В.І., який сприяв формуванню завдань дослідження та аналізу основних отриманих результатів.

Особистий внесок здобувача полягає у:

- постановці мети та завдань дослідження;
- проведенні аналізу нормативної бази регулювання безпеки модернізацій систем важливих для безпеки;
- аналізі проєктних і перспективних стратегій експлуатації ВВЕР на підвищеній номінальній потужності;
- аналізі результатів розрахункового моделювання умов кваліфікації;
- аналізі результатів кваліфікації модернізованих стратегій.

Апробація результатів дисертації. Результати дисертації було представлено на 2-ох міжнародних наукових конференціях:

1) Остаповець А. О. Кваліфікація стратегії підвищення номінальної потужності ядерних енергоустановок / А.О. Остаповець, В.І. Коньшин // I International Scientific and Practical Conference «European congress of scientific discovery». Proc. – Madrid, Spain. – December 29 – 31. – 2024. – P. 238 – 243.

2) Остаповець А. О. Адаптація ризик-орієнтованого підходу кваліфікації модернізації стратегій періодичності планових випробувань систем безпеки реактора / А.О. Остаповець, В.І. Коньшин // VI International Scientific and Practical Conference «Current trends in scientific research development». Proc. – Boston, USA. – January 16-18. – 2025. – P. 215 – 221. (ISBN 978-1-73981-122-8).

Публікації. Основні наукові положення і результати дисертаційної роботи відображено в 5 наукових працях, у тому числі: 2 статі опубліковані у фахових виданнях, які включено до категорії «Б» переліку наукових фахових видань України, одна, яка індексується у міжнародних наукометричних базах SCOPUS

Q3 відповідно до класифікації SCImago Journal and Country Rank / Journal Citation Reports та 2 публікації у матеріалах міжнародних наукових конференцій.

Структура та обсяг дисертації. Дисертаційна робота складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел та 5 додатків. Повний обсяг дисертації 170 сторінок, 27 рисунків, 1 таблиця, та 5 додатків на 82 сторінках. Список літератури включає 93 найменувань.

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ПРОЄКТНИХ ТА ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТЕГІЙ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТА ВИПРОБУВАНЬ СИСТЕМ, ВАЖЛИВИХ ДЛЯ БЕЗПЕКИ ЯЕУ

1.1 Аналіз нормативного регулювання безпеки стратегій підвищення ефективності експлуатації ЯЕУ

Атомна енергетика є основною складовою електрогенерації в енергосистемі України, а саме:

забезпечує близько 55 % потреби України в електроенергії, в осінньо-зимові періоди цей показник сягає 70 % [1];

формує приблизно 4 % національного внутрішнього валового продукту та посідає перше місце за обсягом виробництва електроенергії;

посідає сьоме місце за обсягом виробництва атомної енергії, входить у п'ятірку найбільших операторів АЕС світу [1].

Більш того, згідно з «Енергетичною стратегією України на період до 2050 року», схваленою розпорядженням Кабінету Міністрів України № 373-р від 21 квітня 2023 р., атомна енергетика розглядається як одне з найбільш економічно ефективних низьковуглецевих джерел енергії. Подальший розвиток ядерного енергетичного сектора на період до 2050 р. прогнозується виходячи з того, що частка атомної генерації в загальному обсязі виробництва електроенергії зростатиме.

З іншого боку, ефективність роботи АЕС України є доволі невисокою, зокрема значення коефіцієнта використання встановленої потужності становить 70–75 %.

Найбільш суттєвим критерієм, що впливає на ефективність роботи АЕС, є тривалість проведення планово-попереджувальних ремонтів (ППР), які для українських АЕС становлять 45–65 діб. У випадку модернізації та заміни обладнання тривалість ППР може становити більш ніж 3 місяці. Таким чином,

скорочення тривалості ППР – найбільш доцільний і прийнятний метод підвищення ефективності АЕС.

Скорочення термінів ППР можливе за рахунок реалізації таких заходів:

- підвищення надійності обладнання;
- зміни конструкції окремого обладнання з метою скорочення тривалості, обсягу робіт та підвищення зручності обслуговування;
- оптимізації графіка ППР;
- реалізації стратегії ремонту за технічним станом обладнання.

У більшості випадків, коли йде мова про оптимізацію технічних обслуговувань і ремонтів (ТОіР), розглядається концепція ремонту за технічним станом обладнання.

Також використовується підхід до оптимізації ТОіР на АЕС за рахунок переносу робіт з ППР у режим роботи енергоблоку на потужності. Проєкт з оптимізації ТОіР з використанням зазначеного підходу впроваджувався на енергоблоці № 2 Запорізької АЕС (до початку повномасштабної агресії). Планувалось, що реалізація цього проєкту дасть змогу покращити економічні показники без зниження рівня безпеки енергоблоку за рахунок впровадження ризик-інформованого управління конфігурацією енергоблоку, загальний вигляд процесу представлено на рисунку 1.1.

У світі реалізовано чимало концепцій, спрямованих на скорочення термінів ППР. Зокрема, на енергоблоках № 1–4 АЕС «Дуковани» в Чехії (реактори типу ВВЕР-440/213) допустимий час неготовності (ремонт) дизель-генераторів системи аварійного (надійного) електропостачання збільшено з 3 до 15 діб. Збільшення допустимого часу неготовності дизель-генераторів до 15 діб прийнято регулюючим органом Чеської Республіки.

У Болгарії на енергоблоках № 5 і 6 АЕС «Козлодуй» (реактори типу ВВЕР-1000) із використанням ризик-інформованого підходу впроваджені такі зміни з оптимізації ППР:

- зміна інтервалу між випробовуванням обладнання;
- зміна часу ремонту обладнання без зниження потужності;

- розробка нових критеріїв для проведення планового ТОіР (вид технічного обслуговування (ТО), зміна інтервалу між обслуговуванням).

Також ризик-інформоване управління конфігурацією набуває широкого застосування на АЕС США. Частина АЕС, зокрема «Canyon Diablo», уже отримала від регулюючого органу США – Комісії ядерного регулювання дозвіл на використання та застосовує у своїй діяльності зазначений підхід [2].

Відповідно до американської практики впровадження ризик-інформованого управління конфігурацією дозволяє:

- підвищити коефіцієнт використання встановленої потужності (досягається зменшенням тривалості ППР, розширенням обсягу технічного обслуговування і ремонтів при роботі енергоблоку на потужності, збільшенням дозволеного часу виведення обладнання в ремонт, збільшенням міжремонтних інтервалів і періодичності технічного обслуговування);

- підвищити ефективність експлуатації (досягається зменшенням обсягу робіт з обладнанням - зниження деградації обладнання, зниження дозових навантажень на персонал);

- підвищити економічні показники (збільшення виробництва електроенергії, оптимізація та планування навантаження ремонтного персоналу, зниження витрат).

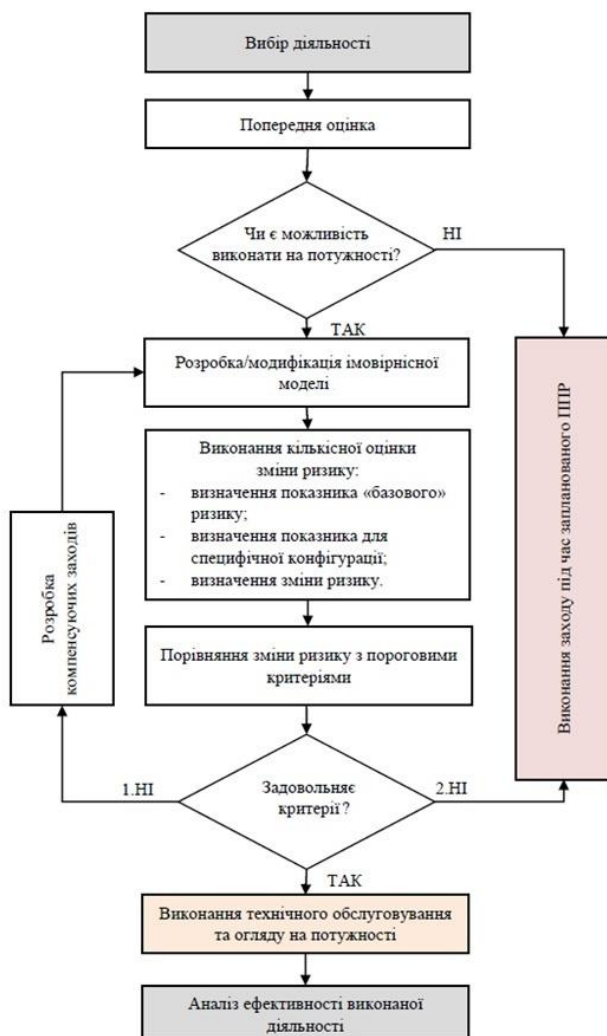


Рисунок 1.1 – Загальна схема процесу ризик-інформованого управління конфігурацією енергоблоку АЕС

Як видно з рисунка 1.1, для впровадження ризик-інформованого підходу під час планування та обґрунтуванні ТОіР, використовуються результати імовірнісного аналізу безпеки (ІАБ). У рамках цього підходу для зменшення тривалості ППР мають бути розроблені програми технічного обслуговування, які в робочому режимі дозволяють оцінювати зміни ризику залежно від конфігурації енергоблоку АЕС. При цьому всі зміни, що пов'язані з перенесенням ТОіР з ППР у режим роботи реакторної установки (РУ) на потужності, обґрунтовуються з точки зору їхнього впливу на частоту пошкодження активної зони (ЧПАЗ) та частоту граничного аварійного викиду (ЧГАВ).

1.1.1 Порівняльний аналіз вимог до ТОіР, застосованих у світі, з вимогами України

Успішний світовий досвід у частині оптимізації ТОіР сьогодні застосовується Акціонерним товариством «Національна атомна енергогенеруюча компанія “Енергоатом”» (АТ «НАЕК “Енергоатом”»). Як згадувалось раніше, в Україні був розпочатий проєкт, спрямований на оптимізацію ТОіР на основі ризик-інформованого управління конфігурацією енергоблоку АЕС.

Пілотним енергоблоком для реалізації зазначеного проєкту було обрано енергоблок № 2 Запорізької АЕС (за об’єктивних причин проєкт призупинено).

Впровадження ризик-інформованих ТОіР для енергоблоку № 2 Запорізької АЕС дозволить:

- підвищити коефіцієнт використання встановленої потужності АЕС за рахунок оптимізації проведення ТОіР із дотриманням обґрунтованого рівня безпеки АЕС;
- скоротити кількість перехідних режимів, що пов’язані з переведенням РУ в регламентований стан «холодний зупин» (у разі закінчення допустимого часу ремонту каналу систем безпеки при роботі РУ на потужності) з подальшим пуском енергоблоку;
- скоротити час ППР;
- скоротити час простою енергоблоку і, як наслідок, збільшити генерацію електроенергії та теплової потужності;
- сповільнити деградацію обладнання за рахунок зменшення кількості перемикань обладнання.

Для можливості впровадження ризик-інформованих підходів для оптимізації ТОіР, апробованих у США, для АЕС України насамперед необхідно забезпечити відповідність процесу оптимізації ТОіР вітчизняній нормативній базі з ядерної та радіаційної безпеки. На цей час у нормативних документах є певні обмеження на реалізацію модифікацій, які призводять до збільшення значень імовірнісних показників безпеки (у тому числі, коли зміни є відносно малими), що

значним чином стримує використання ризик-інформованих підходів у практичній діяльності (НП 306.2.106-2005 [3]).

Нижче наведено особливості державних нормативно правових актів з ядерної та радіаційної безпеки до оптимізації ТОіР:

1. Планування ТОіР обладнання систем, важливих для безпеки (СВБ) АЕС, здійснюється на підставі вимог нормативної, технічної, експлуатаційної та ремонтної документації експлуатуючої організації (ЕО), що визначає комплекс заходів для кожного типу обладнання з урахуванням вимог нормативно-правових актів з ядерної та радіаційної безпеки.

2. Під час довгострокового планування ТОіР обладнання СВБ АЕС ураховуються фактори, важливі для безпеки: кваліфікація та старіння елементів, важливих для безпеки, а також досвід виконання ТОіР та експлуатації.

3. Під час планування ТОіР обладнання СВБ АЕС забезпечується дотримання меж та умов безпечної експлуатації.

4. Роботи з ТОіР обладнання СВБ АЕС переважно плануються на період планового попереджувального ремонту енергоблоку та в міжремонтний період.

5. Зміна терміну проведення, тривалості та обсягу ТОіР, що може призвести до збільшення його обсягу та/або зменшення періодичності, оформлюється відповідно до технічних вимог ЕО.

6. Збільшення інтервалу та/або періодичності ТОіР і випробувань, які можуть виникнути під час планування ТОіР обладнання СВБ АЕС, обґрунтовується ЕО на основі ймовірнісних та/або детерміністичних аналізів і погоджується з Держатомрегулюванням.

Також діючими нормативними документами регламентується, що під час планування та виконання ТОіР забезпечується:

- дотримання концепції глибокоешелонованого захисту;
- виконання основних функцій безпеки;
- радіаційний захист персоналу відповідно до оцінених ризиків;
- дотримання принципів культури безпеки.

Планування ТОіР на АЕС України організовано відповідно до [4].
Планування ТОіР має багаторівневий характер і включає розробку графіків ТОіР:

- річних графіків виведення енергоблоків у ППР;
- річних графіків ремонту основного, допоміжного і загальностанційного обладнання;
- місячних графіків (планів) ТОіР основного, допоміжного і загальностанційного обладнання.

Планування ТОіР проводиться з урахуванням:

- структури ремонтного циклу і даних із напрацювання основного обладнання (капітальний ремонт, середній ремонт). Середній ремонт енергоблоку проводиться кожен рік, капітальний ремонт проводиться один раз на 4 роки);
- необхідності виконання на АЕС робіт з модернізації, реконструкції обладнання, продовження терміну експлуатації енергоблоків (визначається перспективними та річними програмами, приписами, спеціальними умовами тимчасових дозволів на експлуатацію енергоблоків, графіками управління ресурсом обладнання тощо);
- термінів та обсягів технічного опосвідчення обладнання та трубопроводів;
- оптимального розподілу ремонтів протягом року.

Номенклатура виконуваних робіт визначається регламентами технічного обслуговування і ремонту обладнання, що визначаються в проєкті.

Обсяг ремонту обладнання уточнюється з урахуванням даних про відмови в міжремонтний період, експлуатаційних даних про його технічний стан, результатів перевірок (випробувань) на працездатність, а також даних діагностування обладнання. Зазначені в регламентах обсяги і терміни технічного обслуговування та ремонту можуть бути змінені шляхом оформлення технічного рішення в установленому порядку залежно від фактичного стану систем та обладнання, виходячи з вимог заводів-виробників, даних щодо надійності, досвіду експлуатації, а також під час проведення модернізації систем.

Діюча система планування ТОіР дозволяє застосувати її і в умовах ризик-інформованого ТОіР у частині визначення номенклатури робіт залежно від прийнятого ремонтного циклу, норм часу на виконання робіт, розрахунку трудовитрат, комплектації матеріалів і запасних частин, фінансування.

З метою виявлення всіх наявних обмежень у нормативних документах України, а також вивчення міжнародної практики (зокрема, США) було проведено порівняльний аналіз національних нормативних документів та регулюючих і технічних документів США, а також міжнародних документів Міжнародного агентства з атомної енергії (МАГАТЕ) і Західноєвропейської асоціації ядерних регуляторів (Western European Nuclear Regulators Association, WENRA), детальніше див. [5]. Результати порівняльного аналізу положень нормативних та технічних документів США і України, які стосуються використання ризик-інформованих підходів та проведення ТОіР, наведено в додатку А, таблиці А.1.

Результати аналізу можливості застосування ризик-інформованого управління конфігурацією на АЕС України виявив низку застережень/невідповідностей у частині вимог та положень нормативних документів України, які мають бути або усунуті, або належним чином обґрунтовані.

За результатами аналізу нормативної документації України сформульовано низку змін, якими необхідно доповнити документи для можливості впровадження ризик-інформованих ТОіР:

- доповнення НП 306.2.141-2008 [8] вимогами щодо альтернативної класифікації КСЕ з використанням оцінки ризиків;
- доповнення НП 306.2.141-2008 [8] визначенням та критеріями за частотою раннього аварійного викиду;
- зміни в НП 306.2.141-2008 [8] щодо альтернативних до проєкту вимог до ТОіР;
- уточнення в НП 306.2.106-2005 [3] щодо оцінки впливу модифікацій на безпеку;

- доповнення НП 306.2.217-2017 [10] вимогами до критеріїв для оптимізації ТОіР у частині можливого виконання на потужності та їхньої тривалості.

Додатково ЕО доцільно внести зміни в стандарти підприємства в частині можливості реалізації проєкту оптимізації ТОіР на основі ризик-інформованого управління конфігурацією АЕС, а також внести відповідні зміни в проєктну та експлуатаційну документацію.

Для оцінки можливості застосування досвіду США для АЕС України також було виконано порівняльний аналіз критеріїв безпеки, які використовуються при оптимізації ППР на АЕС США.

Під час виконання цього аналізу приймалося до уваги, що в процедурі (методиці) оптимізації ремонту та ТО, що застосована для АЕС США, використовуються зазначені нижче критерії, за допомогою яких виконується оцінка (моніторинг) зростання ризику під час виконання ремонтів систем безпеки на потужності.

Імовірність пошкодження активної зони (CDP) – це інтегральне значення ЧПАЗ (CDF) за період часу.

Додаткова частота пошкодження активної зони (Incremental Core Damage Frequency, ICDF) – значення збільшення частоти, у порівнянні з базовим значенням ЧПАЗ (CDF), без урахування ремонтів, після якого можливе пошкодження активної зони (відпрацьованого палива).

Умовна ймовірність пошкодження активної зони (CCDP) – визначається шляхом перемноження частоти пошкодження активної зони (відпрацьованого палива), яка відповідає конфігурації АЕС під час ремонту, на часовий інтервал ремонту.

Додаткова ймовірність пошкодження активної зони (ICDP) – інтеграл ICDF за проміжок часу. Імовірність великого аварійного викиду (LERP) – це інтегральне значення частоти раннього аварійного викиду (LERF) за період часу.

У додатку А, таблиці А.2 наведено результати порівняльного аналізу цільових критеріїв безпеки для ІАБ у нормативних документах США та України.

На основі інформації, наведеної в додатку А, таблиці А.2, варто констатувати:

- в основі методології оптимізації ТОiP, яка використовується в США, лежать критерії, засновані на частоті пошкодження активної зони (CDF) та частоті раннього аварійного викиду (LERF);

- порівняльний аналіз цільових критеріїв безпеки, що використовуються в Україні та США, показав однаковий підхід у частині використання критерію за частотою пошкодження активної зони та різні підходи в частині аварійного викиду. Зокрема, в Україні використовується ЧГАВ, у той час як у США використовується як частота великого викиду (LRF), так і частота раннього аварійного викиду (LERF). Визначенню ЧГАВ більше відповідає визначення LRF.

1.2 Аналіз проєктних та перспективних стратегій експлуатації ядерних енергоустановок (ЯЕУ) з реакторами ВВЕР на номінальній потужності реактора

Проєктні стратегії експлуатації ядерних енергоустановок (ЯЕУ) з реакторами ВВЕР на номінальній потужності базувалися на результатах кваліфікації проєктних технічних обґрунтувань безпеки (ТОБ).

Можливість та необхідність перегляду результатів проєктних ТОБ щодо номінальної потужності реактора ґрунтуються на таких положеннях [16-56]:

1. Методичне забезпечення ТОБ, до теперішнього часу, базувалося на консервативних моделях робочих і аварійних режимів реактора. Сучасні, більш реалістичні методи моделювання робочих і аварійних режимів реактора визначили принципову можливість підвищення номінальної потужності (ПНП) порівняно зі встановленою проєктною номінальною потужністю реактора.

2. Сучасні досягнення в області вдосконалення нейтронно-фізичних і теплофізичних характеристик ядерного палива, елементів твелів і активної зони (зокрема, диверсифікація тепловиділяючих збірок – ТВЗ) та інші модернізації також створюють можливості для реалізації стратегій експлуатації ЯЕУ з ВВЕР на ПНП реактора.

3. Сучасні екстремальні умови експлуатації атомної енергетики України роблять актуальним підвищення ефективності ЯЕУ для часткової компенсації втрати енергетичних потужностей через військову агресію.

Одним з таких актуальних підходів підвищення ефективності експлуатації атомних енергоблоків може бути впровадження стратегії ПНП ВВЕР. Однак, відповідно до вимог Правил і норм безпеки атомної енергетики (ПНАЕ) України будь-яка модернізація систем, важливих для безпеки (СВБ) ЯЕУ (включно зі стратегією ПНП реактора), повинна бути кваліфікована на забезпечення умов безпеки в робочих і аварійних режимах експлуатації.

Основний проєктний критерій безпеки в робочих режимах експлуатації реакторів типу ВВЕР/PWR – критичні теплові навантаження на поверхні твелів, що відповідають умовам початку кризи теплообміну (кипіння) теплоносія в активній зоні (а.з.) реактора. Необхідні умови кризи кипіння – стійка парова фаза теплоносія на поверхні твелів. Інтенсивність теплообміну між оболонкою твелів і паровою фазою теплоносія значно менша, ніж для рідкого теплоносія, що визначає (за інших рівних умов) інтенсивне підвищення температури оболонок твелів і може призвести (за певних умов) до пошкодження/руйнування оболонок (захисний бар'єр ядерної безпеки).

Проєктна потужність ЯЕУ з ВВЕР/PWR у номінальних робочих режимах експлуатації має значний запас по умовах початку кризи кипіння в а.з., що визначає принципову можливість значного ПНП реактора (аж до максимально допустимих значень початку кризи кипіння).

У роботі [46] було проведено розрахунково-експериментальну кваліфікацію умов і наслідків виникнення термоакустичної нестійкості (ТАН) теплоносія в робочих режимах реактора. В результаті цих та інших розробок було встановлено:

1. Необхідна умова виникнення ТАН – інтенсивне поверхневе («недогрітого» до температури кипіння по об'єму теплоносія) бульбашкове кипіння теплоносія; достатні умови ТАН – незавершеність тепло-масообмінних процесів конденсації парових бульбашок у акустичних хвилях об'єму «недогрітого» теплоносія.

2. Основна частота термоакустичних коливань тиску теплоносія в а.з. ВВЕР-1000 становить кілька сотень Герц при максимальних амплітудах коливань до 50% від середнього значення тиску в а.з. Умови ТАН теплоносія можуть призводити до високоциклічних і високоамплітудних динамічних навантажень на твेलі, наслідками яких можуть бути пошкодження/руйнування оболонок твелів або критичні деформації твелів.

3. У проєктних номінальних робочих режимах ВВЕР необхідні умови ТАН відсутні. Однак за певного ПНП реактора або відповідного зменшення витрат теплоносія активна зона може перебувати в стані ТАН із усіма негативними наслідками для безпеки експлуатації.

Необхідні умови ТАН теплоносія реалізуються за менших теплових навантажень на поверхні твелів, ніж критичні теплові навантаження кризи кипіння. Отже, максимально допустиме ПНП реактора повинно визначатися умовами виникнення ТАН теплоносія в а.з.

У загальному випадку підвищення номінальної потужності (ПНП) реактора в робочих режимах може вплинути на зміну (відносно проєктних режимів) таких визначальних параметрів/умов в аварійних режимах:

- потужність залишкового тепловиділення під час аварій за успішного спрацювання аварійного захисту (АЗ) реактора;
- надійність відведення тепла від активної зони (а.з.) парогенераторами (ПГ) під час аварій із відмовою АЗ та/або за умов "щільного" реакторного контуру;
- визначальні параметри умов ядерної безпеки — максимальні температури оболонок ТВЕЛ і ядерного палива (ЯП).

Окрім того, при аналізі безпеки стратегії ПНП реактора в аварійних режимах необхідно враховувати способи досягнення ПНП — модернізацію нейтронно-фізичних та/або теплофізичних властивостей ЯП і/або конструкційно-технічних параметрів елементів активної зони тощо.

Таким чином, методи розрахункової кваліфікації безпеки стратегії ПНП в аварійних режимах реактора повинні враховувати всі зазначені вище фактори.

Аналіз відомих результатів розрахункової кваліфікації безпеки модернізованих систем, важливих для безпеки (СВБ) ядерних енергоустановок (ЯЕУ), виконаний у роботах [16-20, 55-65], показав, що більшість методів кваліфікації ґрунтуються на розрахунковому моделюванні аварійних режимів у ЯЕУ із використанням детерміністичних кодів (ДК), з урахуванням модернізацій СВБ.

Через недостатню фізичну обґрунтованість математичних моделей нерівноважних двофазних потоків теплоносія в ДК ключовим питанням адекватності отриманих результатів кваліфікації реальним умовам експлуатації є експериментальна верифікація ДК [18].

Найбільш представницька верифікація різних ДК та/або різних користувачів ДК щодо умов аварій із протіканнями в реакторному контурі ВВЕР була здійснена ще в 90-х роках на великомасштабних експериментальних установках ПСБ-ВВЕР та ІСБ-ВВЕР [66].

Верифікація ДК проходила в кілька етапів. На початковому етапі користувачам ДК надавались лише вихідні дані експериментів для проведення попередніх тестів (без результатів експериментів) розрахункового моделювання аварій. На наступному етапі користувачам надавались результати експериментів для порівняння з отриманими результатами попередніх розрахунків. Для всіх ДК було встановлено значні розбіжності результатів попередніх розрахунків і відповідних експериментальних даних. На наступному етапі проводились пост-тестові (з урахуванням результатів експериментів) розрахунки аварійних режимів, результати яких значно покращили узгодження розрахунків і експериментів.

Однак також були встановлені суттєві розбіжності результатів розрахункового моделювання конкретних аварійних режимів різними ДК або ідентичними ДК, але різними користувачами (ефект відмінностей ДК/користувачів ДК).

Аналіз наступних програм експериментальної верифікації ДК дозволяє зробити такі висновки:

- більшість результатів верифікації ґрунтувались на пост-розрахунках експериментальних/випробувальних даних, отриманих на експериментальних/реальних установках;

- більшість експериментальних установок не відповідають умовам подібності реальним установкам, що визначає необґрунтованість екстраполяції результатів верифікації на умови реальних установок;

- для верифікації ДК на реальних установках переважно використовувались дані робочих/перехідних режимів, які не відповідають умовам усього спектру аварійних режимів;

- за результатами деяких верифікаційних програм також встановлені ефекти відмінностей ДК/користувачів ДК.

Негативні наслідки ефектів відмінностей ДК/користувачів ДК встановлені також під час детерміністичного аналізу безпеки ЯЕУ з ВВЕР. Наприклад, розбіжності в розрахунках максимальної температури оболонок ТВЕЛ (визначальний параметр умов ядерної безпеки) під час максимальної проєктної аварії (миттєвий розрив головного циркуляційного трубопроводу — МПА), отримані різними ДК/користувачами ДК, сягали сотень градусів.

Значні розбіжності результатів розрахункового моделювання через ефекти відмінностей ДК/користувачів ДК встановлені в галузевих програмах кваліфікації продовження термінів експлуатації корпусів реакторів ВВЕР та диверсифікації тепловидільних збірок (ТВЗ) у активній зоні ВВЕР.

Таким чином, кваліфікація стратегії ПНП реактора в робочих та аварійних режимах методами моделювання ДК є недостатньо обґрунтованою.

Для кваліфікації експлуатації ВВЕР з ПНП у робочих та аварійних режимах актуально розробити альтернативні методи, які забезпечують:

- оптимізацію нейтронно-фізичних/теплофізичних властивостей ЯП/конструкційно-технічних параметрів активної зони для стратегії безпечної експлуатації ЯЕУ з максимально допустимою ПНП реактора;

- відсутність необхідності додаткової експериментальної верифікації;

- усунення впливу на результати ефектів відмінностей ДК/користувачів ДК.

1.3 Аналіз проєктних і перспективних стратегій випробувань систем безпеки в робочих режимах реактора

Проєктом ядерної енергоустановки (ЯЕУ) із ВВЕР регламентовано стратегії випробувань у робочих режимах реактора наступних систем безпеки (СБ): системи аварійного охолодження активної зони насосами високого та низького тиску (САОЗ ВТ/НТ), системи підживлення та борного регулювання реактора (ТК), системи аварійного та допоміжного підживлення парогенераторів електронасосами (АЖЕН/ДЖЕН), системи аварійних дизель-генераторних установок та інші. Усі зазначені СБ є багатоканальними, причому кожен незалежний канал забезпечує виконання необхідних функцій безпеки для управління аваріями та/або порушеннями нормальних умов експлуатації. Окремі СБ (наприклад, САОЗ НТ та ДЖЕН) можуть застосовуватись у проєктних режимах пуску та зупинки реактора.

Необхідність проведення випробувань СБ у робочих режимах реактора обумовлена тим, що основний режим експлуатації СБ — це режим очікування виконання призначених функцій безпеки, а можливість проведення таких випробувань забезпечується їх незалежною багатоканальністю.

Регламентована проєктом періодичність випробувань СБ ЯЕУ із ВВЕР у робочих режимах реактора (зазвичай щомісячні випробування одного каналу СБ) встановлена апріорі без необхідних обґрунтувань і не враховує досвіду експлуатації.

Багаторічний досвід проведення та результати випробувань СБ ЯЕУ із ВВЕР у робочих режимах реактора виявили надмірну кількість випробувань у порівнянні з виявленими критичними відмовами працездатності СБ (відмови запуску насосів, відкриття арматури тощо), що визначило актуальність вдосконалення/модернізації стратегій випробувань СБ у робочих режимах реактора.

У роботах [19, 20, 55, 58-65] представлено аналіз ризик-орієнтованих підходів/методів модернізації стратегій планових випробувань, ремонту та

технічного обслуговування СВБ ЯЕУ, заснований на результатах імовірнісного аналізу безпеки (ІАБ) щодо оцінки ймовірності виникнення ядерної (важкої) аварії — частоти пошкодження активної зони (ЧПАЗ). У рамках цих підходів апріорі вважається, що скорочення одного планового випробування/ремонтів СВБ однозначно призводить до зниження рівня безпеки, а отже, і до збільшення ЧПАЗ. Однак якщо приріст ЧПАЗ внаслідок скорочення планового випробування/ремонтів значно менший за базове (за результатами ІАБ) значення СЧПАЗ, то таке скорочення планових випробувань/ремонтів СВБ вважають допустимим.

Основні недоліки ризик-орієнтованих методів кваліфікації:

- Методи допускають "штучне" зниження рівня безпеки, що суперечить принципу пріоритетності ядерної безпеки відповідно до ядерного законодавства України.

- Базова оцінка СЧПАЗ значною мірою залежить від ймовірності відмов "із загальної причини" та/або помилкових дій персоналу, що робить її нечутливою до скорочення одного планового випробування/ремонтів конкретної СВБ.

- У разі скорочення планових випробувань/ремонтів кількох систем, "чутливих" до базового СЧПАЗ, сумарний приріст СЧПАЗ може бути співвимірним із базовою оцінкою.

- Методи не дозволяють оптимізувати стратегії періодичності планових ремонтів/випробувань із урахуванням необхідності виявлення прихованих дефектів/відмов та передчасного зношення обладнання.

Таким чином, ризик-орієнтовані методи кваліфікації модернізацій СВБ на основі результатів ІАБ недостатньо обґрунтовані для кваліфікації модернізацій стратегії випробувань СВБ у робочих режимах реактора.

У роботі [18] запропоновано ризик-орієнтований метод кваліфікації модернізацій стратегій планових ремонтів/випробувань СВБ на основі ймовірнісного показника готовності виконання необхідних функцій безпеки. Умова прийнятності модернізації — показник готовності модернізованої стратегії не повинен бути меншим за показник проєктної стратегії. У результаті було

встановлено періодичність випробувань СБ у робочих режимах при скороченні періодичності планових ремонтів і випробувань у процесі планово-попереджувальних ремонтів енергоблоків АЕС із ВВЕР.

Однак такий підхід не забезпечує оптимізацію періодичності випробувань СБ у робочих режимах реактора. Крім того, при переході до стратегії збільшення тривалості робочих режимів реактора (зокрема через підвищення номінальної потужності реактора та глибини вигорання ядерного палива) кількість випробувань СБ буде необґрунтовано збільшуватися.

Необхідність оптимізації періодичності випробувань СБ у робочих режимах реактора визначається такими факторами:

- З одного боку, потрібно збільшувати кількість випробувань (зменшення періодичності випробувань) для виявлення прихованих дефектів/відмов у режимі очікування.
- З іншого боку, збільшення кількості випробувань може призвести до передчасного зношення/деградації та зменшення залишкового ресурсу обладнання СБ.

Критерієм оптимізації може бути максимальний ймовірнісний показник готовності до виконання необхідних функцій безпеки, а параметром оптимізації - оптимальна періодичність випробувань СБ у робочих режимах реактора.

Таким чином, для кваліфікації оптимальної стратегії випробувань СБ у робочих режимах реактора актуально розробити альтернативні методи, що враховують:

- необхідність виявлення прихованих дефектів/відмов у режимі очікування виконання функцій безпеки,
- надмірне зношення/деградацію обладнання,
- тривалість робочих режимів реактора (тривалість "паливної кампанії").

1.4 Вимоги до технічного обслуговування і ремонту обладнання систем, важливих для безпеки АЕС

Однією з найважливіших складових забезпечення надійної роботи атомних електростанцій (далі – АС) є профілактичне та поточне технічне обслуговування і ремонт обладнання систем, важливих для безпеки АС. ТОіР обладнання СВБ АС входить у систему організаційно-технічних заходів забезпечення безпеки АС, які підлягають послідовній реалізації під час її експлуатації [67]. ТОіР обладнання СВБ АС охоплює сукупність взаємопов'язаних засобів, документації ТОіР і виконавців, необхідних для підтримки та відновлення якості та працездатності виробів, які належать до цієї системи. Значна увага приділяється питанням підвищення ефективності роботи АС, і як один зі способів цього розглядається скорочення тривалості планово-попереджувальних ремонтів – оптимізації ТОіР обладнання СВБ АС. Здебільшого, коли йде мова про оптимізацію ТОіР, розглядається концепція ремонту за технічним станом обладнання. Водночас, у світовій практиці розглядається та застосовується підхід щодо оптимізації ТОіР на АС завдяки їх перенесенню з планово-попереджувальних ремонтів у режим роботи енергоблока на потужності [68]. Одним з перспективних напрямів є використання імовірнісних методів для оптимізації ТОіР, а також періодичності опробувань обладнання СВБ АС є використання ризик-інформованих підходів. Водночас, застосування ризик-інформованих підходів, а також регулювання ядерної та радіаційної безпеки діяльності з ТОіР обладнання СВБ АС повинно здійснюватися відповідно до чинної нормативної бази з ядерної та радіаційної безпеки, що відповідає сучасним міжнародним підходам та практиці. З початку утворення незалежної держави Україна формує національне ядерне законодавство з урахуванням міжнародно-правових та законодавчих актів країн з розвиненою ядерною енергетикою. Одним з основних принципів нормативно-правового регулювання в Україні є системно-ієрархічний підхід під час розроблення і перегляду нормативних актів. Так, у листопаді 2001 року Колегія Державної інспекції ядерного регулювання України (далі – Держатомрегулювання) ухвалила

рішення про використання оцінок ризику в регулюванні безпеки ядерних установок [69]. Для реалізації рішень Колегії була розроблена та затверджена в 2003 році, а потім актуалізована в 2020 році міжгалузева «Програма впровадження ризик-інформованих підходів в регулюючій діяльності та експлуатації АЕС України». На підставі програми було розпочато роботи з впровадження ризик-інформованих підходів як у регулюючу, так і в експлуатаційну діяльність. Так, у 2017 році було введено в дію НП 306.2.217-2017 «Вимоги до ризик-інформованого прийняття рішень з безпеки атомних станцій» [70], який встановлює мету, принципи, критерії та порядок впровадження ризик-інформованого прийняття рішень з безпеки АС та регламентує використання інструментів імовірнісного аналізу безпеки. З 2017 по 2021 рік за сприяння технічної та фінансової підтримки Міністерства енергетики США із залученням Аргонської національної лабораторії в Україні реалізовувався пілотний проєкт на енергоблоці № 2 Запорізької АЕС з оптимізації ТОіР СВБ на основі ризик-інформованого управління конфігурацією АЕС [71]. Пілотний проєкт реалізовувався у декілька етапів відповідно до вимог НП 306.2.106-2005 [72]. Усі розроблені матеріали обґрунтування безпеки проєкту для введення у дослідну експлуатацію пройшли державну експертизу ядерної та радіаційної безпеки та погоджені Держатомрегулюванням. За результатами впровадження пілотного проєкту критичних зауважень, що ставлять під сумнів можливість дослідної експлуатації ризик-інформованих підходів для оптимізації ТОіР виявлено не було.

Незважаючи на це, станом на 2020 рік, напрям ТОіР обладнання СВБ АС був недостатньо забезпечений нормативними вимогами для регулювання цього процесу. Зокрема, загальні вимоги щодо необхідності проведення ТОіР обладнання СВБ АС наведені в [67]. Проте, вимоги до планування, організації, підготовки та виконання робіт з ТОіР обладнання СВБ АС, а також можливості оптимізації ТОіР з урахуванням ризик-інформованого підходу в чинних нормативних документах були відсутні. Відсутність відповідного регулюючого документа щодо оптимізації ТОіР СВБ на основі ризик-інформованого підходу ускладнювало впровадження пілотного проєкту на енергоблоці № 2 Запорізької

АЕС.

Отже, відповідно до «Плану нормативного регулювання Державної інспекції ядерного регулювання України на 2020 рік» [73] у 2020 році розпочато розробку нового нормативно-правового акта (далі – НПА), що і визначає детальні вимоги щодо планування, підготовки та виконання робіт з ТОіР обладнання СВБ АС, а також можливості оптимізації ТОіР з урахуванням ризик-інформованого підходу. Завдання розробки нового НПА визначено Держатомрегулюванням як найвищий пріоритет.

1.4.1 Огляд вимог НПА України та документів міжнародних організацій щодо ТОіР обладнання СВБ АС

Станом на 2020 рік основними національними НПА, у яких установлювалися вимоги до ТОіР обладнання СВБ АС були НП 306.2.141-2008 [67], НП 306.2.217-2017 [70], НП 306.2.145-2008 [74], НП 306.2.210-2017 [75]. Зокрема, основні вимоги щодо необхідності проведення ТОіР обладнання СВБ АС встановлено в п. 5.3.4 НП 306.2.141-2008 [67] «ТОіР конструкцій, систем та елементів, важливих для безпеки, є одним з основних засобів забезпечення запобігання порушенням нормальної експлуатації відповідно до рівнів стратегії глибокоешелонованого захисту». У підрозділі 10.4 НП 306.2.141-2008 [67] «Технічне обслуговування, ремонт і випробування» визначені загальні вимоги до ТОіР СВБ АС, зокрема вимоги щодо необхідності, основних умов проведення ТОіР та випробувань після ТОіР. На доповнення до загальних вимог до ТОіР СВБ АС, наведених у [67], окремі вимоги до ТОіР наведені в НП 306.2.145-2008 [74] щодо необхідності періодичних випробувань, зокрема випробувань перед пусками і/або зупинками енергоблока, після проведення ремонту або технічного обслуговування та в п. 13 Розділу II, п. 6 Розділу III, п. 15 Розділу III НП 306.2.210-2017 [75] щодо врахування програм ТОіР під час управління старінням елементів і конструкцій та довгострокової експлуатації енергоблоків АС [76].

У НП 306.2.217-2017 [70] встановлені загальні вимоги до ризик-

інформованого прийняття рішень з безпеки АС, які відкривають можливість використання інструментів імовірнісного аналізу безпеки для оптимізації ТОіР. Зокрема, у п. 2 Розділу II НП 306.2.217-2017 [70] регламентовано використання інструментів імовірнісного аналізу безпеки для оптимізації ТОіР та п. 3 Розділу III НП 306.2.217-2017 [70] встановлені окремі імовірнісні критерії, які мають бути дотримані під час такої діяльності.

Щодо документів міжнародних організацій можна виділити документи Міжнародного агентства з атомної енергії (МАГАТЕ) та референтні рівні безпеки Західноєвропейської асоціації ядерних регуляторів (WENRA). Щодо вимог до ТОіР обладнання СВБ АС в МАГАТЕ можна виділи три основні документи: SSR-2/1 (Rev. 1) [77], у якому (щодо ТОіР СВБ АС) визначені рекомендації відносно врахування необхідності ТОіР СВБ АС під час проєктування; SSR-2/2 (Rev. 1) [78], у якому вимогам до ТОіР обладнання СВБ АС приділено окремий Розділ 8, основні вимоги якого спрямовані на розробку та впровадження ефективних програм ТОіР обладнання СВБ АС; та окреме керівництво SSG-74 [79], розроблене на заміну NS-G-2.6. SSG-74 [79], що містить конкретні рекомендації щодо технічного обслуговування, випробувань, нагляду та інспекційної діяльності з метою забезпечення належного рівня надійності та готовності всіх конструкцій, систем і елементів, важливих для безпеки, згідно з проєктом. Надані рекомендації направлені на забезпечення виконання вимог 28, 31 і 32 SSR-2/2 (Rev. 1) [78]. Керівництво охоплює створення та впровадження програм профілактичного та коригувального обслуговування; випробування, нагляду та перевірок; ремонту обладнання; наявності та зберігання запасних частин; а також документування діяльності з технічного обслуговування.

Останнім з міжнародних документів є референтні рівні безпеки WENRA [80]. Наразі, для діючих реакторів актуальною є редакція референтних рівнів безпеки для діючих АС від 2020 року. Щодо ТОіР виділяється окрема група референтних рівнів – Група К «Технічне обслуговування, перевірка під час експлуатації та функціональне тестування» [80].

Аналізуючи чинні на той час національні документи, а також міжнародні,

було визначено, що в Україні встановлені лише загальні вимоги, які регламентують діяльність з ТОіР обладнання СВБ АС. Детальні вимоги щодо забезпечення ядерної та радіаційної безпеки під час планування, підготовки, виконання робіт з ТОіР обладнання СВБ АС, зокрема їх оптимізації з урахуванням ризик-інформованих підходів, – у чинних НПА були відсутні.

1.4.2 Розроблення НПА «Вимоги до проведення технічного обслуговування і ремонту обладнання систем, важливих для безпеки АЕС»

Підставою створення НПА «Вимоги до проведення ремонту та технічного обслуговування систем, важливих для безпеки атомних станцій» [81] є План нормативного регулювання Державної інспекції ядерного регулювання України на 2020 рік, розділ «Розробка та перегляд нормативних актів Держатомрегулювання», пункт 3.8 [73]. Відповідно, роботи з розроблення документа розпочалися у 2020 році і завершилися у 2023 році.

НПА створювався фахівцями Держатомрегулювання та Державного підприємства «Державний науково-технічний центр з ядерної та радіаційної безпеки» на основі набутого досвіду під час проведення державної експертизи ядерної та радіаційної безпеки матеріалів з ТОіР систем та елементів, важливих для безпеки АС. Основою встановлення норм і правил з ядерної та радіаційної безпеки в проєкті НПА є вимоги національних законодавчих актів, норм, правил і стандартів з ядерної та радіаційної безпеки та міжнародний досвід з цього питання, зокрема рекомендації МАГАТЕ та референтних рівнів WENRA. В основі врахування міжнародного досвіду стали референтні рівні безпеки для діючих АС. Зокрема, під час розроблення проєкту НПА враховані референтні рівні безпеки: Групи D «Навчання та обов'язки персоналу (роботи важливі для безпеки)» (Issue D: Training and Authorization of NPP Staff (Jobs with Safety Importance)) стосовно підготовки та кваліфікації ремонтного персоналу, Групи H «Експлуатаційні межі та умови» (Issue H: Operational Limits and Conditions (OLCs)) щодо дотримання меж та умов безпечної експлуатації під час ТОіР, Групи I «Управління старінням»

(Issue I: Ageing Management) щодо врахування ТОіР у програмах управління старінням та референтні рівні Групи К «Технічне обслуговування, перевірка під час експлуатації та функціональне тестування» (Issue K: Maintenance, In-Service Inspection and Functional Testing) щодо обсягу і цілей ТОіР СВБ АС, розроблення та впровадження програми ТОіР.

Розроблений проєкт НПА конкретизує та деталізує вимоги [67], [70], [74], [75].

1.4.3 Огляд НПА «Вимоги до проведення технічного обслуговування і ремонту обладнання систем, важливих для безпеки атомних станцій»

НПА НП 306.2.240-2023 «Вимоги до проведення технічного обслуговування і ремонту обладнання систем, важливих для безпеки атомних станцій» затверджено Наказом Держатомрегулювання від 7 березня 2023 року за № 133 та було зареєстровано в Міністерстві юстиції України 10 квітня 2023 року за № 597/39653 і відповідно введено в дію [81].

НПА [81] складається з 8 розділів, що охоплюють: загальні положення, функції та обов'язки суб'єктів діяльності у сфері ТОіР, система ТОіР систем та елементів, важливих для безпеки АС, планування та підготовка ТОіР, виконання ТОіР, документація ТОіР, аналіз результатів і врахування досвіду ТОіР, оптимізація ТОіР.

Розділ «Загальні положення» [81] містить мету, сферу застосування та терміни і їх визначення. Зокрема, НПА [81] встановлює основні вимоги забезпечення ядерної та радіаційної безпеки під час планування, підготовки, виконання та документування робіт з ТОіР обладнання СВБ АС, з урахуванням ризик-інформованого підходу, зокрема:

- вимоги до планування, підготовки і виконання ТОіР та оцінки технічного стану обладнання СВБ АС; вимоги до переліку документації, необхідної для ТОіР обладнання СВБ АС;

- вимоги щодо можливості застосування ризик-інформованих підходів для

ТОіР обладнання СВБ АС.

Також, у цьому розділі наведені терміни, визначення та скорочення, що застосовуються у НПА [81] і сфері ТОіР обладнання СВБ АС. Введено нові для української регулюючої бази з ядерної та радіаційної безпеки терміни, що застосовуються під час діяльності з оптимізації ТОіР із застосуванням інструментів імовірнісного аналізу безпеки. Оскільки і основною метою розробки НПА [81] було регламентування діяльності з оптимізації ТОіР СВБ АС. У розділі «Функції та обов'язки ЕО в сфері ТОіР» [81] міститься інформація щодо функцій та обов'язків експлуатуючої організації (далі – ЕО) під час планування, підготовки, виконання та документування робіт з ТОіР обладнання СВБ АС. Встановлено, що ЕО забезпечує дотримання систематичного підходу до ТОіР обладнання СВБ АС, який передбачає:

- систематичну оцінку виконання поставлених функцій і задач обладнання СВБ АС, для визначення необхідних заходів ТОіР;
- пріоритетність виконання планового ТОіР обладнання СВБ АС над ремонтом за технічним станом цього обладнання;
- планування ТОіР обладнання СВБ АС та розроблення відповідних графіків з метою дотримання вимог регламенту ТОіР.

У розділі «Система ТОіР обладнання СВБ АС» [81] містяться основні положення діяльності з ТОіР обладнання СВБ АС, вимоги до безпеки під час планування, підготовки та виконання робіт з ТОіР обладнання СВБ АС, вимоги до підготовки та кваліфікації персоналу. У цьому розділі, зокрема, визначені склад системи ТОіР обладнання СВБ АС. Зокрема, система ТОіР обладнання СВБ АС складається з:

- нормативної, технічної, експлуатаційної та ремонтної документації, що визначає комплекс заходів для кожного типу обладнання, з метою підтримки його працездатного технічного стану;
- засобів оцінки технічного стану та випробувань обладнання СВБ АС, а також засобів технологічного оснащення ТОіР;
- персоналу, який залучається до виконання ТОіР обладнання СВБ АС.

Розділ «Планування та підготовка ТОіР» [81] містить вимоги до планування та підготовки до ТОіР обладнання СВБ АС. Роботи з ТОіР обладнання СВБ АС переважно плануються на період планового попереджувального ремонту енергоблока та в міжремонтний період. Планування виконання таких робіт під час роботи енергоблока на потужності обґрунтовується ЕО (із застосуванням ризик-інформованих підходів) та погоджується з Держатомрегулюванням.

Підготовка ТОіР обладнання СВБ АС полягає в розробленні та реалізації заходів (зокрема підготовка ремонтної документації та ремонтного персоналу), які підтверджують готовність адміністрації АС і залучених підрядних організацій до виконання робіт з ТОіР цього обладнання і в необхідному обсязі й з установленими показниками якості/надійності. ЕО забезпечує наявність повного комплексу запасних частин, інструментів, приладдя до початку робіт з ТОіР обладнання СВБ АС.

У розділі «Виконання ТОіР» [81] визначені вимоги до проведення ТОіР, зокрема:

- вимоги до технічного обслуговування систем та обладнання АС (включно з періодичністю та обсягом технічного обслуговування) та впровадження коригуючих заходів за результатами технічного обслуговування;
- вимоги до проведення ремонту, що передбачають: процедури ремонту, вимоги до використання запасних частин, вимоги до проведення випробувань після ремонту.

Розділ «Документація ТОіР» [81] містить вимоги до документації для ТОіР і документування результатів ТОіР обладнання СВБ АС. Зокрема, вимоги до:

- регламенту ТОіР, його цілей, складу та обсягу;
- документації під час підготовки та виконання ТОіР;
- документування результатів ТОіР.

У розділі «Аналіз результатів та врахування досвіду ТОіР» [81] описані вимоги до аналізу результатів ТОіР обладнання СВБ АС і врахування досвіду ТОіР, включно з аналізом експлуатаційних подій, причиною яких є діяльність, пов'язана з ТОіР.

Можливість здійснення та вимоги з безпеки під час оптимізації ТОіР обладнання СВБ АС наведені у розділі «Оптимізація ТОіР» [81]. Необхідно зауважити, що оптимізація ТОіР обладнання СВБ АС – сукупність робіт, спрямованих на підвищення ефективності експлуатації АС. Оптимізація ТОіР обладнання СВБ АС реалізується за допомогою здійснення ремонту за технічним станом, виконання інженерної оцінки та врахування досвіду ТОіР такого типу обладнання і використання оцінок ризику в доповнення до детерміністичного аналізу безпеки, які є основою ризик-інформованого ТОіР (PI-ТОіР). Застосування ризик-інформованого ТОіР полягає у використанні імовірнісних оцінок ризику для оптимізації ТОіР обладнання СВБ АС і виконується за такими напрямками:

- перегляд регламентного часу виведення обладнання в ремонт (PI-ТРБЕ) у таких випадках: планування проведення ТОіР за роботи реакторної установки (далі – РУ) на потужності; відмови чи незапланованої неготовності обладнання за роботи РУ на потужності;
- перенесення виконання ТОіР обладнання СВБ АС, на період роботи РУ на потужності, ризик-інформоване управління конфігурацією АЕС (PI-УК);
- збільшення інтервалу періодичності опробувань (PI-ПО).

Під час діяльності з оптимізації ТОіР обладнання СВБ АС надається пріоритет заходам з оптимізації ТОіР, які не зменшують рівень безпеки АС, з урахуванням відповідних компенсуючих заходів. А власне оптимізація ТОіР обладнання СВБ АС здійснюється відповідно до затверджених методик оптимізації ТОіР. Ці методики розробляються ЕО з урахуванням апробованого міжнародного досвіду та погоджуються з Держатомрегулюванням відповідно до «Вимог до проведення модифікацій ядерних установок та порядку оцінки їх безпеки», затверджених наказом Державного комітету ядерного регулювання України від 10 січня 2005 року № 4, зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 24 січня 2005 року за N 78/10358 [72].

Отже, вимоги введеного в дію НПА [81] можна умовно розділити на кілька основних напрямів, зокрема: загальні вимоги, та вимоги, що відкривають

потенційну можливість оптимізації ТОіР обладнання СВБ АС, вимоги щодо експлуатаційного стану РУ та перенесення ТОіР обладнання СВБ АС у стан РУ «на потужності», вимоги до змін обсягів та періодичності ТОіР обладнання СВБ АС. Окремі вимоги за цими напрямками наведено нижче.

Основною вимогою є п. 6 Розділу II НПА [81], що стосується необхідності подання на погодження до Держатомрегулювання нових підходів та методів ТОіР обладнання СВБ АС, які можуть призводити до суттєвих змін підходів і методів ТОіР (зокрема оптимізацію ТОіР) обладнання СВБ АС, разом з обґрунтовуючою документацією, до їх застосування на практиці. Методи та підходи до оптимізації ТОіР обладнання СВБ АС визначені в розділі 8 НПА [81]. Низка вимог та положень нового НПА [81] присвячена вимогам до експлуатаційного стану для проведення ТОіР обладнання СВБ АС та його зміни. Частина з цих вимог є очевидними, проте раніше не зазначалися в НПА з ядерної та радіаційної безпеки. Основою визначення експлуатаційного стану РУ для проведення ТОіР обладнання СВБ АС є положеннями експлуатаційної та ремонтної документації, згідно з якою і визначається експлуатаційний стан та регламентований час виведення обладнання в ремонт.

Водночас, новим НПА [81] допускається виконання ТОіР обладнання СВБ АС у відмінних станах, зокрема під час роботи енергоблока на потужності, при тому під час визначення експлуатаційного стану енергоблока для планового ТОіР обладнання СВБ АС ЕО враховується:

- резервування обладнання СВБ АС;
- дотримання меж та умов безпечної експлуатації;
- дотримання детерміністичних та імовірнісних критеріїв;
- забезпечення неперевищення нормативних меж і підтримання радіаційного впливу та доз опромінення персоналу на розумно досяжному низькому рівні.

Під час виконання ТОіР обладнання СВБ АС в експлуатаційному стані РУ на потужності:

- забезпечується дотримання меж та умов безпечної експлуатації;

- оцінюються ризики зміни конфігурації енергоблока, прийнятої для цього експлуатаційного стану;
- забезпечується визначення та дотримання меж миттєвої частоти важкого пошкодження активної зони (частоти граничного аварійного викиду), кумулятивного ризику та визначення меж ризику в ризик-моніторі під час застосування інструмента ризик-монітора;
- забезпечується дотримання імовірнісних критеріїв безпеки, визначених у «Загальних положеннях безпеки» [67], та критеріїв щодо допустимого збільшення частоти важкого пошкодження активної зони і частоти граничного аварійного викиду, установлених у НП 306.2.217-2017 [70]. ЕО детально обґрунтовує можливість проведення ТОіР обладнання СВБ АС на потужності. Обґрунтування можливості проведення ТОіР обладнання СВБ АС на потужності здійснюється на основі оцінок ризику в доповнення до детерміністичного аналізу, затверджується ЕО та погоджується Держатомрегулюванням.

Під час планування та виконання ТОіР обладнання СВБ АС для стану РУ на потужності забезпечується:

- дотримання концепції глибокоешелонованого захисту;
- виконання основних функцій безпеки;
- радіаційний захист персоналу відповідно до оцінених ризиків;
- дотримання принципів культури безпеки.

Не допускається виконання ТОіР обладнання СВБ АС для стану РУ на потужності, якщо це може призвести до повної втрати однієї або більше основних функцій безпеки. Окрім потенційної можливості застосування ризик-інформованих підходів для перенесення ТОіР на обладнання СВБ АС в експлуатаційному стані РУ на потужності допускається зміна планового ремонту обладнання СВБ АС на ремонт за технічним станом. Умовою такої зміни є наявність необхідного діагностичного забезпечення та регламентуючої експлуатаційної і ремонтної документації, даних досвіду експлуатації та надійності обладнання. Зміна планового ремонту на ремонт за технічним станом

здійснюється розробленням технічного рішення про зміну планового ремонту обладнання на ремонт за технічним станом разом з компенсуючими заходами. Технічне рішення погоджується з Держатомрегулюванням.

Щодо загальних вимог до планування та виконання ТОіР обладнання СВБ АС у НПА впроваджено низку вимог щодо змін обсягу та періодичності ТОіР обладнання СВБ АС. Зокрема, п. 9 Розділу V НПА [81] не допускається зменшення запланованого обсягу ТОіР обладнання СВБ АС під час його виконання. У разі зменшення обсягів або збільшення періодичності ремонту обладнання СВБ АС під час планування, ЕО в установленому порядку розробляє технічне рішення та направляє його разом з обґрунтовуючими матеріалами на погодження до Держатомрегулювання. Крім того, збільшення регламентного часу виведення з роботи обладнання СВБ АС здійснюється ЕО на основі імовірнісних оцінок ризику для оптимізації ТОіР цього обладнання, виконаних згідно з погодженими Держатомрегулюванням методиками та керівництвами з дотриманням вимог НПА [81]. Збільшення інтервалу та/або періодичності ТОіР і випробувань, які можуть виникнути під час планування ТОіР обладнання СВБ АС, обґрунтовується ЕО на основі імовірнісних та/або детерміністичних аналізів і погоджується з Держатомрегулюванням. Водночас, зміна терміну проведення, тривалості та обсягу ТОіР, що може призвести до збільшення його обсягу та/або зменшення періодичності, оформлюється відповідно до технічних вимог ЕО та не потребує погодження Держатомрегулюванням.

1.5 Висновки до першого розділу

1. На основі проведеного аналізу проєктних і перспективних стратегій експлуатації реакторів на ПТПК та ПНП встановлено:

- Перспективні стратегії ПТПК та ПНП можуть бути реалізовані через модернізацію нейтронно-фізичних та/або теплофізичних властивостей ядерного палива.

- Гранично допустима номінальна потужність визначається умовами виникнення термоакустичної нестійкості (ТАН) теплоносія, яка може супроводжуватись високочастотними (сотні герц) і високоамплітудними (до 50% середнього тиску в активній зоні) динамічними навантаженнями на поверхні ТВЕЛ. Умови ТАН теплоносія в активній зоні реактора реалізуються за значно менших теплових навантажень, ніж умови кризи кипіння.

- Методи розрахункової кваліфікації модернізацій СВБ ЯЕУ, які ґрунтуються на моделюванні робочих і аварійних режимів детерміністичними кодами (ДК) , недостатньо обґрунтовані для кваліфікації стратегій ПТПК та ПНП, тому що результати розрахункового моделювання можуть залежати від ефектів розбіжності ДК та/або розбіжності користувачів ДК.

- Актуальним є розроблення альтернативних методів кваліфікації перспективної стратегії ПНП реактора, що враховують можливість оптимізації визначальних параметрів потужності реактора, а також не залежать від ефектів відмінності ДК/користувачів ДК.

2. Проведений аналіз проєктних і перспективних стратегій випробувань СБ у робочих режимах реактора встановив:

- Проєктна періодичність випробувань СБ у робочих режимах реактора регламентована апріорі без необхідних обґрунтувань і не враховує досвід проведення випробувань.

- Методи кваліфікації модернізацій періодичності планових ремонтів/випробувань СВБ, засновані на імовірнісному аналізі безпеки (ІАБ), недостатньо обґрунтовані для кваліфікації стратегій модернізації випробувань СБ у робочих режимах реактора, оскільки припускають "штучне" зниження рівня безпеки і не враховують чутливість визначальних параметрів ЧПАЗ.

Актуально розробити альтернативні методи кваліфікації модернізації проєктної стратегії випробувань СБ у робочих режимах реактора, орієнтовані на забезпечення максимальної надійності виконання функцій безпеки з урахуванням - моніторингу "прихованих" відмов/дефектів у міжвипробувальних періодах експлуатації.

РОЗДІЛ 2. КВАЛІФІКАЦІЯ СТРАТЕГІЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ РЕАКТОРА В РЕЖИМАХ ПІДВИЩЕНОЇ ТРИВАЛОСТІ ПАЛИВНИХ КАМПАНІЙ ТА ПІДВИЩЕНІЙ НОМІНАЛЬНІЙ ПОТУЖНОСТІ

2.1 Аналіз літературних даних щодо відомих результатів кваліфікації модернізацій активної зони ЯЕУ та постановка проблеми

В екстремальних умовах воєнного часу внаслідок значної втрати енергетичних потужностей та безперервних пошкоджень/руйнувань критичної інфраструктури енергетики України актуальність підвищення ефективності безпечної експлуатації атомної енергетики має пріоритетне значення.

Підвищення ефективності експлуатації АЕС (підвищення коефіцієнта використання встановленої потужності) може бути забезпечене стратегіями підвищення номінальної потужності (ПНП) ядерних реакторів та підвищення тривалості робочих режимів реакторів на потужності (підвищення тривалості паливних кампаній – ПТПК).

У загальному випадку реалізація стратегій ПНП та/або ПТПК може здійснюватися модернізацією нейтронно-фізичних та/або теплофізичних властивостей ядерного палива та/або конструкційно-технічних параметрів елементів активної зони.

Стратегії ПНП, що базуються на підвищенні температури ядерного палива в робочих режимах реактора, можуть за певних умов сприяти реалізації стратегії ПТПК. Збільшення температури ядерного палива в робочих режимах реактора за інших рівних умов збільшує глибину вигорання палива, а відповідно і тривалість паливної кампанії [82–87]. Однак ПНП реактора може також збільшувати швидкість вигорання палива, а відповідно і зменшувати тривалість паливних кампаній [88].

Тому більш актуальними є розробка та обґрунтування (кваліфікація) стратегій ПТПК, що базуються на збереженні проектною номінальної потужності реактора. Зокрема, стратегії ПТПК при проектній номінальній потужності реактора можуть бути реалізовані шляхом модернізації теплофізичних

властивостей ядерного палива [89, 90].

Перспективність реалізації стратегій ПНП/ПТПК для атомної енергетики України розглядалась ще кілька десятиріч тому. Однак через ряд обставин програми ПНП/ПТПК так і не було впроваджено в експлуатаційну практику.

Однією з причин такої ситуації була необхідність достатньої кваліфікації безпеки стратегій ПНП/ПТПК, які не передбачені проектом ядерних енергоустановок із ВВЕР. Згідно ядерного законодавства України модернізації систем, важливих для безпеки ЯЕУ, з відхиленням від проектних параметрів повинні бути достатньо кваліфіковані на забезпечення умов безпеки в робочих і аварійних режимах ЯЕУ [82–93].

Кваліфікація безпеки стратегій ПНП/ПТПК визначає необхідність розробки відповідних методів кваліфікації. Методи кваліфікації безпеки стратегій ПНП/ПТПК, що базуються на результатах розрахункового моделювання робочих і аварійних режимів ЯЕУ різними детерміністськими кодами, недостатньо обґрунтовані для рішення подібних задач, тому що результати кваліфікації можуть залежати від впливу ефектів різниці кодів та/або користувачів кодами [92, 93]. Крім того, методи кваліфікації стратегій ПНП/ПТПК, що базуються на результатах моделювання детерміністськими кодами робочих і аварійних режимів ЯЕУ, не забезпечують оптимізацію визначальних параметрів модернізації (нейтронно-фізичні та/або теплофізичні властивості ядерного палива та/або конструкційно-технічні параметри елементів активної зони).

Враховуючи наведені положення, актуальною є розробка метода кваліфікації стратегії ПТПК при проектній номінальній потужності реактора, що базується на оптимізації теплофізичних властивостей ядерного палива та забезпечує умови безпеки в робочих і аварійних режимах.

2.2 Метод кваліфікації стратегій підвищення тривалості паливних кампаній

2.2.1 Основні положення та допущення

1. Метод кваліфікації стратегії ПТПК за проектної потужності реактора базується на результатах відомих експериментальних досліджень впливу показника теплопровідності ядерного палива λ_F на температуру палива T_F . Цими експериментами встановлено, що зменшення λ_F за інших рівних умов визначає збільшення T_F і відповідно збільшення глибини вигорання ядерного палива H_F та тривалості паливної кампанії реактора на потужності L_F :

$$\downarrow \lambda_F \Rightarrow \uparrow T_F \Rightarrow \uparrow H_F \Rightarrow \uparrow L_F. \quad (2.1)$$

Враховуючи (2.1), показник ефективності стратегії ПТПК P_m можливо представити у форматі відношення максимальної температури ядерного палива модернізованої T_{Fm} та проектної T_{FD} паливної матриці твела:

$$P_m = \frac{L_{Fm}}{L_{FD}} = \frac{T_{Fm}}{T_{FD}}, \quad (2.2)$$

де L_{Fm} , L_{FD} – тривалість паливної кампанії в модернізованому та проектному режимі.

Необхідна умова обґрунтованості (2.2) – ідентичність потужності енерговиділення ядерного палива в модернізованому N_{Fm} та проектному N_{FD} режимі:

$$N_{Fm} = N_{FD}. \quad (2.3)$$

2. Експериментальні дослідження також встановили, що при значному збільшенні температури ядерного палива відбувається деградація поверхневого шару (gim-зона) паливної матриці.

Тому перспективним напрямком усунення поверхневої деградації паливної матриці може бути двозонна паливна матриця [89, 90], яка складається з центральної зони зі зниженою теплопровідністю λ_{F0} і відповідно підвищеною максимальною температурою палива T_{Fm} та поверхневої зони (gim-зона) з

підвищеною теплопровідністю λ_{Fr} і зниженою температурою палива T_{Fmr} .

Необхідна умова безпеки стратегії ПТПК – ідентичність температури ядерного палива в гім-зоні у робочих режимах реактора та на поверхні паливної матриці в проектному режимі T_{FDr} :

$$T_{Fmr} = T_{FDr}. \quad (2.4)$$

Показник максимальної ефективності стратегії ПТПК P_m при забезпеченні умов кваліфікації (2.3) і (2.4) у робочих режимах реактора визначається оптимальним співвідношенням термічних опорів теплопровідності ядерного палива у центральній і гім-зоні паливної матриці.

У загальному випадку рівняння теплового балансу твела в проектному і модернізованому робочому режимі реактора на потужності [88–92]:

$$N_{FD} = A_F [R_{FD}^{-1} (T_{FD0} - T_{FDr}) + R_{OD}^{-1} (T_{FDr} - T_{OD})] + \alpha A_O (T_{OD} - T_T) \quad (2.5)$$

$$N_{Fm} = A_F [R_{Fm}^{-1} (T_{Fm0} - T_{Fmr}) + R_{Om}^{-1} (T_{Fmr} - T_{Om})] + \alpha A_O (T_{Om} - T_T) \quad (2.6)$$

де N_{FD} , N_{Fm} – потужність енерговиділення ядерного палива твела в проектному і модернізованому робочому режимі; A_F , A_O – площа поверхні паливної матриці та оболонки твела; T_{FD0} , T_{Fm0} – максимальна температура ядерного палива в проектному і модернізованому робочому режимі; T_{FDr} , T_{Fmr} – температура ядерного палива на поверхні паливної матриці в проектному і модернізованому робочому режимі; T_{OD} , T_{Om} – температура оболонки твела в проектному і модернізованому робочому режимі; α – показник інтенсивності тепловіддачі на поверхні твела; T_T – температура теплоносія на вході в активну зону.

Термічні опори теплопровідності елементів твелів в проектному і модернізованому режимі в лінійному наближенні (обґрунтовано для діаметру твела значно меншого за його висоту):

$$R_{FD} = \frac{\delta_{FD}}{\lambda_{FD}}, \quad R_{Fm} = \frac{\delta_{FO}}{\lambda_{FO}} + \frac{\delta_{Fr}}{\lambda_{Fr}}, \quad (2.7)$$

$$R_{OD} = \frac{\delta_g}{\lambda_g} + \frac{\delta_O}{\lambda_O} = R_{Om}, \quad (2.8)$$

де λ_{FD} – показник (коефіцієнт) теплопровідності ядерного палива в проектному режимі; λ_{FO} , λ_{Fr} – показник теплопровідності в центральній і гім-зоні паливної матриці; λ_g , λ_O – показник теплопровідності газового зазору та оболонки твела; δ_{FD} , δ_{FO} , δ_{Fr} , δ_g , δ_O – товщина паливної матриці, центральної зони, гім-зони, газового зазору та оболонки твела.

Враховуючи умови кваліфікації при проектній номінальній потужності, з рівнянь теплового балансу ТВЕЛ витікає:

$$T_{OD} = T_{Om}, \quad (2.9)$$

а максимальний показник ефективності стратегії ПТПК у робочих режимах реактора:

$$\max P_m = \frac{T_{Fm0}}{T_{FD0}} = \frac{R_{Fm}}{R_{FD}} \frac{T_{FD0} - T_{FDr}}{T_{FD0}}. \quad (2.10)$$

Таким чином, максимальний показник ефективності стратегії ПТПК при забезпеченні умови безпеки (2.4) у робочих режимах реактора визначається оптимізацією термічних опорів теплопровідності центральної та гім-зони паливної матриці.

Зокрема, з отриманого рішення (2.10) витікає оптимальний показник термічного опору паливної матриці для півторарічної паливної кампанії:

$$\text{opt } R_{Fm} = \text{opt} \left\{ \frac{\delta_{FO}}{\lambda_{FO}} + \frac{\delta_{Fr}}{\lambda_{Fr}} \right\} = 1,5 R_{FD} \frac{T_{FD0}}{T_{FD0} - T_{FDr}}. \quad (2.11)$$

Оптимальний показник термічного опору паливної матриці (2.11) може бути

встановлений шляхом модернізації показників теплопровідності та товщини центральної та гім-зони паливної матриці.

Кваліфікація стратегії ПТПК при проектній номінальній потужності реактора в аварійних режимах базується на наступних консервативних допущеннях.

1. Для умов проектних паливних матриць початкові та поточні значення визначальних параметрів аварійного процесу відповідають найбільш консервативним результатам розрахункового моделювання максимальної проектної аварії (МПА – розрив головного циркуляційного трубопроводу) [84].

2. На умови МПА в проектному і модернізованому режимах визначальний вплив має потужність залишкових тепловиділень Q за інших рівних умов. Співвідношення потужності залишкових тепловиділень у проектній Q_D і модернізованій Q_m паливній матриці визначається показником ефективності P_m :

$$\frac{Q_m}{Q_D} = P_m. \quad (2.12)$$

Максимальна зміна температури ядерного палива в процесі МПА для проектної паливної матриці:

$$\Delta T_{FDa} = T_{FDa} - T_{FD0}(t=0), \quad (2.13)$$

де T_{FDa} – максимальна консервативна температура ядерного палива в процесі МПА.

Тоді, враховуючи (2.12), максимальна зміна температури ядерного палива в процесі МПА для модернізованої паливної матриці:

$$\Delta T_{Fma} = \Delta T_{FDa} P_m. \quad (2.14)$$

Максимальна температура ядерного палива в процесі МПА для модернізованої паливної матриці, враховуючи (2.14):

$$T_{Fm\alpha} = T_{Fm0}(t=0) + \Delta T_{FD\alpha} P_m . \quad (2.15)$$

Умови безпеки щодо гранично допустимої температури початку плавлення/руйнування паливної матриці $\max T_F$ [84]:

$$T_{Fm\alpha} < \max T_F . \quad (2.16)$$

Тоді зі співвідношень (2.15) і (2.16) витікає максимальний показник стратегії ПТПК щодо гранично допустимої температури ядерного палива:

$$\max P_{mF} = \frac{\max T_F}{T_{FD0} + \Delta T_{FD\alpha}} . \quad (2.17)$$

Максимальна зміна температури оболонки твела в процесі МПА для проектної паливної матриці:

$$\Delta T_{OD\alpha} = T_{OD\alpha} - T_{OD}(t=0) , \quad (2.18)$$

де $T_{OD\alpha}$ – максимальна консервативна температура оболонки твела в процесі МПА для проектної паливної матриці.

Тоді, враховуючи (2.12), максимальна зміна температури оболонки твела в процесі МПА для модернізованої паливної матриці:

$$\Delta T_{Oma} = \Delta T_{OD\alpha} P_m . \quad (2.19)$$

Максимальна температура оболонки твела в процесі МПА для модернізованої паливної матриці, враховуючи (2.19):

$$T_{Oma} = T_{OD}(t=0) + \Delta T_{OD\alpha} P_m . \quad (2.20)$$

Умови безпеки щодо гранично допустимої температури оболонки твела початку інтенсифікації паро цирконієвої реакції $\max T_O$ [84]:

$$T_{Oma} < \max T_O . \quad (2.21)$$

Тоді зі співвідношень (2.20) і (2.21) витікає максимальний показник стратегії ПТПК щодо гранично допустимої температури оболонки твела:

$$\max P_{mO} = \frac{\max T_O}{T_{OD} + \Delta T_{ODa}} . \quad (2.22)$$

Гранично допустиме значення показника стратегії ПТПК:

$$P_m = \min \begin{cases} P_m(\text{opt } R_{Fm}) \\ \max P_{mF} \\ \max P_{mO} \end{cases} \quad (2.23)$$

2.3 Висновки до другого розділу

1. Проведений у роботі аналіз встановив, що кваліфікація та впровадження стратегії підвищення тривалості паливних кампаній ядерних енергоустановок із ВВЕР, що базуються на модернізації теплофізичних властивостей ядерного палива, можуть забезпечити необхідне підвищення ефективності безпечної експлуатації енергоблоків АЕС України.

2. Розроблено детерміністський метод кваліфікації стратегії підвищення тривалості паливних кампаній за проектною номінальною потужністю, який визначає гранично допустиме підвищення тривалості паливних кампаній на основі оптимізації теплофізичних властивостей ядерного палива при забезпеченні умов ядерної безпеки в робочих і аварійних режимах.

3. Результати кваліфікації розробленим методом не залежать від впливу ефектів різниці традиційних детерміністських кодів та/або різниці користувачів кодами.

РОЗДІЛ 3. АДАПТАЦІЯ РИЗИК-ОРІЄНТОВАНОГО ПІДХОДУ КВАЛІФІКАЦІЇ МОДЕРНІЗАЦІЇ СТРАТЕГІЙ ПЕРІОДИЧНОСТІ ПЛАНОВИХ ВИПРОБУВАНЬ СИСТЕМ БЕЗПЕКИ В РЕЖИМАХ ПНП І ПТПК РЕАКТОРА

3.1 Основні положення та припущення ризик-орієнтованого підходу (РОП)

Об'єктом розгляду є тепломеханічне обладнання СВБ, що експлуатуються в *складному режимі*, який включає [16-20]:

- режим виконання призначених функцій;
- режим очікування;
- режим проведення перевірок (планових і непланових) і функціональних випробувань під час роботи реактора на потужності;
- режим проведення позапланових (за фактом відмови) ремонтно-відновлювальних робіт.

Режим виконання призначених функцій у разі виникнення аварії не враховується, як вкрай рідкісна подія.

До тепломеханічного обладнання СВБ належать теплообмінники і ємності, насоси, арматура, трубопроводи.

Під *стратегією* планових випробувань СВБ мається на увазі певна періодичність, послідовність та обсяги робіт, які спрямовані на перевірку функціональної працездатності та підтвердження проєктних характеристик елементів і систем [21-25].

Під *оптимізацією стратегії* планових випробувань СВБ мається на увазі визначення періодичності робіт, що за встановлених конфігурацій системи, надійності елементів системи/устаткування та регламентованих дій персоналу, проєктно-технічних умов/обмежень, відповідають максимально досяжній надійності виконання системою призначених проєктних функцій або зберігають (не знижують) проєктний рівень надійності СВБ [26-36].

Під *періодичністю випробувань* мається на увазі інтервал часу (або напруцювання) між даним видом випробувань і наступним таким самим видом

випробувань одного каналу системи.

Для СВБ нехарактерним також є інтервал безперервної роботи, протягом якого канал виконує свої функції, а потім відбувається планове перемикання на один із резервних каналів і випробування інших резервних каналів. Таким чином, для СВБ неперіодичність планових перемикань однозначно пов'язана з періодичністю планових випробувань [37-42].

Основними факторами, що визначають необхідність оптимізації стратегії планових випробувань ТМО СВБ, є [43-56]:

- накопичення дефектів/порушень у режимі очікування, як унаслідок випадкових процесів, так і внаслідок старіння обладнання або цілеспрямованих дій, що впливають на стан обладнання;
- зниження загальної надійності виконання системою призначених проєктних функцій у процесі проведення випробування і під час (у разі потреби) ремонтно-відновлювальних робіт;
- зношуваність обладнання в процесі випробувань.

Перший фактор визначає необхідність зниження періодичності випробувань і обсягів ремонтно-відновлювальних робіт для виявлення та усунення дефектів/порушень, що виникають. При цьому зміна імовірності відмови системи в режимі очікування в загальному випадку пов'язана з виникненням дефектів/порушень із таких причин:

- випадкові процеси виникнення дефектів/порушень у режимі очікування, не пов'язані з природним старінням обладнання та цілеспрямованими діями персоналу зі зміни стану обладнання;
- виникнення дефектів/порушень після неякісного проведення техобслуговування при випробуваннях і ремонтно-відновлювальних роботах, які не були усунуті в процесі цього техобслуговування;
- природні процеси старіння і деградації обладнання;
- нерегламентні цілеспрямовані дії персоналу щодо зміни стану обладнання в режимі очікування.

Решта із зазначених вище факторів визначають необхідність збільшення

періодичності та обсягів випробувань ТМО СВБ. Зміна імовірності відмови системи в режимі проведення випробувань пов'язана з такими причинами:

- зниження загальної надійності системи внаслідок безпосередніх випробувань і/або приведення в непрацездатний стан випробуваного каналу СВБ;
- виникнення дефектів/порушень через неякісне випробування, що призвело до додаткового зносу обладнання.

Методичною основою оптимізації стратегії планових випробувань ТМО СВБ є ризик-орієнтований підхід, який у загальному випадку полягає в імовірнісному оцінюванні ризику від імовірностей виникнення несприятливої події та наслідків цієї події на умови безпеки.

У рамках ризик-орієнтованого підходу для оптимізації стратегії планових випробувань ТМО СВБ приймається цільова функція ризику R [55, 56]:

$$R = R(K_{\text{нг}i}, Y_i), \quad (3.1)$$

де Y_i – імовірнісні показники питомого внеску i -тої системи в оцінку критеріїв безпеки енергоблоків;

$K_{\text{нг}}$ – сумарний за аналізований період t коефіцієнт неготовності виконання призначених проектом функцій безпеки [55, 56]:

$$K_{\text{нг}} = \frac{1}{t} \int_0^t P(x) dx. \quad (3.2)$$

де $P(x)$ – імовірність відмови системи в поточний момент x .

Критеріями оптимізації стратегії планових випробувань СВБ є [55,56]:

$$\begin{aligned} K_{\Gamma}(T^*) &= \max K_{\Gamma}(T), \\ R(T^*) &= \min R(K_{\text{нг}i}, Y_i), \end{aligned} \quad (3.3)$$

де T^* – оптимальна періодичність випробувань СВБ.

Для незалежних, з погляду можливості проведення повного комплексу випробувань, СВБ мінімізація цільової функції ризику зводиться до оцінки умов, що відповідають максимуму K_T

Таким чином, отримання оптимальної (з погляду надійності) періодичності T для кожної системи окремо базується на аналізі зміни кількісного показника надійності під час варіювання періодичності T .

Це завдання вирішується на основі аналізу залежності коефіцієнта готовності системи K_T від T .

Для вироблення оптимальної періодичності комплексних випробувань, у яких задіяна група систем, необхідний аналіз впливу зміни рівня надійності кожної системи на зміну рівня безпеки АЕС.

Це завдання розв'язують за допомогою оцінки коефіцієнтів значущості систем із подальшою оцінкою загального впливу групи систем на показники ризику.

Оптимізований коефіцієнт неготовності K_{HT} визначається [55, 56]:

- структурою і складом системи;
- показниками надійності елементів систем/обладнання, як пов'язаними з якістю проведення самих випробувань/ремонтів, так і не пов'язаними з їх проведенням (у режимі очікування);
- періодичністю проведення випробувань СВБ;
- тривалістю (обсягами) проведених робіт під час випробувань (відновлення).

Основні положення та припущення математичного апарату, що застосовується в методичному забезпеченні оптимізації періодичності планових випробувань і перемикачів елементів СВБ, такі:

1. Застосовуються такі імовірнісні підходи і методи [56 - 62]:
 - регенерентний метод моделювання відновлень;
 - марковський процес для опису випадкових переходів між безліччю станів окремих елементів системи;
 - булеві методи для опису структури системи.

2. Для незалежних (під час випробувань) систем параметром, що оптимізується, є показник надійності аналізованої системи, для залежних - показник ризику, варійованим параметром - періодичність випробувань або перемикань елементів системи;

3. Випадковий час перебування елемента/системи в конкретному стані має експоненціальну функцію розподілу.

4. Якщо система на інтервалі випробувань не втрачає працездатності, то тривалість випробування приймається миттєвою. Якщо система на інтервалі випробувань втрачає працездатність, то вона представляється детермінованою величиною відповідно до програми/регламенту випробувань.

5. Під елементом розуміється деяка сукупність технічних засобів, які можуть характеризуватися загальними закономірностями - загальним графіком функціонування, наявною статистикою тощо.

Під елементом також розуміють окремий компонент системи енергоблока, отриманий у результаті її структурної декомпозиції для цілей проведення оптимізації планової періодичності випробувань і перемикань обладнання СВБ.

6. У загальному випадку розглянуті процеси є регенеретними.

7. На інтервалах між плановими, детермінованими моментами часу процес функціонування описується за допомогою марковського процесу.

8. Моделювання структурно-логічних зв'язків між елементами здійснюється з використанням булевих функцій.

9. Оцінювання оптимальної періодичності планових заходів проводять для верхніх значень показників надійності одностороннього довірчого інтервалу (для квантиля 95 %).

3.2 Математичний апарат оптимізації періодичності випробувань СВБ

3.2.1 Загальні положення

Під час моделювання важливо відобразити весь складний графік

функціонування СВБ.

Стан компонентів системи може змінюватися як наслідок випадкових причин (унаслідок відмови; спрацьовування на вимогу за аварійними уставками та блокуваннями системи; за фактом закінчення аварійного ремонту), а також стан компонентів може змінюватися за певним встановленим графіком, тобто детерміновано. До детермінованих переходів належать переходи, пов'язані з проведенням планових випробувань і планових перемикань (під перемиканнями розуміють переведення компонент системи з режиму роботи в резерв або назад).

Моделювання систем ґрунтується на трьох типах марковських графів, що моделюють групи елементів, які на відомому проміжку часу працюють у певному режимі.

Виділено три характерні групи елементів [56 - 66]:

- ті, що циклічно працюють (наприклад, робочі насоси техводи відповідальних споживачів);
- ті, що безперервно працюють (наприклад, резервні насоси техводи відповідальних споживачів);
- непрацюючі або невідновлювані елементи (наприклад, насоси введення бору високого тиску).

Іншими словами, на відомому детермінованому відрізку часу компонент СВБ матиме один із трьох типів роботи.

Моделювання детермінованих переходів (за встановленим графіком) проводять у такий спосіб. Через відомий проміжок часу:

- або стрибкоподібно змінюються ймовірності станів компонента;
- або здійснюється перехід на інший тип графа.

Наприклад, під час планового випробування елемента, що циклічно працює, відбувається обнулення імовірності прихованої відмови і на цю саму величину збільшується імовірність перебування в режимі аварійного ремонту.

Оскільки під час випробування приховану відмову (якщо вона є) буде виявлено і елемент буде переведено в ремонт.

Якщо проводять планове перемикання, то через певний час компонент із

того, що безперервно працює, стає таким, що циклічно працює, а отже, здійснюється перехід на інший тип графа (з графа другого типу на граф першого типу).

Моделювання сукупності елементів здійснюється на основі булевих функцій надійності, що враховують структурно-логічні зв'язки між елементами. Опис випробувань (відновлень) здійснюється з використанням регенерентних методів.

У загальному випадку коефіцієнт готовності системи залежить від таких величин [55 - 64]:

$$K_r = f(T, T_{\text{ППР}}, S(h_c(\cdot)), \xi^i, \lambda_p^i, \lambda^i, a^i, \theta^i, \mu^i, p_r^i), \quad (3.4)$$

де T – періодичність випробувань системи, год;

$T_{\text{ППР}}$ – планова тривалість між зупинкою енергоблока на щорічний планово-попереджувальний ремонт (ППР), год;

$h_c(\cdot)$ – структурна функція надійності системи, що формується на основі кон'юнкції та диз'юнкції з елементів 1,2,3 типу відповідно до критерію відмови системи;

$S(\cdot)$ – функція, що описує графік функціонування компонентів системи (планові випробування/перемикання з увімкненням компонентів у короткочасну / довготривалу роботу);

ξ^i – інтенсивність відмов через неякісні випробування/випробування, 1/тр;

λ_p^i, λ^i – інтенсивність відмов, що виникають між випробуваннями в режимі роботи та очікування, відповідно, 1/год;

θ^i, a^i – інтенсивність вимог на спрацювання і частота зворотних переходів у режим очікування, відповідно, 1/год;

μ^i – інтенсивність відновлення (величина, зворотна до середньої тривалості аварійного ремонту), 1/год;

p_r^i – імовірність якісного проведення аварійного ремонту (на одну вимогу);

i – номер об'єднаного елемента в структурній функції.

3.2.2 Розрахункові вирази для трьох типів функціонування елементів систем

Під одноелементною системою мається на увазі безліч елементів, об'єднаних для виконання деякої функції, які піддаються однаковим і одночасним впливам, таким як режим роботи, очікування, вихід у відмову тощо.

Розв'язання задачі моделювання одноелементної системи з безліччю станів і графіків функціонування є основою методики оптимізації періодичності контролю багатоеlementних СВБ.

Величина стаціонарного коефіцієнта готовності, у загальному випадку, залежить від сумарного часу працездатного стану на нескінченному часовому інтервалі, який складається з низки проміжків регенерації [49].

Надалі, для стислості, стаціонарний коефіцієнт готовності називатимемо коефіцієнтом готовності.

3.2.2.1 Універсальні моделі

На рисунку 3.1 представлено граф, який універсально описує функціонування елемента з урахуванням режимів роботи, очікування, різного роду відмов і відновлень (основна модель) [55, 56]. Стан 0 і 0' позначає режим очікування, стан 1 і 1' - режим безпосереднього виконання функцій. При цьому штрих позначає відмовний стан для даного режиму.

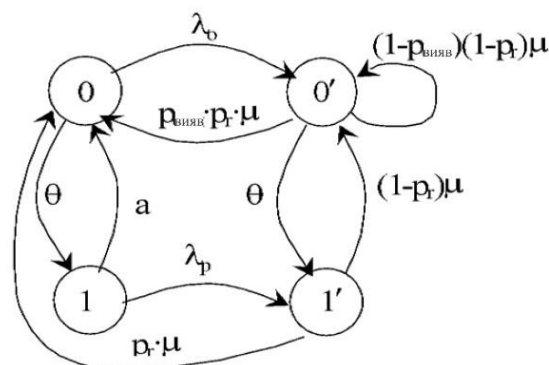


Рисунок 3.1 – Початковий граф станів до основної моделі [55, 56]

Якісний опис моделі: елемент, починаючи функціонувати в момент $t=0$, перебуває в стані 0, потім випадковим чином він може або відмовити і перейти в $0'$, або спрацювати на вимогу і перейти в 1. Перебуваючи в 1, елемент або успішно завершує роботу і переходить назад у 0, або відмовляє в процесі виконання роботи і переходить в $1'$. При знаходженні елемента в стані $0'$ його відмову може бути виявлено з імовірністю $p_{\text{вияв}}$, і тоді по завершенню позапланового ремонту він повертається в 0. Або перебуваючи в $0'$, елемент зажадають у роботу, і він автоматично потрапляє в стан відмови $1'$ режиму роботи. Стан $1'$ є станом відмови в режимі роботи, при цьому, зрозуміло, така відмова не може бути прихованою і миттєво виявляється. Після завершення ремонтних робіт елемент відновлюється з імовірністю p_r і переводиться в стан 0 або з імовірністю $1-p_r$ переводиться в стан $0'$.

Інтенсивності переходів марковського процесу (див. рисунок 3.1):

$\lambda_0 = 1/l$ - інтенсивність відмов у режимі очікування, де l - середнє напрацювання на відмову в режимі очікування;

$\lambda_r = 1/l_r$ - інтенсивність відмов у режимі роботи, де l_r - середнє напрацювання на відмову в режимі роботи;

$\theta = 1/\bar{T}_{\text{очік}}$ - інтенсивність вимог елемента, де $\bar{T}_{\text{очік}}$ - середня тривалість режиму очікування;

$a = 1/\bar{T}_{\text{роб}}$ - інтенсивність зворотних переходів, де $\bar{T}_{\text{роб}}$ - середня тривалість режиму роботи;

$\mu = 1/\tau$ - інтенсивність аварійних ремонтів, де τ - середня тривалість аварійного ремонту;

p_r - імовірність якісного проведення аварійного ремонту (на один ремонт);

$p_{\text{вияв}}$ - імовірність виявлення відмови в режимі очікування, за умови, що елемент перебуває у відмовному стані.

Слід зазначити, що перехід з інтенсивністю $(1 - p_{\text{вияв}})(1 - p_r)\mu$ не переводить систему в новий стан, а отже, на розрахунок марковського процесу не впливає. У більшості випадків неможливо точно визначити значення ймовірності виявлення відмов у режимі очікування $p_{\text{вияв}}$, але за експертними оцінками заведено вважати її

досить малою величиною, тому консервативно можна покласти $p_{\text{вияв}}=0$, що дає оцінку надійності в запас. При цьому також пропадає перехід зі стану $0'$ в 0 .

Для елементів, що недовго працюють у циклічному режимі, не доцільно окремо виділяти працездатний стан режиму роботи. Видається більш доцільним виділити три стани, що відповідають станам 0 , $0'$ і $1'$ вихідного графа, а замість ланцюжка переходів $0 \rightarrow 1 \rightarrow 1'$ ввести нову еквівалентну їм інтенсивність L . Цю інтенсивність можна визначити як величину, обернену до середнього часу до першого потрапляння зі стану 0 до $1'$ за ланцюжком $0 \rightarrow 1 \rightarrow 1'$ (рисунок 3.2).

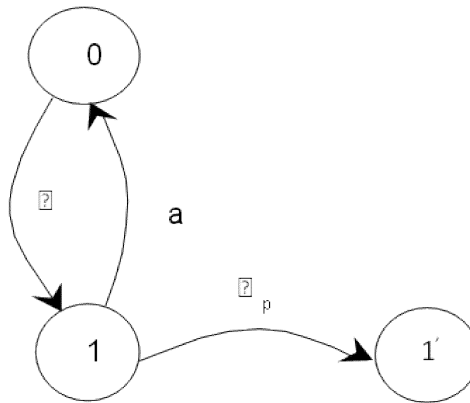


Рисунок 3.2 – Граф для розрахунку інтенсивності переходу L [55, 56]

Тривалість перебування марковського процесу в стані 0 (до переходу ланцюжком $0 \rightarrow 1 \rightarrow 1'$) становитиме [55 - 60]:

$$T_0 = \frac{1}{\theta + \lambda_0}.$$

Якщо позначити через Q_i середній час до потрапляння процесу в стан $1'$, за умови, що процес починається в стані i , то безпосередньо за графом можна записати:

$$Q_0 = T_0 + Q_1, \quad Q_1 = T_1 + p_{10}Q_0,$$

де p_{10} – імовірність переходу процесу зі стану 1 у стан 0.

$$p_{10} = a / (a + \lambda_p).$$

Тривалість перебування марковського процесу в стані 1 становитиме:

$$T_1 = \frac{1}{a + \lambda_p}.$$

Після підстановки отримаємо:

$$Q_0 = \frac{a + \lambda_p + \theta}{\lambda_p \theta}.$$

Тоді інтенсивність переходу L становитиме:

$$L = 1/Q_0 = \frac{\lambda_p \theta}{a + \lambda_p + \theta}. \quad (3.5)$$

Перетворений граф має три стани. Перенумеруємо їх у такий спосіб. Стани 2 і 3 повністю відповідають 0' і 1' вихідного графа, стан же 1 дещо відрізняється від 0 вихідного графа. Так стан 1 можна назвати об'єднаним працездатним станом елемента (див. рисунок 3.3).

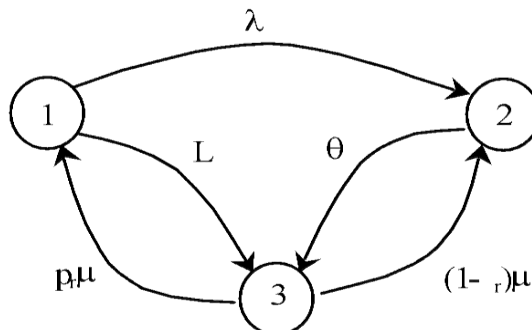


Рисунок 3.3 - Перетворений граф стану - основний
(граф першого типу для опису елементів, що циклічно працюють) [55, 56]

Для елементів, які здебільшого перебувають у режимі очікування і лише короткочасно переходять у режим роботи, тобто для елементів з $\bar{T}_p \ll \bar{T}_{\text{очік}}$, стан 1 характеризує працездатний стан режиму очікування, тобто еквівалентний стану 0 вихідного графа. Якщо ж елемент характеризується тривалим режимом роботи, тобто $\bar{T}_p \gg \bar{T}_{\text{очік}}$ стан 0 збігається з 1, а стан 0' з 1'. Таким чином, граф перетворюється до двох станів, що відповідають 1 і 3 графа рисунка 3.3. В інших випадках, коли елемент циклічно задіяний, і \bar{T}_p порівнянно з $\bar{T}_{\text{очік}}$, стан 1 перетвореного графа відображає працездатний стан для обох режимів.

Для простоти запису в перетвореній графі позначимо λ_0 через λ .

3.2.2.2 Групування елементів

Для систем СВБ, що складаються з безлічі елементів, можливе функціонування, за якого групи елементів мають деякий загальний графік функціонування, тоді цю групу об'єднують в один елемент із єдиним типом графіка. Відповідно до графіка всі елементи, що входять до складу СВБ, можна розбити на три типи:

- елементи, які циклічно запитуються в роботу - віднесемо до першого типу;
- елементи другого типу - ті, що працюють безперервно;
- до елементів третього типу віднесемо елементи, які фактично не переводяться в режим, пов'язаний із безпосередньою роботою, або елементи, які невідновлюються на відомому проміжку часу.

Елементи з періодичним запитом у роботу описуються перетвореним графом основної моделі - *графом першого типу* (див. рисунок 3.3).

Для отримання характеристик надійності на будь-якому часовому інтервалі необхідно розв'язати таку систему лінійних диференціальних рівнянь Колмогорова [56 - 65]:

$$P_1'(t) = p_r \mu P_3(t) - (\lambda + L) P_1(t),$$

$$P_2'(t) = \lambda P_1(t) + (1-p_r)\mu P_3(t) - \theta P_2(t),$$

$$P_3'(t) = L P_1(t) + \theta P_2(t) - \mu P_3(t).$$

Аналітичний розв'язок системи має вигляд (виведення розв'язку системи диференціальних рівнянь міститься в робочих матеріалах до звіту):

$$P_1^I(t) = \begin{cases} C_1 + C_2 e^{r_2 t} + C_3 e^{r_3 t}, & D > 0 \\ C_1 + (C_2 + C_3 t) e^{rt}, & D = 0 \\ C_1 + (C_2 \cos \beta t + C_3 \sin \beta t) e^{\alpha t}, & D < 0 \end{cases} \quad (3.6)$$

$$P_3^I(t) = \begin{cases} C_1 \frac{\lambda + L}{\mu_r} + C_2 \frac{r_2 + \lambda + L}{\mu_r} e^{r_2 t} + C_3 \frac{r_3 + \lambda + L}{\mu_r} e^{r_3 t}, & D > 0 \\ C_1 \frac{\lambda + L}{\mu_r} + \left(C_2 \frac{r + \lambda + L}{\mu_r} + \frac{C_3}{\mu_r} (1 + (r + \lambda + L)t) \right) e^{rt}, & D = 0 \\ C_1 \frac{\lambda + L}{\mu_r} + \left(\frac{C_2}{\mu_r} ((\alpha + \lambda + L) \cos \beta t - \beta \sin \beta t) + \right. \\ \left. + \frac{C_3}{\mu_r} ((\alpha + \lambda + L) \sin \beta t + \beta \cos \beta t) \right) e^{\alpha t}, & D < 0 \end{cases} \quad (3.7)$$

Величина $P_2^I(t)$ визначається через $P_1^I(t)$ і $P_3^I(t)$ як доповнення до одиниці.

$$P_2^I(t) = 1 - P_1^I(t) - P_3^I(t)$$

Константи C_1, C_2, C_3 визначаються з урахуванням початкових умов:

$$P_1^I(0) = p_1; \quad P_2^I(0) = p_2; \quad P_3^I(0) = p_3, \quad (3.8)$$

таких, що $p_1 + p_2 + p_3 = 1$.

$$C_1 = \mu_r \theta / q; \quad (3.9)$$

$$C_2 = \begin{cases} \frac{\mu_r \theta + r_2 \{\mu_r p_3 - (r_3 + \lambda + L)p_1\}}{r_2 \sqrt{D}}, & D > 0 \\ p_1 - \mu_r \theta / q, & D \leq 0 \end{cases} \quad (3.10)$$

$$C_3 = \begin{cases} -\frac{\mu_r \theta + r_3 \{\mu_r p_3 - (r_2 + \lambda + L)p_1\}}{r_3 \sqrt{D}}, & D > 0 \\ \mu_r p_3 + r \mu_r \theta / q - p_1(r + \lambda + L), & D = 0 \\ \frac{1}{\beta}(\mu_r p_3 + \alpha \mu_r \theta / q - p_1(\alpha + \lambda + L)), & D < 0 \end{cases} \quad (3.11)$$

$$r_{2,3} = \begin{cases} \frac{1}{2}(-k \pm \sqrt{D}) & D > 0 \\ r = -\frac{k}{2}, & D = 0 \\ \alpha \pm \beta i, \text{ де } \alpha = -\frac{k}{2}; \beta = \sqrt{-D}/2, & D < 0 \end{cases} \quad (3.12)$$

У виразах (3.6) - (3.12) використано такі позначення:

$$q = (\theta + \mu)(\lambda + \mu) + p_r \mu(\theta - L) \quad (3.13)$$

$$k = \lambda + L + \mu + \theta \quad (3.14)$$

$$D = k^2 - 4q \quad (3.15)$$

$$\mu_r = p_r \mu \quad (3.16)$$

Еквівалентна інтенсивність переходів L , використовувана в графі першого типу, визначається за (3.5).

$$L = \frac{\lambda_p \theta}{a + \lambda_p + \theta} \quad (3.17)$$

Інтенсивності переходів подано під час опису основної моделі.

Нестационарний коефіцієнт готовності елемента І-го типу становитиме:

$$K_I^I(t) = P_I^I(t). \quad (3.18)$$

При цьому, необхідний вектор вихідних даних A_I для елемента з періодичним режимом роботи складе:

$$A_I = \{\lambda, \lambda_p, a, \theta, \mu, p_r\} \quad (3.19)$$

Елементи, що безперервно працюють, описуються графом другого типу (див. рисунок 3.4).

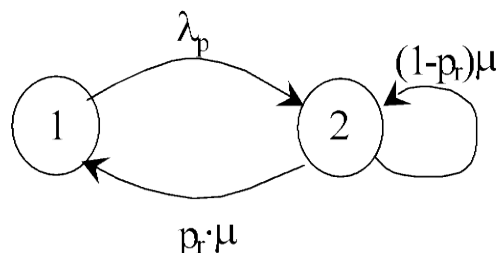


Рисунок 3.4 – Граф другого типу для опису безперервно працюючих елементів [56]

Визначальним для цих елементів є те, що їхні відмови не можуть бути прихованими. Граф містить працездатний стан 1 і стан відмови/відновлення 2 (подібні моделі розглянуто в [30, 45])

Напрацювання на відмову l визначає тривалість проміжку $[0; l=T]$, яка в цьому разі є випадковою величиною. Тривалість проміжку регенерації визначається сумою двох випадкових величин l і тривалості аварійного відновлення τ .

У цьому випадку обґрунтовано застосувати систему диференціальних рівнянь Колмогорова [56 - 65]:

$$\begin{aligned}\frac{dP_1(t)}{dt} &= \mu P_2(t) - \lambda P_1(t), \\ \frac{dP_2(t)}{dt} &= \lambda P_1(t) - \mu P_2(t).\end{aligned}\tag{3.20}$$

Нестационарний коефіцієнт готовності елементів, функціонування яких описується графом II-го типу для початкових умов:

$$P_1^{II}(0) = p_1; \quad P_2^{II}(0) = 1 - p_1\tag{3.21}$$

має вигляд:

$$K_{\Gamma}^{II}(t) = P_1^{II}(t) = \frac{p_r \mu}{\lambda_p + p_r \mu} + \frac{p_1(\lambda_p + p_r \mu) - p_r \mu}{\lambda_p + p_r \mu} e^{-(\lambda_p + p_r \mu)t}.\tag{3.22}$$

Необхідний вектор вихідних даних A_{II} для безперервно працюючих елементів складе:

$$A_{II} = \{\lambda_p, \mu, p_r\}\tag{3.23}$$

Функціонування елементів, які фактично не переводяться в режим, пов'язаний із безпосередньою роботою, але які мають бути готові до спрацьовування на вимогу, будемо описувати графом третього типу. Відмови, що виникають у таких елементах, є прихованими, тобто виявляються й усуваються тільки під час планових випробувань. Тому ці елементи є невідновлюваними в проміжку між плановими випробуваннями.

Функціонування елементів між випробуваннями характеризуються ймовірністю безвідмовної $R(t)$ роботи, що відповідає ймовірності знаходження процесу в стані 1 (рисунок 3.5).

За початкових умов $P_1^{III}(0) = p_1$; $P_2^{III}(0) = 1 - p_1$ величина $R(t)$ становитиме [55, 56]:

$$R(t) = K_{\Gamma}^{III}(t) = P_1^{III}(t) = p_1 e^{-\lambda t} . \quad (3.24)$$

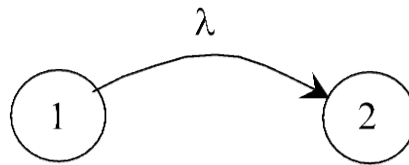


Рисунок 3.5 – Граф третього типу для опису
непрацюючих або невідновлюваних елементів

За допомогою цього графа також можна описувати працюючі елементи, які, проте, є невідновлювальними, або відмови яких з якихось причин не виявляються. У цьому разі як вихідні дані замість λ необхідно використовувати величину λ_p .

3.2.3 Визначення коефіцієнта готовності багатоелементних систем

Формалізація критерію відмови системи проводиться з використанням булевих функцій.

Імовірність відмови, так само як і ймовірність безвідмовної роботи системи, залежатиме як від кількості елементів та їхньої надійності, так і від логічних зв'язків у системі. Імовірність безвідмовної роботи системи, що складається з n елементів, має вигляд [55 - 61]:

$$K_{\Gamma}(t) = h_c \{K_{\Gamma 1}^j(t), K_{\Gamma 2}^j(t), \dots, K_{\Gamma n}^j(t)\} , \quad (3.25)$$

де h_c - структурна функція системи, що формулюється на основі операцій кон'юнкції та диз'юнкції [41,56], відповідно до критерію відмови системи;

$K_{\Gamma i}^j(t)$ - нестационарний коефіцієнт готовності i -го елемента, $i=1,2,\dots,n$, описуваний j -м видом графіка функціонування, що враховує як тип елемента, так і весь графік функціонування, що охоплює планові перемикання і випробування i -го елемента.

Різні типи для функціонування СВБ види графіків наведено в наступних підпунктах цього розділу.

Імовірність працездатного або стану відмови системи ґрунтується на переборі можливих станів елементів. Одна з основних умов застосування булевих моделей - це незалежність переходів елементів з одного стану в інший [41].

Під час моделювання систем, елементи яких практично не вмикаються в роботу, будь-який елемент розрахункової структурної схеми описується графом третього типу. Цей опис справедливий, оскільки перехід між станами може незалежно здійснитися для кожного елемента системи. Тобто будь-який елемент, у будь-який момент часу, може самостійно перейти в стан відмови, незалежно від поточних станів інших елементів.

Під час опису систем, у яких є елементи, що періодично функціонують або безперервно працюють, для низки елементів виникає деяка залежність у зміні станів. Так, наприклад, під час спрацьовування системи, у стан роботи переводиться одночасно ціла низка елементів. У разі відмови в послідовному ланцюжку елементів, що постійно працюють, увесь ланцюжок переходить у відмову (припиняє роботу) до завершення відновлювальних робіт на елементі, що відмовляється.

З вищевикладеного випливає, що для опису структури систем (у яких є елементи, що періодично або безперервно працюють) за допомогою булевих моделей, необхідне введення додаткового моделювання елементів системи. Таке моделювання, за якого елементи, функціонування яких описано за допомогою графів першого і другого типів і які при цьому є елементами булевої функції, відповідали б принципу незалежності. Це завдання вирішується на етапі підготовки вихідних даних.

Для більшості СВБ характерна така особливість функціонування - після деякого, досить тривалого часу T_a система проходить випробування і ретельне відновлення. Ці роботи на АЕС зазвичай проводять у період планово-попереджувального ремонту (ППР) енергоблока. Тому ППР можна розглядати як факт повної регенерації системи, а поведінку системи на всіх інтервалах $t \in [0; T_a]$

вважати ідентичною. Цей посил справедливий, якщо ефекти зносу і старіння обладнання незначні і проявляються для часів $t \gg T_a$.

Тоді загальний вираз для розрахунку стаціонарного коефіцієнта готовності має вигляд [55]:

$$K_{\Gamma} = \frac{1}{T_a} \int_0^{T_a} K_{\Gamma}(t) dt. \quad (3.26)$$

3.2.4 Графіки функціонування СВБ і розрахунок коефіцієнта готовності систем

У цьому пункті на конкретних моделях викладено методологічний підхід до моделювання СВБ. Розглянуто 8 типових для СВБ графіків функціонування. Проведено якісний і кількісний аналіз зміни нестаціонарного коефіцієнта готовності, подано розрахункові залежності для таких досліджуваних графіків функціонування [55 - 62]:

- елементи періодично запитуються в роботу і не піддаються випробуванням (модель 1);
- система з N резервних каналів, елементи яких працюють циклічно, і одного робочого каналу (модель 2);
- система з елементами, що циклічно працюють, за наявності короткочасних планових одночасних включень (модель 3);
- система з елементами, що циклічно працюють, за наявності планових увімкнень (випробувань), які проходять зі зсувом (модель 4);
- система, що піддається АВР, з почерговою поканальною роботою (модель 5);
- система з АВР і додатковим випробуванням резервних каналів (модель 6);
- трьохканальна система, що має внутрішнє дублювання з перемиканнями робота/очікування між дубльованими каналами (модель 7)

- трьохканальні системи з АВР, у яких два канали перебувають у роботі (модель 8).

Моделювання представлено на прикладі резервованої системи, що складається з N каналів. Ці системи або групи елементів цієї структури найчастіше піддаються плановим перемиканням і випробуванням.

Використовуючи зазначені моделі, складається розрахункова схема СВБ.

3.2.4.1 Елементи, що періодично запитуються в роботу і не піддаються випробуванням (модель 1)

Нехай система складається з N однотипних каналів, кожен з яких здатний повністю виконати вимоги, покладені на систему. Нехай система працює в періодичному (циклічному) режимі, за якого будь-який із каналів може бути затребуваний у роботу з частотою $\bar{\theta} \approx \theta_c / N$, де θ_c - частота запиту системи на виконання призначених функцій, а середній час роботи каналу задовольняє умову $\bar{T}_P \ll \bar{T}_{\text{очік}}$.

Крім того, кожен із каналів системи містить деяке число n елементів, що утворюють каналну структуру з паралельних ланок.

Система матиме таку модель: кожен канал буде представлений у вигляді одного елемента (рисунок 3.6) і описаний за допомогою графа першого типу з набором вихідних даних (3.19):

$$A_I = \{\bar{\lambda}, \bar{\lambda}_p, \bar{a}, \bar{\theta}, \bar{\mu}, \bar{p}_r\}$$

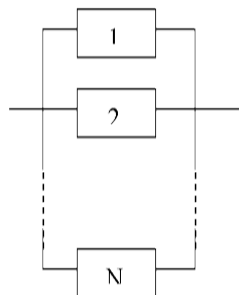


Рисунок 3.6 – Розрахункова структурна схема моделі 1 [55]

Нестационарний коефіцієнт готовності для одного (i -го) елемента системи відповідає ймовірності знаходження в працездатному стані для графа першого типу:

$$K_{\Gamma i} = K_{\Gamma}^I(t). \quad (3.27)$$

Відповідно до регламенту функціонування СВБ на момент пуску ЕБ ці системи мають перебувати в працездатному стані. Тому початкові умови для розрахунку складуть:

$$P_1^I(0) = 1; \quad P_2^I(0) = 0, \quad P_3^I(0) = 0.$$

Як видно з графічних залежностей (рисунок 3.7), за деяких значень $t_s > 0$ настає режим, у якому ймовірності не залежать від часу. Пояснюється це тим, що до моменту t_s багаторазово реалізувалися всі інтенсивності переходів і залежність від початкових умов зникла.

Стационарна величина для $K_{\Gamma}^I(t)$ визначається з виразу:

$$P_{1s} = \lim_{t \rightarrow \infty} K_{\Gamma}^I(t) = C_1,$$

де C_1 - константа, яка визначається за (3.7).

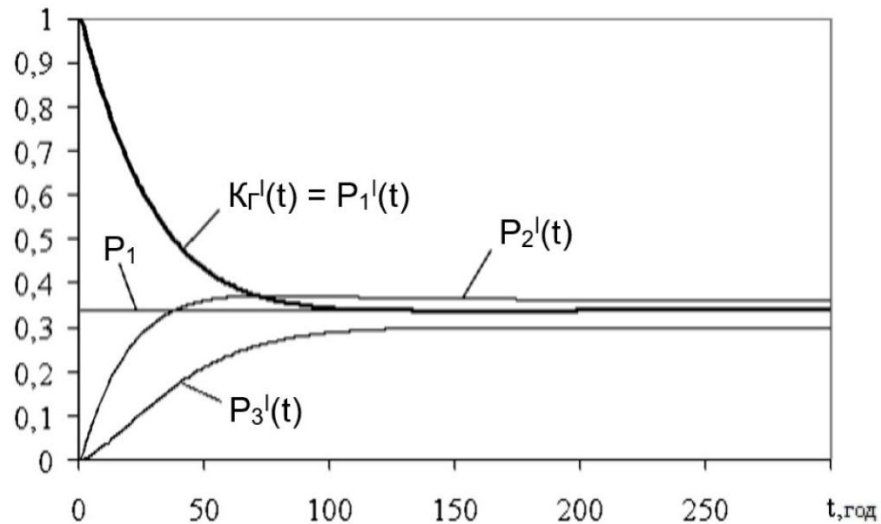


Рисунок 3.7 - Зміна ймовірності станів графа І-го типу для режимів функціонування, які не передбачають планових включень у системі [56]

Нестаціонарний коефіцієнт готовності системи з N паралельних елементів становитиме:

$$K_{\text{гсис}} = 1 - \prod_{i=1}^N (1 - K_{\text{гi}}(t)) dt. \quad (3.28)$$

Стаціонарний коефіцієнт готовності становитиме:

$$K_{\Gamma} = 1 - \frac{1}{T_a} \int_0^{T_a} \prod_{i=1}^N (1 - K_{\text{гi}}(t)) dt. \quad (3.29)$$

3.2.4.2 Система з N резервних каналів, елементи яких працюють циклічно та одного робочого каналу (модель 2)

У моделі розглянуто випадок ненавантаженого резерву з одним робочим каналом і N резервними, з урахуванням особливостей характерних для СВБ.

Нехай система складається з $N+1$ однотипних каналів, кожен з яких може виконати вимоги, покладені на систему. При цьому для безвідмовної роботи системи потрібно, щоб один із каналів перебував у режимі роботи.

У разі його відмови в роботу включається один з N резервних каналів. У разі відмови в резервному каналі вмикається інший з $N-1$ резервних каналів і т.д. При цьому відновлений робочий канал одразу вмикається в роботу, а резервний канал, що працював, знову переводиться в режим очікування. Тобто для резервних каналів справедливо $\bar{T}_p \approx \tau \ll \bar{T}_{\text{очік}}$.

Тоді всі N резервних каналів моделюються N паралельно сполученими елементами й описуються графом першого типу (рисунок 3.8). Для резервних каналів передбачено проведення планових випробувань.

Робочий канал моделюється одним елементом і описується графом другого типу.

Резервні канали описуються графом першого типу з набором вихідних даних A_I .

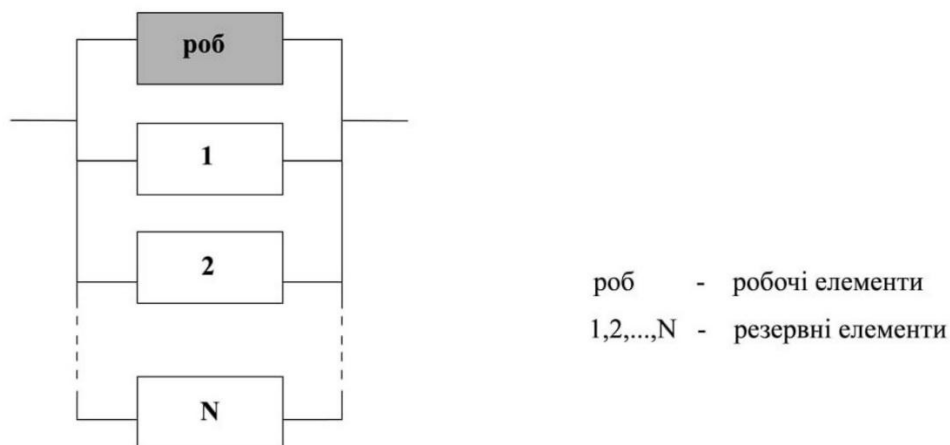


Рисунок 3.8 – Розрахункова структурна схема для моделі 2

У цій моделі інтенсивність вимог $\bar{\theta}$ резервних елементів залежить від величини $\bar{\lambda}_p$ робочого елемента і від кількості резервних елементів. Якщо після відмови робочого елемента в роботу може ввімкнутися будь-який із резервних елементів, то інтенсивність вимог для резервних елементів можна оцінити за виразом:

$$\bar{\theta} \approx \bar{\lambda}_p / N. \quad (3.29)$$

Останній вираз є наближенням, тому що не враховує потік вимог, який додатково виникає після можливих відмов резервних елементів і розподіляється між працездатними резервними елементами, що залишилися.

Нестаціонарний коефіцієнт готовності для робочого елемента визначається за (3.22) за початкової умови $p_1^H(0) = p_1 = 1$, і оскільки робочий елемент не піддається плановим випробуванням, визначення $K_\Gamma^H(t)$ проводять за умови $t \in [0, t_a]$.

Нестаціонарний коефіцієнт готовності для моделі 2 [55]:

$$K_{\text{гсис}} = 1 - (1 - K_\Gamma^H(t)) \prod_{i=1}^N (1 - K_{ri}(t)) dt, \quad (3.30)$$

Стаціонарний коефіцієнт готовності для моделі 2:

$$K_\Gamma = 1 - \frac{1}{T_a} \int_0^{T_a} (1 - K_\Gamma^H(t)) \prod_{i=1}^N (1 - K_{ri}(t)) dt, \quad (3.31)$$

де $K_\Gamma^H(t)$ і $K_{ri}(t)$ - нестаціонарні коефіцієнти готовності для робочого та і-го резервного елементів, відповідно, для цієї моделі:

$$K_{r1}(t) = K_{r2}(t) = \dots = K_{rN}(t) = K_\Gamma^I(t).$$

3.2.4.3 Система з елементами, що циклічно працюють, за наявності короткочасних планових одночасних включень (модель 3)

За основу візьмемо описи та умови функціонування системи, представлені в моделі 1. Відмінністю від названої моделі є наявність короткочасних планових включень у роботу каналів системи.

Час роботи каналів нехтувано малий порівняно з величиною інтервалу між даними ввімкненнями T_n і, тим паче, порівняно з T_a . Тому тривалість даної планової роботи вважаємо рівною нулю. Крім того, ці планові включення

здійснюються для всіх каналів одночасно.

Описаний графік функціонування, характерний для елементів, розташованих на лініях рециркуляції СВБ, що мають графік планових переходів за АВР (рисунок 3.9).

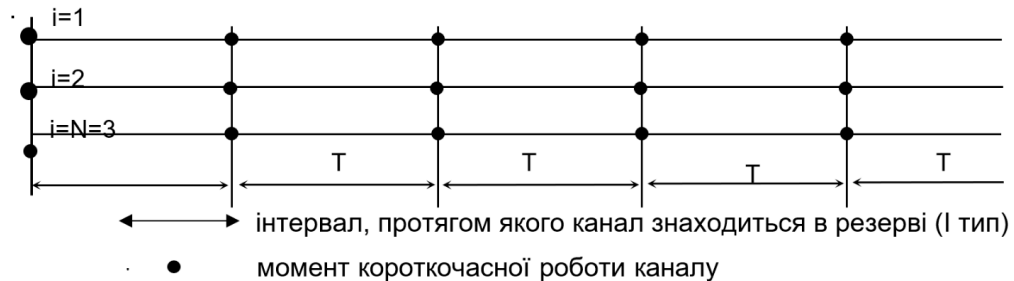


Рисунок 3.9 – Діаграма функціонування системи за наявності одночасних короткочасних увімкнень [55]

Проведення періодичних запусків каналів системи призводить до виявлення прихованих відмов або підтверджує їхній працездатний стан. При цьому відбувається стрибкоподібна зміна початкових умов $P_1^I(0)$, $P_2^I(0)$ і $P_3^I(0)$, а процес розвивається на новому інтервалі $[0; T_n]$. Якщо позначити штрихом відповідні ймовірності станів на попередньому інтервалі $[0; T_n]$, то початкові умови для наступного інтервалу мають вигляд:

$$\begin{aligned} P_1^I(0) &= P_1^{I'}(T_n); \\ P_2^I(0) &= 0; \\ P_3^I(0) &= P_2^{I'}(T_n) + P_3^{I'}(T_n) = 1 - P_1^{I'}(T_n). \end{aligned} \quad (3.32)$$

Перша рівність свідчить про те, що періодичне увімкнення не впливає на ймовірність перебування в працездатному стані 1 (див. граф першого типу).

Друге рівняння вказує на усунення прихованих відмов після увімкнення. При цьому на величину $P_2^{I'}(T_n)$ збільшується ймовірність аварійного ремонту після проведення увімкнення, що відображається третьою рівністю.

Таким чином, функціонування каналу моделюється графом першого типу на

інтервалах $[0; T_n]$ і початковими умовами для кожного інтервалу, які визначаються скінченними ймовірностями станів із попереднього інтервалу.

Нестаціонарний коефіцієнт готовності має вигляд (рисунок 3.10) [55]:

$$K_r(t) = K_r^I(t - (k - 1)T_n)(1 - z(k)) \quad (3.33)$$

з початковими умовами:

$$P_1^I(0) = fP_1(k); \quad P_2^I(0) = 0; \quad P_3^I(0) = 1 - P_1^I(0). \quad (3.34)$$

$$fP_1(k) = \begin{cases} 1, & \text{при } k = 1 \\ fK_r^I\{fP_1(k - 1), T_n\}, & \text{в інших випадках} \end{cases} \quad (3.35)$$

де $fK_r^I\{x, y\} = K_r^I(y)$, за початкових умов:

$$P_1^I(0) = x; \quad P_2^I(0) = 0; \quad P_3^I(0) = 1 - x.$$

У виразах (3.33) - (3.35) використано такі позначення:

$K_r^I(\cdot)$ - нестаціонарний коефіцієнт готовності, який визначається за графою I типу;

k - кількість проведених планових короточасних включень каналу на момент часу t ;

$z(k)$ - імовірність відмови внаслідок k проведених увімкнень каналу до моменту t .

Імовірність відмови $z(k) = 1 - \exp(-\bar{\xi}_a k)$ характеризується параметром $\bar{\xi}_a$ - середньою інтенсивністю відмови каналу на одне ввімкнення каналу.

Кількість проведених планових включень k i -го каналу на момент часу t визначається з виразу:

$$k = \left\lfloor \frac{t}{T_n} \right\rfloor + 1. \quad (3.36)$$

Слід зазначити, що в цьому виразі й надалі квадратні дужки у формулах несуть аналогічне смислове навантаження, а саме означають, що взято цілу частину від числа: $[x]$ - ціла частина від x .

Збільшення $K_{ri}(t)$ після $t = jT_n$, $j = 1, 2, \dots$ відбувається через виявлення прихованих відмов і подальше досить швидко (з інтенсивністю $\bar{\mu}$) їх усунення шляхом проведення аварійного ремонту тривалістю \bar{t} .

Зменшення $K_{ri}(t)$ надалі зумовлено накопиченням імовірностей непрацездатних станів 2 і 3 (див. граф першого типу). Така тенденція змін призводить до "пилкоподібності" залежності нестационарного коефіцієнта готовності від часу.

Для порівняння на рисунку 3.10 також наведено нестационарний коефіцієнт готовності каналу $K_{ri}^I(t)$ для випадку, коли періодичні планові запуски відсутні. Також на цьому рисунку показано зміну початкових умов $P_1^I(0)$, що стрибкоподібно змінюють своє значення після проведення чергового планового ввімкнення.

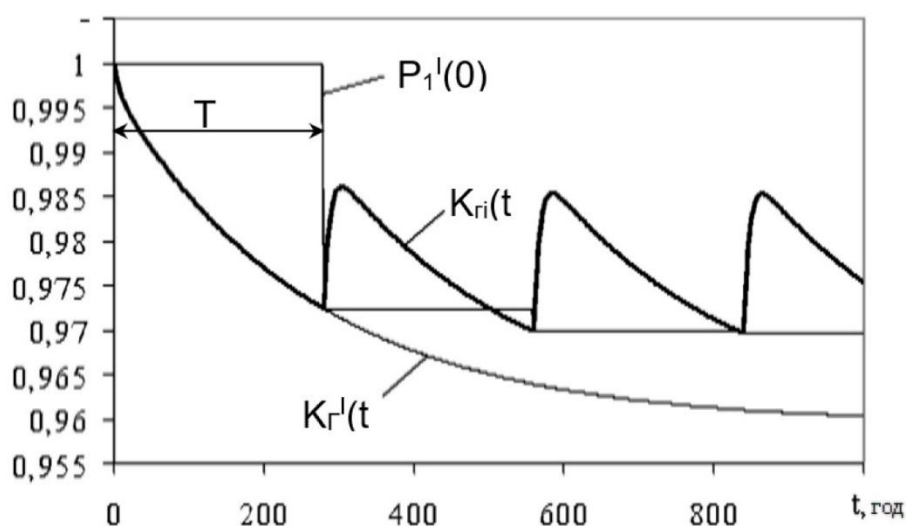


Рисунок 3.10 – Зміна нестационарного коефіцієнта готовності $K_{ri}(t)$ i -го каналу за наявності короточасних планових увімкнень ($\bar{\xi}_{ai} = 0$) [56]

Слід зазначити, що за ідеальної якості проведення запусків ($\bar{\xi}_{ai} = 0$) режим роботи з періодичними запусками є переважним, що видно, зокрема, з рисунка

1.10 за вищими значеннями $K_{\Gamma i}(t)$ порівняно з $K_{\Gamma}^I(t)$.

Коефіцієнти готовності (нестационарний і стаціонарний) для системи з N каналів визначають за (3.28), (3.29), у якому $K = K_{\Gamma i}$, $i=1,2,\dots,N$, визначений за (3.33).

3.2.4.4 Система з елементами, що циклічно працюють, за наявності планових увімкнень (випробувань), які відбуваються зі зсувом (модель 4)

Цей графік функціонування найхарактерніший для захисних систем безпеки та відрізняється від попередньої моделі тим, що короткочасне увімкнення (до 0,5 години) здійснюється з рівномірним зсувом, що дорівнює $T_{\Pi}/3$ (рисунок 3.11).

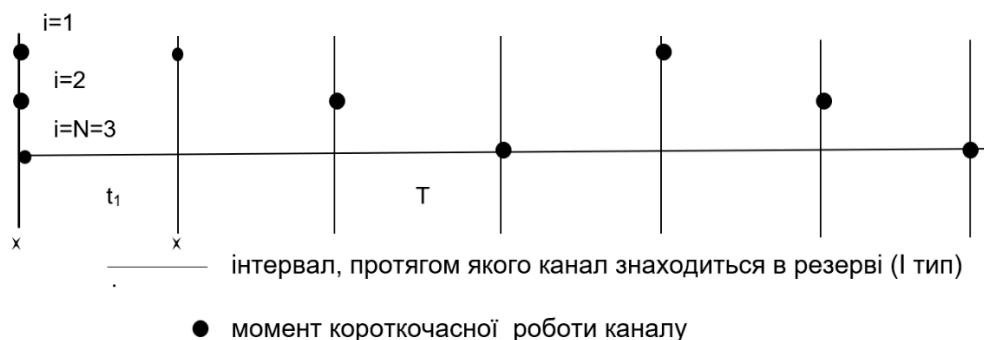


Рисунок 3.11 – Діаграма функціонування системи за наявності короткочасних увімкнень із рівномірним зсувом

На інтервалі між плановими випробуваннями можливе виникнення позапланового випробування, викликаного виявленням відмови в іншому каналі під час планового випробування. Консервативно:

$$\theta \approx 2\lambda/T_a.$$

Після проведення планового випробування (запуску) відбувається стрибкоподібна зміна ймовірності знаходження в станах графа I типу. При цьому відбувається обнулення ймовірності знаходження елемента в прихованій відмові, і на цю саму величину збільшується ймовірність знаходження в режимі

ремонту/відновлення.

Нестационарний коефіцієнт готовності одного каналу системи має вигляд [56]:

$$K_{\Gamma i}(t) = \begin{cases} K_{\Gamma}^I(t)(1 - z(k_i)), & \text{при } k \leq 1; \\ K_{\Gamma}^I(t - \Delta t_i - (k - 2)T_n)(1 - z(k_i)), & \text{в інших випадках} \end{cases} \quad (3.37)$$

з початковими умовами:

$$P_1^I(0) = fP_1(k); \quad P_2^I(0) = 0; \quad P_3^I(0) = 1 - P_1^I(0). \quad (3.38)$$

$$fP_1(k) = \begin{cases} 1, & \text{при } k \leq 1; \\ fK_{\Gamma}^I\{fP_1(k - 1), \Delta t_i\} & \text{при } 1 < k \leq 2 \\ fK_{\Gamma}^I\{fP_1(k - 1), T_n\}, & \text{в інших випадках} \end{cases}$$

де $fK_{\Gamma}^I\{x, y\} = K_{\Gamma}^I(y)$,

за початкових умов:

$$P_1^I(0) = x; \quad P_2^I(0) = 0; \quad P_3^I(0) = 1 - x.$$

У виразах (3.37) - (3.38) використано такі позначення:

$K_{\Gamma}^I(\cdot)$ - нестационарний коефіцієнт готовності, який визначається за графою I типу;

k - кількість проведених планових короткочасних включень каналу на момент часу t ;

$z(k)$ - імовірність відмови внаслідок k проведених увімкнень каналу до моменту t ;

Δt_i - тривалість від початку експлуатації (від першого одночасного випробування) до наступних найближчих випробувань i -го каналу

$$\Delta t_i = i \cdot T_n / N. \quad (3.39)$$

Імовірність відмови $z(k) = 1 - \exp(-\bar{\xi} k)$ характеризується параметром $\bar{\xi}$ - середньою інтенсивністю відмови каналу на одне ввімкнення/випробування каналу.

Кількість проведених планових увімкнень для i -го каналу на момент часу t визначається з виразу:

$$k_i = \left[\frac{t - \Delta t_i}{T_n} \right] + 2. \quad (3.40)$$

Вираз (3.37) справедливий для умов, за яких канал під час випробувань не втрачає працездатності.

У разі якщо під час випробувань відбуваються дії, які приводять канал у непрацездатний стан (закриття арматури на напорі з розбиранням електросхем), то коефіцієнт готовності каналу визначатиметься за виразом [55, 56]:

$$K_{Gi}(t) = \begin{cases} 0, \text{ при } \Delta t_i + (k-1)T_n - \tau_{пл} \leq \Delta t_i + (k-1)T_n; \\ K_G^I(t)(1 - z(k_i)), \text{ при } k \leq 1; \\ K_G^I(t - \Delta t_i - (k-2)T_n)(1 - z(k_i)), \text{ в інших випадках} \end{cases} \quad (3.41)$$

де $\tau_{вип}$ – тривалість випробування, протягом якого канал перебуває в непрацездатному стані.

Початкові умови для $K_{Gi}(t)$ визначаються за (3.38).

Поведінка нестаціонарного коефіцієнта готовності одного каналу аналогічна представленому на рисунку 3.10. Зрушення між ввімкненнями вплине лише на значення для коефіцієнтів готовності на першому інтервалі для каналів 1 і 2.

Коефіцієнти готовності системи визначають за (3.28), (3.29), у яких K_{Gi} , $i=1,2,3$ визначається за (3.37) або (3.41).

3.2.4.5 Система, що піддається АВР, з почерговою поканальною роботою (модель 5)

За основу візьмемо опис і умови функціонування системи, представлені в моделі 1. Відмінністю від названої моделі є наявність АВР, під час якого відбувається ввімкнення в роботу резервного каналу і вимкнення робочого. При цьому канал, що знову підключається, деякий час працює спільно з робочим. У разі наявності несправностей у резервному підключеному каналі їх виявляють, і канал переводять в аварійний ремонт, а з резерву виводять наступний канал.

Після успішно проведеного випробування резервного каналу його залишають у ввімкненому стані, а канал, що раніше працював, переводять у резерв. Діаграму функціонування системи представлено на рисунку 3.12. [55, 56].



Рисунок 3.12 – Діаграма функціонування системи з трьох паралельних каналів за наявності АВР

На інтервалі роботи канал описується графом другого типу, а на інтервалі перебування в резерві - графом першого типу.

Періодичність проведення АВР для системи з N каналів становитиме:

$$T_n = T_{\text{рп}} + T_{\text{резерв}} = N(T_{\text{рп}} - \tau_{\text{ABP}}). \quad (3.42)$$

Зсув між початком роботи першого та i -го каналів становить:

$$\Delta t_i = (i - 1) \frac{T_n}{N}. \quad (3.43)$$

Кількість увімкнень/запусків за АВР i -го каналу на момент часу t :

$$k_i = \left[\frac{t - \Delta t_i}{T_n} \right] + 1. \quad (3.44)$$

Величини k у виразах (3.36), (3.40) і (3.44) несуть одне й те саме смислове навантаження, тому мають однакові позначення.

Після закінчення планового інтервалу роботи тривалістю $T_{\text{рп}}$ канал переводиться в резерв. На інтервалі роботи відмови, що мають місце, миттєво виявляються й усуваються з інтенсивністю $\bar{\mu}$ (див. граф другого типу), тому початкові умови для розрахунку $K_I^I(t)$ складуть:

$$P_1^I(0) = P_1^{II}(T_{\text{рп}}); \quad P_2^I(0) = 0; \quad P_3^I(0) = P_2^{II}(T_{\text{рп}}). \quad (3.45)$$

Ці умови справедливі для всіх моментів планового переходу каналу з роботи в резерв.

Після закінчення планового інтервалу перебування в резерві тривалістю $T_{\text{резерв}}$ канал переводиться в роботу. При цьому початкові умови для розрахунку $K_I^{II}(t)$, що характеризує інтервал роботи, визначаються ймовірністю станів графа першого типу наприкінці інтервалу резерву і становитимуть:

$$P_1^{II}(0) = P_1^I(T_{\text{резерв}}); \quad P_2^{II}(0) = P_2^I(T_{\text{резерв}}) + P_3^I(T_{\text{резерв}}). \quad (3.46)$$

Ці умови справедливі для всіх моментів планового переходу каналу з резерву в роботу.

Слід зазначити, що початкові умови залежать не лише від поведінки останнього режиму тривалістю $T_{\text{рп}}$, $T_{\text{резерв}}$, а й від усіх попередніх пройдених

режимів. Імовірності початкових умов розраховують за скінченними ймовірностями станів на попередньому інтервалі, які, своєю чергою, отримують за початкових умов, що дорівнюють скінченним ймовірностям зі ще більш раннього інтервалу.

Таким чином, протягом усієї експлуатації системи $t \in [0; T_a]$ відбувається стрибкоподібна зміна початкових умов під час зміни режиму функціонування. Розрахункові залежності для визначення початкових умов кожного режиму i -го каналу мають вигляд [55]:

$$\left. \begin{aligned} P_1^I(t) &= fP_1(t, k_i), P_2^I(t) = 0, P_3^I(t) = 1 - P_1^I(t), \text{ для } t < \Delta t_i \\ P_1^{II}(t) &= fP_1(t, k_i), P_2^{II}(t) = 1 - P_1^{II}(t), \text{ для } (k_i - 1)T_n \leq t - \Delta t_i < T_{pn} + (k_i - 1)T_n \\ P_1^I(t) &= fP_1(t, k_i), P_2^I(t) = 0, P_3^I(t) = 1 - P_1^I(t), \text{ для } (k_i - 1)T_n + T_{pn} \leq t - \Delta t_i < k_i T_n \end{aligned} \right\} \quad (3.47)$$

$$fP_1(t, k) = \begin{cases} 1, & \text{при } t < \Delta t_i \\ fK_{\Gamma}^I\{1, \Delta t_i\}, & \text{при } \Delta t_i \leq t < \Delta t_i + T_{pn} \\ fK_{\Gamma}^{II}\{fP_1((k_i - 1)T_n + \Delta t_i, k_i), T_{pn}\}, & \text{при } k_i \geq 1 \text{ и } t \geq (k_i - 1)T_n + \Delta t_i + T_{pn} \\ fK_{\Gamma}^I\{fP_1((k_i - 2)T_n + \Delta t_i + T_{pn}, k_i - 1), T_n - T_{pn}\}, & \text{в інших випадках} \end{cases} \quad (3.48)$$

де $fK_{\Gamma}^I\{x, y\} = K_{\Gamma}^I(y)$, за початкових умов $P_1^I(0)=x$; $P_2^I(0)=0$; $P_3^I(0)=1-x$;

$fK_{\Gamma}^{II}\{x, y\} = K_{\Gamma}^{II}(y)$, за початкових умов $P_1^{II}(0)=x$; $P_2^{II}(0)=1-x$.

Для представленого режиму функціонування нестационарний коефіцієнт готовності i -го каналу системи $i = 1, 2, \dots, N$ має вигляд (рисунк 3.13) [55]:

$$K_{\Gamma i}(t) = \begin{cases} K_{\Gamma}^I(t), & \text{при } t < \Delta t_i \\ K_{\Gamma}^{II}(t - (k_i - 1)T_n - \Delta t_i)(1 - z(k_i)), & \text{при } k \geq 1 \text{ и } 0 \leq t - \Delta t_i < T_{pn} + (k_i - 1)T_n \\ K_{\Gamma}^I(t - T_{pn} - (k_i - 1)T_n - \Delta t_i)(1 - z(k_i)), & \text{в інших випадках} \end{cases} \quad (3.49)$$

де T_{pn} - тривалість планового інтервалу роботи;

τ_{ABP} - тривалість спільної роботи двох каналів у процесі АВР;

T_n - періодичність проведення АВР за (3.42);

t - поточний час $t \in [0; T_a]$;

Δt_i - зсув між початком роботи першого та i -го каналів за (3.43);

k_i - кількість увімкнень/запусків за АВР i -го каналу на момент часу t за (3.44);

$K_r^I(\cdot), K_r^{II}(\cdot)$ - нестационарний коефіцієнт готовності, який визначається за графами першого і другого типів відповідно з початковими умовами, що визначаються за (3.47), (3.48);

$z(k_i)$ - імовірність відмови внаслідок k_i проведених увімкнень/запусків за АВР механізмів системи до моменту t на i -му каналі.

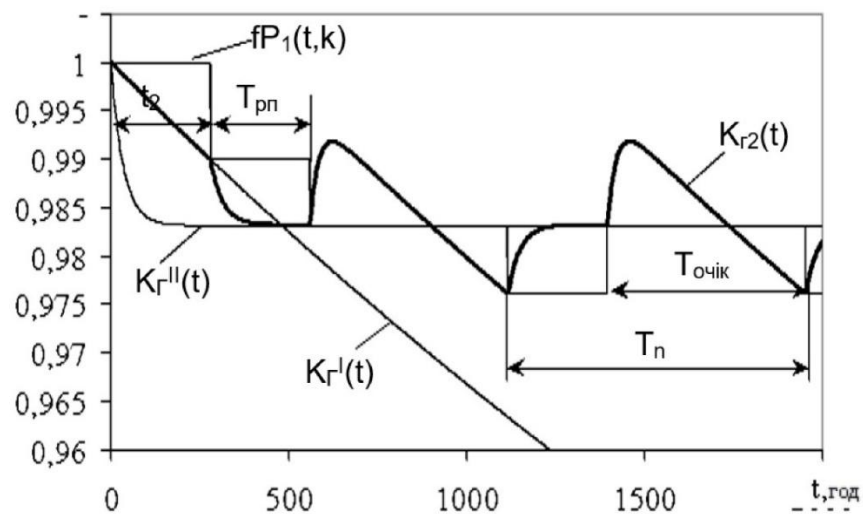


Рисунок 3.13 – Зміна нестационарного коефіцієнта готовності другого каналу трьохканальної системи ($N=3$) за наявності планового АВР $\bar{\xi}_{a2} = 0$

Імовірність відмови $z(k_i) = 1 - \exp(-\bar{\xi}_a k_i)$, характеризується параметром $\bar{\xi}_a$ - середньою інтенсивністю відмов каналу на один факт АВР.

Для проведення розрахунку кожен канал подається у вигляді одного розрахункового елемента з набором вихідних даних, що визначаються вектором A_I . Вектор величин A_I містить у собі величини A_{II} , тому для елементів, які працюють, з вектора A_I обирається низка величин, що відповідають вектору A_{II} .

Для другого каналу процес функціонування починається з режиму очікування, при цьому крива $K_{r2}(t)$ на початковій ділянці збігається з кривою $K_r^I(t)$. Остання демонструє зміну нестационарного коефіцієнта готовності

за умови постійного перебування каналу в режимі очікування, за відсутності будь-яких планових перемикачів. Подальша поведінка кривої $K_{г2}(t)$ відображає планові перемикачів за АВР, під час яких канал вмикається в безперервну роботу на час $T_{рп}$. Після етапу роботи слідує період очікування, для трьохканальної системи, що дорівнює $T = 2T_{очікрп}$.

Перегин кривої $K_{г2}(t)$ на цьому періоді пояснюється тими самими причинами, що й для попередньої моделі. Наявні відмови на момент закінчення етапу роботи швидко усуваються, переводячи канал у працездатний стан 1 (див. граф першого типу). У перший час після можливого аварійного ремонту канал надійніший унаслідок нижчих, порівняно з режимом роботи, інтенсивностей переходів із працездатного стану в непрацездатний. Однак із плином часу починає даватися взнаки тенденція появи прихованих відмов (які неможливі для режиму роботи) і надійність наприкінці етапу очікування стає гіршою, ніж на етапі роботи.

Слід зазначити, що характер кривої $K_{гi}(t)$ залежить від закладених інтенсивностей переходів і в загальному випадку може мати інші тенденції зміни.

На діаграмі (рисунок 3.13) також виділено інтервал тривалістю τ_{ABP} , на якому здійснюється АВР з переходом з одного каналу на інший. Інтенсивність вимог $\bar{\theta}$ для каналів, що перебувають у резерві, на проміжку τ_{ABP} дещо вища, ніж на решті інтервалу резерву, тому що в роботі перебувають два канали, у яких відмови миттєво виявляються. Однак унаслідок відносної малості $\tau_{ABP} \ll T_{резерв}$ похибка допущення про незмінність $\bar{\theta}$ незначна.

Коефіцієнти готовності для моделі визначаються за (3.28), (3.29), у яких $K_{гi}$ визначається за (3.49).

3.2.4.6 Система з АВР і додатковим випробуванням резервних каналів (модель 6)

Відмінністю від попередньої моделі є факт додаткових випробувань резервних каналів (рисунок 3.14) [55, 56].



Рисунок 3.14 – Діаграма функціонування системи з трьох каналів за наявності планових АВР і додаткових випробувань резервного каналу

Порівняння діаграм на рисунках 3.12 и 3.14 наочно демонструє відмінність у графіках функціонування. В останньому графіку в момент планового перемикавання за АВР, наприклад, з каналу $i = 2$ на канал $i = 3$ проводять випробування каналу $i = 1$, що перебуває в резерві. Крім того, перед початком експлуатації системи ($t=0$) проводиться одночасне випробування всіх трьох каналів.

Як і в попередній моделі, режим планової роботи описується графом II типу, а очікування - графом I типу. Початкові умови на кожному інтервалі між перемикаваннями відповідають скінченним імовірностям станів із попереднього інтервалу.

Кількість будь-яких планових перемикань (увімкнення в роботу, вимкнення, випробування) на момент часу t :

$$k' = \left\lfloor \frac{t}{T_{pn}} \right\rfloor + 1. \quad (3.50)$$

Ця кількість однакова для всіх каналів системи, оскільки перемикавання в каналах відбуваються одночасно.

Кількість включень у планову роботу з АВР на момент t для i -го каналу становитиме:

$$k_i'' = \left\lceil \frac{t - \Delta t_i}{NT_{pn}} \right\rceil + 1, \quad (3.51)$$

де Δt_i - зсув між початком роботи першого та i -го каналу за (3.43).

Кількість будь-яких планових увімкнень (за АВР і випробувань) на момент t для i -го каналу становитиме

$$k_i = 1 + \left\lceil \frac{t}{T_{pn}} \right\rceil - \left\lceil \frac{t - \Delta t_i}{NT_{pn}} + \frac{N-1}{N} \right\rceil. \quad (3.52)$$

Слід зазначити, що, зберігаючи спільність позначень під час опису моделей, як k позначено величину, що відображає кількість будь-яких планових увімкнень, однак, унаслідок відмінності моделей цю величину визначають за різними виразами. Для одних моделей величина k характеризує кількість завершених випробувань на момент t і виступає як аргумент функцій імовірності відмови внаслідок проведення випробування $Z(k)$ і внаслідок будь-яких проведених планових запусків $z(k)$.

Величини k' та k'' є додатковими і необхідні для отримання в цій моделі аналітичної залежності для нестационарного коефіцієнта готовності (3.54) і початкових умов (3.53).

Розрахункові залежності для визначення початкових умов кожного режиму i -го каналу для будь-якого моменту часу мають вигляд:

$$P_1(t, k', k_i'') = \begin{cases} 1, & \text{при } t < T_{pn}, \\ fK_I^{II} \{ fP_1((k_i'' - 1)T_{pn}N + \Delta t_i, k' - 1, k_i''), T_{pn} \}, & \text{при } (k_i'' - 1)NT_{pn} + \Delta t_i + T_{pn} \leq t < (k_i'' - 1)NT_{pn} + \Delta t_i + 2T_{pn}, \\ fK_I^I \left\{ fP_1 \left((k_i' - 2)T_{pn}, k' - 1, \left\lceil \frac{(k' - 2)T_{pn} - \Delta t_i}{NT_{pn}} \right\rceil + 1 \right), T_{pn} \right\}, & \text{в інших випадках} \end{cases} \quad (3.53)$$

$\text{def } K_{\Gamma}^I\{x, y\} = K_{\Gamma}^I(y)$ за початкових умов $P_1^I(0) = x; P_2^I(0) = 0; P_3^I(0) = 1-x$;
 $fK_{\Pi}\{x, y\} = K_{\Pi}(y)$ за початкових умов $P_1^{II}(0) = x; P_2^{II}(0) = 1-x$.

Нестационарний коефіцієнт готовності i -го каналу системи, $i=1,2,\dots,N$, для представленого режиму функціонування має вигляд (рисунок 3.15):

$$K_{ri}(t) = \begin{cases} K_{\Gamma}^I(t)(1 - z(1)), \text{ при } t < T_{pn}, i > 1 \\ K_{\Gamma}^{II}(t - N(k_i'' - 1)T_{pn} - \Delta t_i)(1 - z(k_i)), \\ \text{при } \Delta t_i \leq t < (k_i'' - 1)NT_{pn} + \Delta t_i + T_{pn} \\ K_{\Gamma}^I(t - (k' - 1)T_{pn})(1 - z(k_i)), \text{ в інших випадках.} \end{cases} \quad (3.54)$$

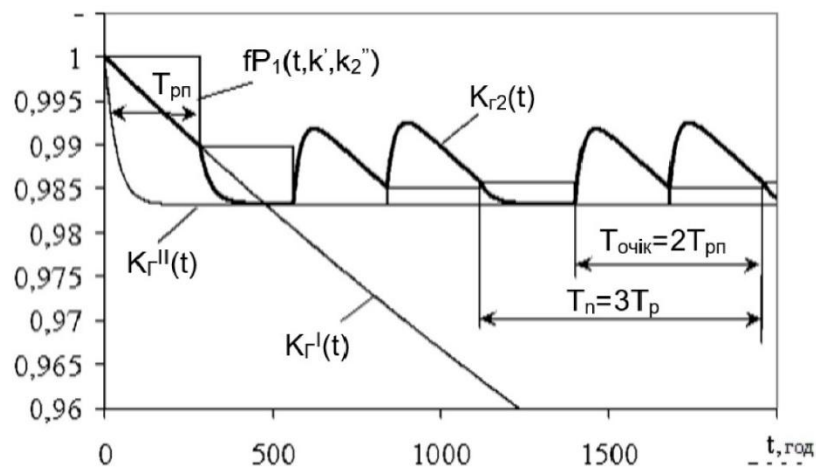


Рисунок 3.15 – Зміна нестационарного коефіцієнта готовності другого каналу ($N=3$) за наявності АВР і додаткових випробувань резервного каналу ($\bar{\xi}_{a2} = 0$)

Як видно з порівняння рисунків 3.13 і 3.15, проведення додаткового випробування змінює всю тенденцію $K_{r2}(t)$, і загалом останній режим за ідеальної якості перемикань ($\bar{\xi}_{a2} = 0$) є кращим.

Коефіцієнти готовності для моделі визначають за (3.28), (3.29), у яких $K_{ri}(t)$ визначається за (3.54).

3.2.4.7 Триканальна система, що має внутрішнє дублювання з перемиканнями робота/очікування між дубльованими каналами (модель 7)

Ця модель характерна для роботи системи технічної води відповідальних споживачів. Ця система поєднує функції системи безпеки та системи нормальної експлуатації. Система складається з трьох каналів, кожен з яких містить насосну групу з двох насосів. У роботі перебуває один із двох насосів кожного каналу. Перемикання між насосами і між каналами здійснюється з рівномірним зсувом (рисунок 3.16).

Кількість проведених увімкнень/запусків за АВР становитиме:

$$k_{i,\Omega} = \left\lceil \frac{t - \Delta t_{i,\Omega} - (2 - \Omega)(1 + i/3)T_{pn}}{2T_{pn}} \right\rceil + 2, \quad (3.55)$$

де i - номер каналу системи, $i=1,2,3$;

Ω - номер дубльованої підсистеми, $\Omega=1,2$;

$\Delta t_{i,\Omega}$ - тривалість від початку експлуатації до наступного найближчого перемикання між резервом і роботою (введення в роботу);

T_{pn} - планова тривалість безперервної роботи підсистеми.

Тривалість від початку експлуатації до наступного найближчого введення в роботу резервного каналу визначається з виразу:

$$\Delta t_{i,\Omega} = (\Omega - 1) \frac{i \cdot T_{pn}}{3}. \quad (3.56)$$

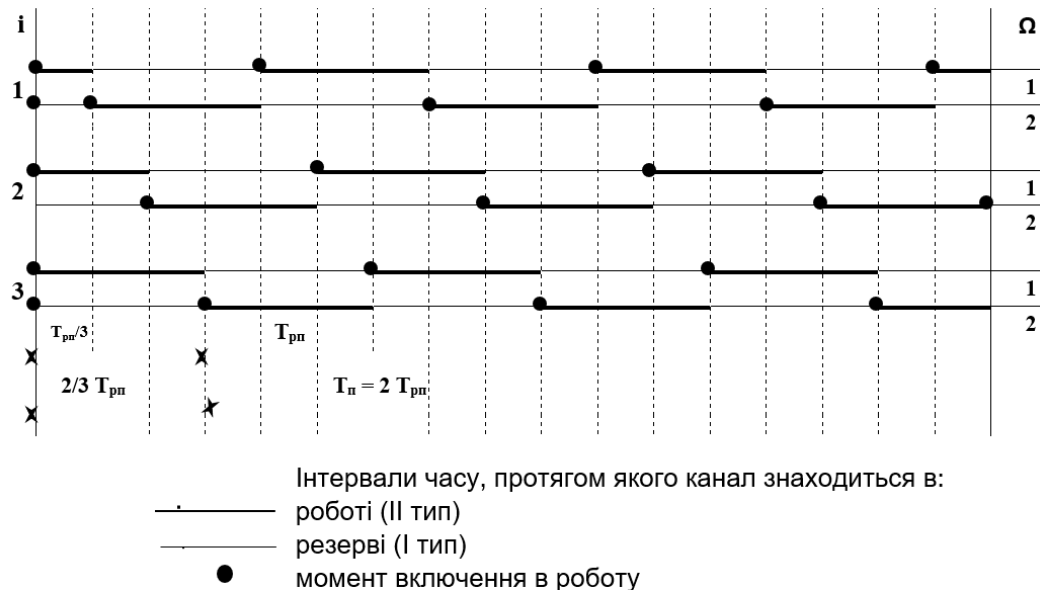


Рисунок 3.16 – Діаграма функціонування системи з трьох каналів, що працюють, у кожному з яких є дубльована підсистема, що дублюється (і - номери каналів; Ω - номер дубльованих підсистем в одному каналі) [55]

Розрахункові залежності для визначення початкових умов кожного режиму Ω -ої підсистеми i -го каналу мають вигляд:

$$fP1(t, k) = \begin{cases} f_a P_1(t, k), & \text{при } \Omega = 1; \\ f_b P_1(t, k), & \text{при } \Omega = 2, \end{cases} \quad (3.57)$$

де

$$f_a P1(t, k, i, \Omega) = \begin{cases} 1, & \text{при } k_{i, \Omega} \leq 1 \text{ и } t < \frac{i}{3} T_{pn}; \\ K_{\Gamma}^{II}(1, \frac{i}{3} T_{pn}), & \text{при } k_{i, \Omega} \leq 1 \text{ и } t \geq \frac{i}{3} T_{pn}; \\ K_{\Gamma}^I(f_a P_1(t - T_{pn}, k - 1), T_{pn}), & \text{при } k > 1 \text{ и } t < 2(k_{i, \Omega} - 1)T_{pn} + \frac{i}{3} T_{pn}; \\ K_{\Gamma}^{II}(f_a P_1(t - T_{pn}, k_{i, \Omega}), T_{pn}), & \text{в інших випадках} \end{cases}$$

$$f_b P1(t, k, i, \Omega) = \begin{cases} 1, & \text{при } k_{i, \Omega} \leq 1; \\ K_{\Gamma}^I(1, \frac{i}{3} T_{pn}), & \text{при } k_{i, \Omega} = 2 \text{ и } t < T_{pn} + \frac{i}{3} T_{pn}; \\ K_{\Gamma}^{II}(f_b P_1(t - T_{pn}, k_{i, \Omega}), T_{pn}), & \text{при } t \geq (k_{i, \Omega} - 1)2T_{pn} - T_{pn} + \frac{i}{3} T_{pn}; \\ K_{\Gamma}^I(f_b P_1(t - T_{pn}, k_{i, \Omega} - 1), T_{pn}), & \text{в інших випадках} \end{cases}$$

де $fK_{\Gamma}^I\{x, y\} = K_{\Gamma}^I(y)$ за початкових умов $P_1^I(0) = x$; $P_2^I(0) = 0$; $P_3^I(0) = 1-x$;
 $fK_{\Gamma}^{II}\{x, y\} = K_{\Pi}(y)$ за початкових умов $P_1^{II}(0) = x$; $P_2^{II}(0) = 1-x$.

Нестационарний коефіцієнт готовності Ω -ої підсистеми i -го каналу має вигляд:

$$K_{\Gamma i}(t) = \begin{cases} K_{\Gamma i}(t)_a(1 - z(k_i, \Omega)), \text{ при } \Omega = 1; \\ K_{\Gamma i}(t)_b(1 - z(k_i, \Omega)), \text{ при } \Omega = 2, \end{cases} \quad (3.58)$$

де

$$K_{\Gamma i}(t)_a = \begin{cases} K_{\Gamma}^{II}(t), \text{ при } t < \frac{i}{3}T_{pn}; \\ K_{\Gamma}^I\left(t - (k_{i,\Omega} - 1)2T_{pn} - \frac{i}{3}T_{pn}\right), \\ K_{\Gamma}^{II}\left(t - (k_{i,\Omega} - 2)2T_{pn} - \frac{i}{3}T_{pn} - T_{pn}\right), \text{ в інших випадках} \end{cases}$$

при $(k_{i,\Omega} - 1)2T_{pn} + \frac{i}{3}T_{pn} \leq t < (k_{i,\Omega} - 1)2T_{pn} + \frac{i}{3}T_{pn} + T_{pn}$;

$$K_{\Gamma i}(t)_b = \begin{cases} K_{\Gamma}^I(t), \text{ при } t < \frac{i}{3}T_{pn}; \\ K_{\Gamma}^{II}\left(t - (k_{i,\Omega} - 2)2T_{pn} - \frac{i}{3}T_{pn}\right), \\ K_{\Gamma}^I\left(t - (k_{i,\Omega} - 2)2T_{pn} - \frac{i}{3}T_{pn} - T_{pn}\right), \text{ в інших випадках} \end{cases}$$

при $(k_{i,\Omega} - 2)2T_{pn} + \frac{i}{3}T_{pn} \leq t < (k_{i,\Omega} - 2)2T_{pn} + \frac{i}{3}T_{pn} + T_{pn}$;

Зовнішній вигляд зміни нестационарного коефіцієнта готовності схожий на представлений на рисунку 3.13, з тією лише різницею, що для цієї моделі $T_{pn} = T_{очік}$.

3.2.4.8 Триканальні системи з АВР, у яких два канали перебувають у роботі (модель 8)

Окремо розглянемо випадок функціонування трьохканальної системи, два канали якої одночасно мають перебувати в роботі. За таким принципом працює низка систем вентиляції АЕС. Діаграму функціонування системи представлено на рисунку 3.17.

Графік функціонування системи такий, що для будь-якого моменту присутня робота двох каналів системи з трьох. Через кожні $0.5 \cdot T_{\text{рп}}$ відбувається планове перемикання за АВР і один із каналів переводиться в режим очікування (Тип І), а інший вмикається в роботу (Тип ІІ). Система вважається працездатною, коли в роботі перебувають будь-які два канали з трьох, тому булева функція для логічного зв'язку між каналами - щонайменше 2 з 3.



Рисунок 3.17 – Діаграма функціонування системи з трьох каналів за наявності планових АВР і одночасній роботі двох каналів [55]

Кількість включень у планову роботу з АВР на момент t для i -го каналу ($i=1,2,3$) становитиме:

$$k_i = \left[\frac{t - \Delta t_i}{1,5T_{\text{рп}}} \right] + 1. \quad (3.59)$$

Зсув Δt_i визначається з виразу:

$$\Delta t_i = T_{\text{рп}} (i-2)/2. \quad (3.60)$$

Для цієї моделі $k_i'' = k_i$, оскільки спеціальні запуски каналу для випробувань не проводяться. Величина k_i' спеціально не розраховується, а входить у (3.61) у неявному вигляді, внаслідок чого (3.61) набуває дещо громіздкого вигляду.

Розрахункові залежності для визначення початкових умов кожного режиму i -го каналу ($i=1,2,3$) для будь-якого моменту часу мають вигляд:

$$P_1(t, k_i) = \begin{cases} 1, \text{ при } t < \Delta t_i + T_{\text{рп}} \text{ и } i \neq 3; \\ 1, \text{ при } t < \Delta t_i \text{ и } i = 3; \\ fK_{\Gamma}^I \{1, \Delta t_i\}, \text{ при } \Delta t_i \leq t < \Delta t_i + T_{\text{рп}}; \\ fK_{\Gamma}^{II} \{fP_1((k_i - 1)1.5T_{\text{рп}} + \Delta t_i, k_i); 0.5T_{\text{рп}}\}, \\ \text{при } T_{\text{рп}} < t \leq \Delta t_i + (k_i - 1)1.5T_{\text{рп}} + T_{\text{рп}} \text{ и } i = 1; \\ fK_{\Gamma}^{II} \{fP_1((k_i - 1)1.5T_{\text{рп}} + \Delta t_i, k_i); T_{\text{рп}}\}, \\ \text{при } t \geq \Delta t_i + (k_i - 1)1.5T_{\text{рп}} + T_{\text{рп}} \text{ и } k_i \geq 1; \\ fK_{\Gamma}^I \{fP_1((k_i - 2)1.5T_{\text{рп}} + T_{\text{рп}} + \Delta t_i, k_i - 1); 0.5T_{\text{рп}}\}, \text{ в інших випадках,} \end{cases} \quad (3.61)$$

де $fK_{\Gamma}^I \{x, y\} = K_{\Gamma}^I(y)$ за початкових умов $P_1^I(0) = x; P_2^I(0) = 0; P_3^I(0) = 1-x$;

$fK_{\Gamma}^{II} \{x, y\} = K_{\Pi}^{II}(y)$ за початкових умов $P_1^{II}(0) = x; P_2^{II}(0) = 1-x$.

Нестационарний коефіцієнт готовності i -го каналу системи ($i=1,2,3$) для представленого режиму функціонування має вигляд (рисунк 3.18):

$$K_{\Gamma i}(t) = \begin{cases} K_{\Gamma}^{II}(t), \text{ при } t < T_{\text{рп}}/2 \text{ и } i = 1; \\ K_{\Gamma}^I(t)(1 - z(1)), \text{ при } t < \Delta t_i \text{ та } i > 1; \\ K_{\Gamma}^{II}(t - (k_i - 1)1.5T_{\text{рп}} - \Delta t_i)(1 - z(k_i)), \text{ при} \\ \Delta t_i \leq t < (k_i - 1)1.5T_{\text{рп}} + \Delta t_i + T_{\text{рп}} \\ K_{\Gamma}^I(t - T_{\text{рп}} - (k_i - 1)1.5T_{\text{рп}} - \Delta t_i)(1 - z(k_i)), \text{ в інших випадках.} \end{cases} \quad (3.62)$$

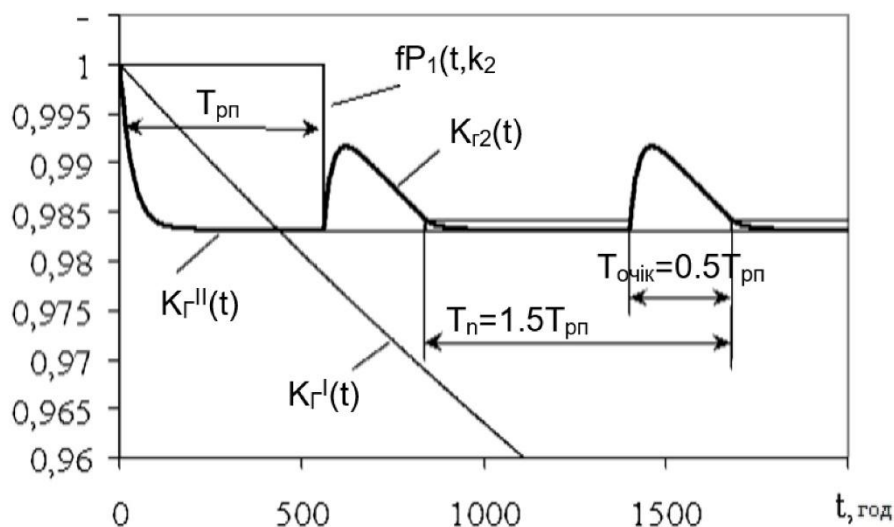


Рисунок 3.18 – Зміна нестационарного коефіцієнта готовності другого каналу трьохканальної системи за наявності АВР та одночасного знаходження в роботі двох каналів ($\bar{\xi}_{a2} = 0$) [55]

Як видно з рисунків 3.17 и 3.18, другий канал починає працювати (разом з першим) з моменту $t = 0$. Розрахунок K_{r2} проводиться за графою II типу і виразами $K_r^{II}(t)$. Після $t = T_{рп}$ відбувається переведення каналу в резерв, і розрахунок K_{r2} проводиться за $K_r^I(t)$ за початкових умов, що склалися на момент $t = T_{рп}$. Далі процес циклічно повторюється.

Стационарний коефіцієнт готовності для моделі становитиме:

$$K_r = \frac{1}{T_a} \int_0^{T_a} \left\{ K_{r1}(t)K_{r2}(t) + K_{r2}(t)K_{r3}(t) + K_{r1}(t)K_{r3}(t) - 2K_{r1}(t)K_{r2}(t)K_{r3}(t) \right\} dt \quad (3.63)$$

де $K_{ri}(t)$, $i=1, 2, 3$ – визначається за (3.62).

Слід зазначити, що в тих чотирьох моделях, у яких функціонування елемента моделюється з використанням графа як I-го, так і II-го типу, елементи будемо відносити до підтипу I/II. До підтипу I/II зазвичай будуть віднесені елементи системи, які схильні до планових переходів за АВР.

Вищевикладені моделі демонструють можливості методики моделювання функціонування елементів і систем, що працюють за складним графіком із безліччю станів і розгалуженою структурою елементів, і дають змогу сформулювати загальний алгоритм розрахунку оптимальної періодичності випробувань СВБ.

3.2.5 Підхід до проведення оцінки оптимальної періодичності випробувань і АВР СВБ АЕС

Зміна періодичності проведення планових випробувань і АВР чинить керівний вплив на надійність системи, що виражається у зміні комплексних ПН. Математично це твердження виражається функціональною залежністю нестационарного коефіцієнта готовності $K_{Гі}$ від величини T або $T_{рп}$. Для невиконаних елементів і елементів, які не піддаються плановим АВР, величина T або $T_{рп}$ дорівнює інтервалу повної регенерації T_a . Таким чином, у будь-якій розглянутій системі можна виокремити елементи, для яких величини T або $T_{рп}$ постійні й дорівнюють T_a , і елементи, для яких T або $T_{рп}$ можуть бути меншими за T_a і теоретично можуть набувати будь-яких значень із проміжку $[0; T_a]$.

Слід зазначити, що класичні методи і підходи до проведення відновлювальних заходів [55-66], а також відомі розв'язання низки прикладних задач оптимізації випробувань [16-25] розглядають можливість наявності безлічі періодичностей для безлічі елементів системи. У цьому разі $K_{Гі} = f(T_i)$ або $K_{Гі} = f(T_{рпi})$, $i = 1, 2, \dots, N$, де N - кількість розрахункових елементів у структурній схемі. Тоді, стаціонарний коефіцієнт готовності системи в загальному випадку є функцією N змінних $K_G = f(T_1, T_2, \dots, T_N)$ або $K_G = f(T_{рп1}, T_{рп2}, \dots, T_{рпN})$.

Наразі на АЕС реалізовано програму випробувань і планових переходів за АВР, за якої всі елементи каналу (підсистеми), що піддаються цим заходам, мають однакову періодичність. Переважно це викликано технологічними вимогами, відповідно до яких неможливо провести випробування одних

елементів, не зачепивши цим процесом інші елементи каналу (підсистеми). Так, наприклад, випробування насосів СВБ можливе лише з увімкненням їх у роботу по лінії рециркуляції. При цьому автоматично випробуваними стають елементи, розташовані на лінії рециркуляції. Для інших елементів системи можлива лише непряма перевірка працездатності, оскільки під час випробувань спрацьовування СВБ по штатних лініях технологічно неможливе під час роботи енергоблоку на потужності.

Таким чином, унаслідок технологічних особливостей і наявних програм випробувань і планових переходів за АВР для елементів СВБ можливі лише два види періодичності: $T = T_a - \text{const}$ (або $T_{\text{рп}} = T_a - \text{const}$) для неекспериментальних елементів, що не випробувані, та/або постійно працюють, і $T - \text{var}$ (або $T_{\text{рп}} - \text{var}$) для решти елементів.

З цього випливає, що для кожної СВБ існує функціональна залежність стаціонарного коефіцієнта готовності лише від однієї змінної T або $T_{\text{рп}}$.

Для отримання оптимального, з погляду надійності обладнання, графіка проведення випробувань необхідно провести дослідження впливу величини T на значення коефіцієнта готовності. Оптимальне значення тривалості між випробуваннями T^* відповідатиме максимальному значенню стаціонарного коефіцієнта готовності K_{Γ}^* і визначається з виразу [58]:

$$K_{\Gamma}^*(T^*) = \sup_{0 \leq T \leq T_a - \tau_{\text{пл}}} K_{\Gamma}(T). \quad (3.64)$$

Оптимальна періодичність проведення планових випробувань каналу системи:

$$T_n^* = T^* + \tau_{\text{пл}}. \quad (3.65)$$

Величина оптимального планового інтервалу роботи є величина $T_{\text{рп}}^*$, що відповідає максимальному значенню K_{Γ} :

$$K_{\Gamma}^*(T_{\text{рп}}^*) = \sup_{0 \leq T_{\text{рп}} \leq T_d} K_{\Gamma}(T_{\text{рп}}). \quad (3.66)$$

Оптимальна періодичність проведення переходів з АВР кожного каналу системи [58, 59]:

$$T_n^* = N(T_{\text{рп}}^* + \tau_{\text{АВР}}). \quad (3.67)$$

Останній вираз справедливий для систем, у яких один канал перебуває в режимі роботи. Для систем із двома одночасно працюючими каналами (такі, наприклад, як TL03) T_n^* має вигляд:

$$T_n^* = \frac{N}{2}(T_{\text{рп}}^* + \tau_{\text{АВР}}) \quad (3.68)$$

Періодичність для засувов, встановлених на лінії рециркуляції $T = T_{\text{рп}}$, проте, як уже говорилося під час опису моделі, зазвичай ці елементи не є самостійними, а входять до складу СВБ, у якій під періодичністю розуміється величина T_n , що визначається за (3.67).

На підставі численних досліджень поведінки $K_{\Gamma}(x)$ різних систем [55, 56], зроблено висновок, що характерним виглядом функції $K_{\Gamma}(x)$ можна вважати криву, наведену на рисунку 3.19.

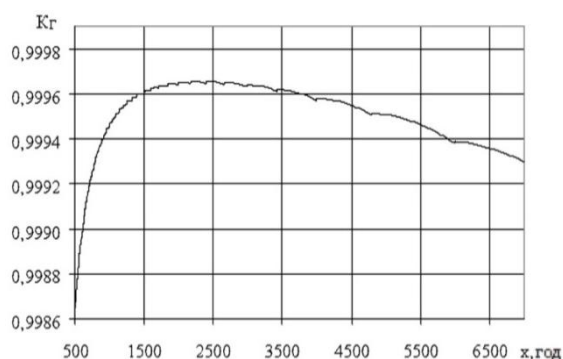


Рисунок 3.19 – Типовий вигляд залежності величини стаціонарного коефіцієнта готовності від тривалості між плановими випробуваннями або планового інтервалу роботи [55 - 60]

Для малих значень тривалості між випробуваннями T або часу планової роботи $T_{\text{рп}}$ збільшується кількість названих планових заходів, і за кінцевої якості їхнього проведення (або в разі непрацездатності елементів у період випробувань) спостерігається значне зниження стаціонарного коефіцієнта готовності. Якщо відповідні величини (T або $T_{\text{рп}}$) набувають занадто великих значень, починає даватися взнаки можливість появи прихованої відмови для елементів, які перебувають у режимі очікування.

Таким чином, функція $K_{\Gamma}(x)$ має значну тенденцію до зниження при $x \rightarrow 0$ і при $x \rightarrow \infty$.

Функція $K_{\Gamma}(x)$ (рисунок 3.20) містить безліч локальних максимумів. Відсутність гладкості функції пояснюється тим, що за деякої зміни тривалості між випробуваннями T (або $T_{\text{рп}}$) змінюється також їхня загальна кількість на проміжку T_a між ППР. У царині малих значень аргументу стрибкоподібна зміна відбувається частіше, тому що на один і той самий приріст Δx за малих x зміна загальної кількості планових заходів є більш імовірною.

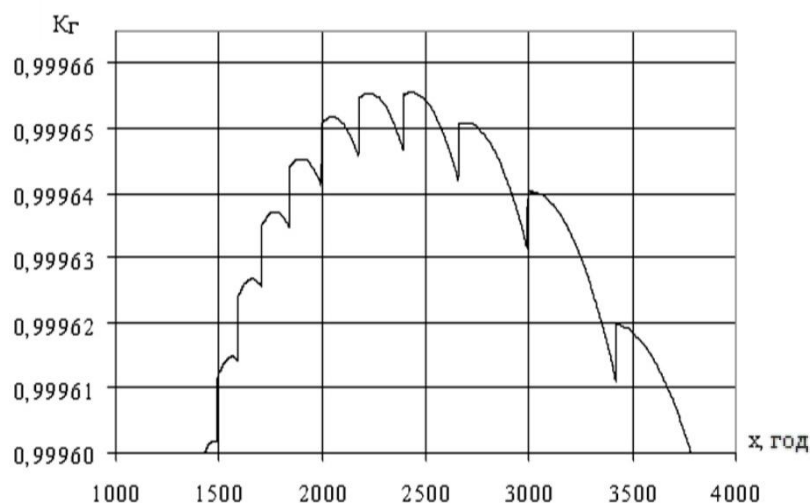


Рисунок 3.20 – Ділянка кривої $K_{\Gamma}(x)$ в області максимальних значень
[55-60]

3.2.6 Обґрунтування прийнятності експоненціального розподілу

У імовірнісних моделях інтенсивності переходів є константами, а отже,

підпорядковуються експоненціальному закону розподілу, що потребує окремого обґрунтування [55 - 62].

3.2.6.1 Як функція розподілу безвідмовної роботи використовується експоненціальний закон з *постійною* (осередненою) інтенсивністю відмов.

Використання експоненціального закону (з постійною інтенсивністю відмов) ґрунтується на таких положеннях:

- слабка зміна інтенсивності відмов на досить тривалому (основному) проміжку експлуатації обладнання;
- консервативність цього припущення.

Кожне із зазначених положень обґрунтовано нижче.

Слабка зміна інтенсивності відмов базується на узагальнених статистичних даних.

Численні дослідні дані (наприклад, §2.2 [52], С.3.3 [17]) показують, що для багатьох елементів, зокрема й для обладнання АЕС, функція $\lambda(t)$ має характерний вигляд кривої "вани" (рисунок 3.21).

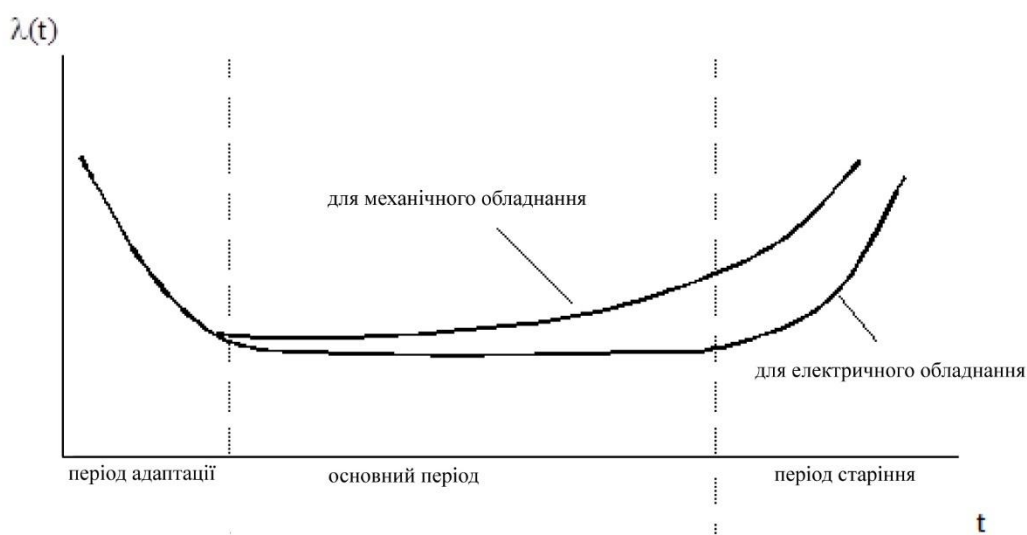


Рисунок 3.21 – Типова зміна в часі інтенсивності відмов обладнання

З рисунку 3.21 видно, що період припрацювання набагато менший за решту періоду функціонування. Крім того, для обладнання АЕС перед початком

експлуатації проводяться пусконаладжувальні випробування, перевірка роботи на спеціальних стендах. Тому в даній роботі не враховується можливе зниження $\lambda(t)$ в результаті припрацювання на початковому етапі функціонування обладнання.

У зв'язку з цим характеристику $\lambda(t)$ розглядають як таку, що не спадає (що саме по собі так само є консервативним припущенням).

Зростання інтенсивності відмов, що має місце, порівнянне з ресурсом обладнання (30 років) і на таких інтервалах, як 1 рік, 1,5 року, проявляється слабо (див. § 2.2 [52], С.3.3 [17] і рисунок 3.21).

Консервативність застосування експоненціального закону розподілу базується на тому, що оцінка ймовірності відмови має проходити за верхньою межею довірчої ймовірності.

Виходячи з теоретичних досліджень (див., наприклад, п. 3.1.4 [52]), під час застосування експоненціального закону розподілу отримують верхню оцінку (відносно всіх інших видів розподілів) ймовірності відмови, а саме в п. 3.1.4 [52], зокрема, зазначено:

Для будь-яких розподілів неспадаючої $\lambda(t)$ справедлива така оцінка ймовірності безвідмовної роботи [55 - 62]:

верхня оцінка

$$p_v(t) = \begin{cases} 1, \text{ для } 0 \leq t < T, \\ e^{-\omega_t t}, \text{ для } t \geq T. \end{cases} \quad (3.69)$$

нижня оцінка

$$p_n(t) = \begin{cases} e^{-t/T}, \text{ для } 0 \leq t < T, \\ 0, \text{ для } t \geq T, \end{cases} \quad (3.70)$$

де T – середнє напрацювання на відмову;

ω_t – параметр, який визначається за рівнянням $1 - \omega_t T = e^{-\omega_t t}$.

Рисунок 3.22 і вирази (3.69) та (3.70) демонструють висновок, суворо обґрунтований у [52] (§2.2, стор.105, 106), який свідчить: "Якщо ми для оцінювання надійності елемента, що старіє, користуємося експоненціальним законом, підставляючи в нього істинний середній час, то ми тим самим занижуємо функцію надійності для всіх моментів t , які не перевершують середнього часу T ".

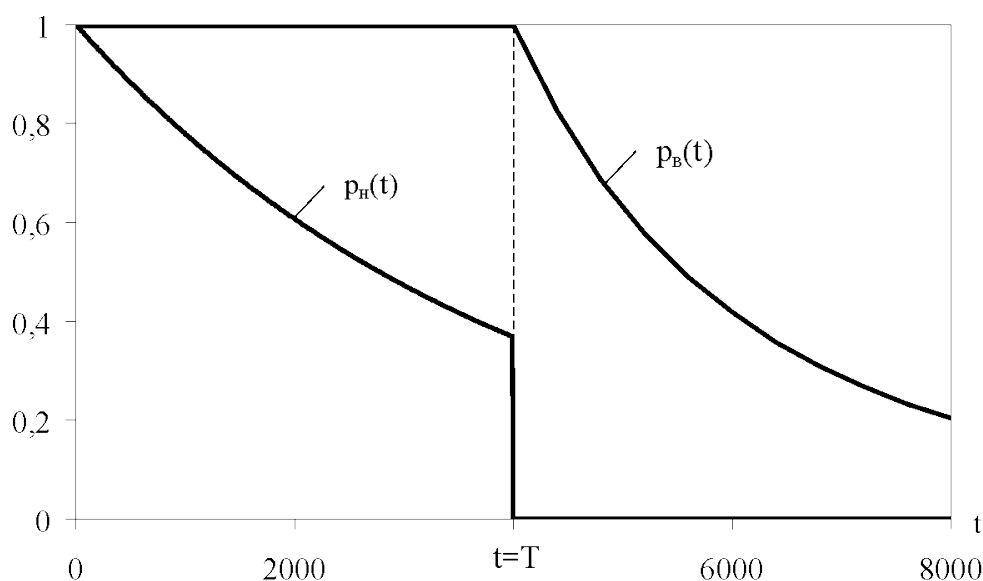


Рисунок 3.22 – Верхня і нижня межі ймовірності безвідмовної роботи для зростаючої функції інтенсивності відмов за відомого середнього значення напрацювання на відмову [55 - 62]

Переходячи від поняття ймовірність безвідмовної роботи до поняття ймовірність відмови, отримаємо: для будь-якого виду розподілу істинне значення ймовірності відмови $p(t)$ лежатиме в інтервалі від повної безвідмовності $p(t)=0$ до ймовірності, визначеної за експоненціальним законом розподілу часу деякої випадкової величини (напрацювання на відмову, часу відновлення тощо) $p(t)=1-\exp(-t/T)$, тобто:

$$p(t) \in [0; 1-\exp(-t/T)], \text{ при } t < T, \quad (3.71)$$

де T - середнє значення аналізованої випадкової величини.

Таким чином, доведено, що для обладнання АЕС верхня оцінка (стосовно інших видів розподілу) ймовірності відмови для інтервалів порядку 1 – 1,5 року може описуватися експоненціальним законом розподілу (за умови, що інтервал розрахунку ймовірності відмови t буде меншим за напрацювання на відмову T , тобто $t < T$).

3.2.6.2 Можливість застосування експоненціального закону для функцій розподілу тривалості перебування в ремонті впливає з основ теорії надійності [40,51,52,66]. На стор.50 [66], зокрема, сказано: *"...якщо в середньому напрацювання до відмови елементів значно більше часу ремонту, то багато показників надійності не залежать від виду розподілу часу відновлення"*.

Для розглянутих систем дотримується те, що в середньому напрацювання до відмови елементів значно більше за час ремонту.

Тому для розглядуваних систем розподіл часу відновлення може мати довільний характер і, зокрема, є коректним застосування експоненціального розподілу.

3.2.6.3 Решта інтенсивностей переходів (інтенсивність вимог θ та інтенсивність зворотних переходів з режиму роботи a) за своєю суттю описують абсолютно випадковий процес, який повинен використовувати експоненціальні функції розподілу.

3.2.7 Підготовка вихідних даних для проведення розрахункового аналізу

3.2.7.1 Загальні положення та номенклатура розраховуваних показників

Чисельне оцінювання інтенсивностей переходів проводиться після проведення структурного моделювання системи. Зокрема, до моменту проведення цієї оцінки відомі:

- список елементів обладнання за розглянутими системами,
- поділ елементів за типами/підтипами (I, II, III або I/II).

Відомі статистичні дані щодо надійності та відновлюваності елементів устаткування систем, що розглядаються, та інформація про режими функціонування систем і окремих груп елементів системи.

Кількість розраховуваних показників залежить від того, до якого типу віднесено цей елемент, а також від того, чи схильний цей елемент до планових заходів.

Для елементів I типу проводиться оцінка таких інтенсивностей переходів:

λ - інтенсивність відмов у режимі очікування, [год⁻¹];

λ_p - інтенсивність відмов у режимі роботи, [год⁻¹];

θ - інтенсивність вимог, [год⁻¹];

a - інтенсивність переходів із режиму роботи в режим очікування, [год⁻¹];

μ - інтенсивність аварійних ремонтів, [год⁻¹];

p_r - імовірність якісного проведення аварійного ремонту (на один ремонт).

Для елементів II типу необхідно провести оцінку величин λ_p , μ і p_r .

Елементи, віднесені до підтипу I/II, характеризуються двома векторами вихідних даних A_I і A_{II} . При цьому спочатку проводять оцінювання інтенсивностей, як для елемента I типу (отримують вектор A_I). Для формування вектора A_{II} проводять вибірку необхідних величин із більш загального вектора A_I .

Для елементів III типу проводиться оцінка або λ , якщо елемент постійно перебуває в режимі очікування, або λ_p , якщо елемент віднесено до цього типу через невідновлюваність (див. опис графа третього типу).

Якщо елемент піддається плановим випробуванням або АВР, додатково розраховується величина ξ або ξ_a :

ξ - інтенсивність відмови на один факт випробування, [тр⁻¹];

ξ_a - інтенсивність відмови на одне планове ввімкнення або на один факт планового АВР, [тр⁻¹].

Для проведення оцінки таких ПН як λ , λ_p , p_r , ξ або ξ_a необхідно для кожного елемента устаткування, що відмовив, здійснити класифікацію даних за

відмовами відповідно до фактора порушення. Кожну відмову має бути віднесено до одного з трьох чинників Φ_λ , $\Phi_{\lambda p}$ або Φ_ξ . Перші два чинники належать до однієї групи λ -факторів і розрізняються лише тим, що відмови Φ_λ призводять до невиконання функцій обладнанням у режимі очікування, а $\Phi_{\lambda p}$ - у режимі роботи. Принципи формування груп відмов за λ - і ξ -факторами наведено нижче.

Якість проведення випробувань і планових АВР визначається низкою чинників. Насамперед, якістю проведення операцій, пов'язаних із виведенням системи з робочого стану і поверненням до нього після завершення планових робіт. При цьому зазвичай здійснюються різні перемикання, розбирання елементів, що оглядаються, або їх демонтаж та інші зміни конфігурації системи або її ділянки, що забезпечують проведення випробувань і АВР. На етапі проведення випробувань і планового АВР частина елементів системи піддається випробуванню з відмінним від паспортного навантаженням, що може призводити до їхнього зносу.

Облік вищеназваного ефекту слід здійснювати власними показниками надійності, тобто під час визначення інтенсивності відмов елементів, відмови, викликані випадковими причинами на проміжку між плановими заходами, характеризуються показником λ , а відмови, що виникли в результаті та з причини проведення цих заходів, показником ξ .

Слід зазначити, що до фактора Φ_ξ належать тільки ті відмови, які не можуть бути виявлені в результаті подальшого випробування доти, доки накопичений дефект не переросте в критичну відмову (зношення).

3.2.7.2 Методика статистичного опрацювання даних щодо відмов обладнання СВБ

Основним державним стандартом, що встановлює номенклатуру показників, які можуть характеризувати надійність атомних станцій та їхнього обладнання, є ГОСТ 26291 [53]. У Додатку 2 та зміні до ГОСТ 26291 [53], зокрема, сказано: *"Збір та обробка експлуатаційних статистичних даних про*

надійність АС, енергоблоків, систем та обладнання - за РД 50-204-87".

З 1996 року замість РД 50-204-87 введено новий нормативний документ - ДСТУ 3004-95 [61].

Цей нормативний документ встановлює методики розрахунку показників надійності (ПН) залежно від:

- методу розрахунку ПН (параметричний або непараметричний)
- і від плану випробувань на надійність, відповідно до якого отримано статистичні дані.

Для цілей цієї роботи обґрунтовано використання експоненціального закону розподілу, тому інтенсивність відмов визначатиметься параметричним методом за виразами додатка Д "Оцінка ПН при експоненціальному розподілі" ДСТУ 3004-95 [61].

Визначення плану випробувань для параметричної оцінки показника надійності за експериментальними даними проводиться згідно з ДСТУ 3004-95 [61].

Найбільш близькими до експлуатації насосів СВБ АЕС планами випробувань є плани NRT і NMT, оскільки згідно з цими планами:

- випробовуються N об'єктів;
- у разі відмови об'єкт замінюється (NRT) або відновлюється (NMT);
- випробування припиняються після закінчення часу T.

Плани випробувань, що містять U (наприклад, NUT, NUr, NUz), не підходять, тому що згідно з цими планами об'єкти, що відмовили, не відновлюються і не замінюються, що не характерно для експлуатації елементів СВБ АЕС.

Плани випробувань, що закінчуються r (наприклад, NRr, NMr), також не підходять, оскільки згідно з цими планами випробування припиняють, коли сумарна кількість відмов досягне r. Ця умова не характерна для експлуатаційної статистики, яка зазвичай представлена деякою кількістю відмов на відомому проміжку T, а не вибіркою деякого інтервалу T для заданої кількості відмов r.

Квантилі інтенсивності відмов у режимі роботи:

$$\lambda_{p\gamma} = \frac{\chi^2_{\gamma}(2d_{\lambda p}+2)}{2 \sum_{i=1}^S N_i T_{pi}}, \quad (3.72)$$

де $d_{\lambda p}$ - кількість відмов за фактором порушення $\Phi_{\lambda p}$, які виникли в процесі роботи;

T_{pi} - сумарний час роботи елементів на i -му енергоблоці;

N_i - кількість однотипних елементів на i -му енергоблоці;

S - кількість енергоблоків;

$\chi^2_{\gamma}(m)$ - квантиль хі-квадрат розподілу з числом ступенів свободи m і ймовірністю γ .

Квантилі інтенсивності відмов у режимі очікування:

$$\lambda_{\gamma} = \frac{\chi^2_{\gamma}(2d_{\lambda}+2)}{2 \sum_{i=1}^S N_i T_{oi}}, \quad (3.73)$$

де d_{λ} - кількість відмов за фактором порушення Φ_{λ} , які виникли в режимі очікування;

T_{oi} - сумарний час очікування елемента на i -му енергоблоці.

Квантилі інтенсивності відмов через плановий захід:

$$\xi_{\gamma} = \frac{\chi^2_{\gamma}(2d_{\xi}+2)}{2 \sum_{i=1}^S N_i M_i}, \quad (3.74)$$

де d_{ξ} - число зафіксованих відмов елементів за фактором Φ_{ξ} ;

M_i - загальне число планових заходів (випробувань або АВР), яким піддавався аналізований елемент за час спостереження на i -му енергоблоці.

Якщо елемент схильний до планових АВР, то за (3.74) визначається величина ξ_a .

Оцінка часу відновлення проводиться за виразом:

$$\tau = \frac{\sum_{i \in H} \tau_i}{H}, \quad (3.75)$$

де τ_i - час відновлення за i -ї відмови елемента (за будь-яким фактором);

H - загальна кількість позитивних τ_i ($\tau_i > 0$).

Слід підкреслити, що час T_p і T_o будуть різними залежно від типу елементів.

Для елементів I-го типу величини T_p і T_o можуть бути визначені тільки за експлуатаційною статистикою.

Для елементів II-го типу весь час спостереження є часом роботи T_p .

Для елементів III-го типу весь час спостереження є або час роботи T_p , або час очікування T_o , залежно від того, чи це безперервно працюючий елемент, який водночас не відновлюють, чи це елемент, що практично не запитується в роботу (дивись опис графа третього типу).

Для елементів підтипу I/II можлива оцінка тривалості T_p і T_o за виразами:

$$T_p = T_{II}/3 \quad T_o = 2 T_{II}/3, \quad (3.76)$$

де T_{II} - загальний період статистичних спостережень.

Така оцінка справедлива для трьохканальних систем з одним працюючим каналом. Для систем із двома одночасно працюючими каналами (наприклад, система TL03) оцінка величини становитиме:

$$T_p = 2 T_{II}/3 \quad T_o = T_{II}/3, \quad (3.77)$$

У виразі (3.74) величина M_i визначається за статистикою, або може бути оцінена за виразами:

$$\begin{aligned} M_i &\approx T_{II}/(24 \cdot 30.5) - \text{для систем, що працюють за типом 1/3;} \\ M_i &\approx T_{II}/(24 \cdot (30.5 + 15)) - \text{для систем, що працюють за типом 2/3} \\ &\quad \text{(система TL03),} \end{aligned} \quad (3.78)$$

де T_{π} - період статистичних спостережень на i -му енергоблоці.

Величину p_r вихідного набору даних (імовірність якісного проведення аварійного ремонту) можна прийняти такою, що дорівнює 1, оскільки після проведення аварійного ремонту (до введення в режим очікування) у каналі проводять контрольні випробування, що підтверджують якість ремонту.

Інтенсивність вимог та інтенсивність переходів із режиму роботи в режим очікування може визначатися тільки для розрахункового елемента, оскільки однією з причин об'єднання безлічі елементів в один укрупнений розрахунковий елемент є одночасність їхнього переходу з очікування в роботу і назад.

Інтенсивність переходів для розрахункових елементів позначатимемо тими самими літерами, але з ризикою вгорі.

Інтенсивність \bar{a} и $\bar{\theta}$ в одних випадках слід визначати за допомогою статистичної оцінки реалізації режимів експлуатації, в інших випадках застосовується аналітична оцінка.

Визначення $\bar{\theta}$ за статистичними даними проводять для груп елементів, циклічна робота яких пов'язана із зовнішніми вимогами на спрацьовування, що мають випадковий характер у часі. Наприклад, у такий спосіб слід визначати $\bar{\theta}$ для групи борного регулювання системи підживлення-продування першого контуру. Частота вимог визначається частотою зміни концентрації борної кислоти в першому контурі РУ, у загальному випадку є випадковою величиною і може бути оцінена за інформацією з оперативних журналів БЩУ.

Частоту вимог $\bar{\theta}$ можна оцінити за виразом:

$$\bar{\theta} = k/T_0, \quad (3.79)$$

де k - загальне число вимог, зафіксоване за T_0 ;

T_0 - сумарна тривалість режиму очікування.

Аналогічно, частоту \bar{a} визначають за статистикою, якщо необхідна тривалість роботи групи елементів залежить від деякого зовнішнього (стосовно цієї системи), випадкового в часі технологічного процесу.

Частота переходу з режиму роботи в режим очікування є величиною, оберненою до середньої тривалості безперервного функціонування, і визначається з виразу:

$$\bar{a} = 1/t_{\phi}. \quad (3.80)$$

де t_{ϕ} - середня тривалість безперервного функціонування.

У низці випадків точнішою є аналітична оцінка величин \bar{a} і $\bar{\theta}$. Їх отримання, а також отримання $\bar{\lambda}$, $\bar{\lambda}_p$, $\bar{\mu}$, \bar{p}_r , $\bar{\xi}$, $\bar{\xi}_a$ для розрахункових елементів представлено в наступному пункті.

3.2.7.3. Отримання інтенсивностей переходів для розрахункових елементів

У моделях з одним працюючим каналом і двома резервними з перемиканням за АВР інтенсивність вимог $\bar{\theta}$ резервних каналів залежить від величини λ_p робочого елемента і від кількості резервних каналів. Якщо після відмови робочого каналу в роботу може ввімкнутися будь-який із резервних каналів, що залишилися, то інтенсивність вимог для розрахункових елементів, що моделюють резервні канали, можна оцінити за виразом:

$$\bar{\theta} \approx \bar{\lambda}_p / N, \quad (3.81)$$

де N - кількість резервних каналів.

Для випадку двох працюючих каналів і одного резервного (напр., для системи вентиляції басейну витримки TL03) вираз для $\bar{\theta}$ має вигляд:

$$\bar{\theta} \approx 2\bar{\lambda}_p. \quad (3.82)$$

Для систем із короткочасним увімкненням у роботу (з регламентом роботи, як у СБ) інтенсивність вимог каналів визначатиметься інтенсивністю виникнення

позапланової перевірки через виявлення відмови в одному з двох каналів:

$$\bar{a} = \bar{\mu}. \quad (3.83)$$

Для систем з короткочасним включенням в роботу (з регламентом роботи, як у СБ) інтенсивність вимоги каналів буде визначатися інтенсивністю виникнення позапланової перевірки із-за виявлення відмови в одному із двох каналів:

$$\bar{\theta} \approx 2\bar{\lambda}_p/T_a.$$

Тривалість перебування в роботі для таких систем визначається програмою випробувань і зазвичай становить близько 0,5 години, тобто.

$$\bar{a} = 2 \text{ год}^{-1}.$$

Нехай деякий укрупнений розрахунковий елемент містить множину з n вихідних елементів одного типу, з'єднаних у деяку логічну схему. Тип розрахункового елемента визначається типом вихідних елементів.

Тривалість ремонту розрахункового елемента залежатиме від часу ремонту та інтенсивності відмов i -го елемента, $i = 1, 2, \dots, n$. Передбачається, що якщо відмовило кілька елементів каналу, то після виявлення в них відмови всі елементи ремонтуються одночасно. Тоді тривалість ремонту розрахункового елемента I і II типів можна отримати як середньозважену оцінку.

$$\bar{\tau} = \frac{\sum_{i=1}^n \tau_i \lambda'_i}{\sum_{i=1}^n \lambda'_i}, \quad (3.84)$$

де λ'_i - загальна інтенсивність відмови (як у режимі роботи, так і в режимі очікування) i -го елемента, $i = 1, 2, \dots, n$;

τ_i - час відновлення i -го елемента, $i = 1, 2, \dots, n$.

Для елементів II типу, інтенсивність відмов елемента визначається тільки величиною λ_p ,

$$\lambda'_i = \lambda_{pi}. \quad (3.85)$$

Консервативно тривалість ремонту розрахункового елемента визначатиметься як максимальна тривалість ремонту для елементів, що входять до розрахункового елемента:

$$\bar{\tau} = \max_{i=1, \dots, n} \tau_i. \quad (3.86)$$

Інтенсивність відновлення для елементів I і II типів:

$$\bar{\mu} = 1/\bar{\tau}. \quad (3.87)$$

Для отримання величин $\bar{\lambda}, \bar{\lambda}_p, \bar{\xi}, \bar{\xi}_a$ крім відповідних i -х характеристик елементів необхідно врахувати можливі структурно-логічні зв'язки між i -ми елементами розрахункового елемента.

У найпростішому випадку, коли всі n елементів з'єднані послідовно, будь-який із показників визначається як сума відповідних i -х величин, $i=1, 2, \dots, n$.

Якщо елементи мають складніший структурно-логічний зв'язок, інтенсивність відмови такої системи є функцією часу [62]. У цьому разі визначення інтенсивностей відмови розрахункового елемента пропонується використовувати за осередненими за часом характеристиками.

Для елементів, які не піддаються плановим заходам, усереднення проводять на інтервалі $[0; T_a]$:

$$\bar{\lambda} = -\frac{1}{T_a} \ln R(\lambda, T_a), \quad (3.88)$$

$$\bar{\lambda}_p = -\frac{1}{T_a} \ln R(\lambda_p, T_a). \quad (3.89)$$

Для елементів, які піддаються випробуванням або АВР, усереднення повинно здійснюватися за всіма можливими тривалостями T або T_{pn} , тому для таких елементів $\bar{\lambda}$ і $\bar{\lambda}_p$ визначатимуться за такими виразами:

$$\bar{\lambda} = -\frac{1}{T_a} \int_0^{T_a} \ln R(\lambda, t) \frac{dt}{t}, \quad (3.90)$$

$$\bar{\lambda}_p = -\frac{1}{T_a} \int_0^{T_a} \ln R(\lambda_p, t) \frac{dt}{t}. \quad (3.91)$$

Інтенсивності відмови $\bar{\xi}$ і $\bar{\xi}_a$ визначаються за такими залежностями:

$$\bar{\xi} = -\frac{1}{m} \sum_{k=1}^m \frac{1}{k} \ln R(\xi, k), \quad (3.92)$$

$$\bar{\xi}_a = -\frac{1}{m} \sum_{k=1}^m \frac{1}{k} \ln R(\xi_a, k), \quad (3.93)$$

де m - максимально можлива кількість планових заходів.

У виразах (3.88) - (3.93) під $R(\lambda, x)$, $R(\lambda_p, x)$, $R(\xi, k)$, $R(\xi_a, k)$ розуміють функцію ймовірності безвідмовної роботи системи з n елементів за час x або після k проведених планових заходів, визначену для характеристик елементів λ_i , λ_{pi} , ξ_i , ξ_{ai} , $i = 1, 2, \dots, n$, відповідно.

3.2.8 Обґрунтування оптимальної періодичності комплексних випробувань із використанням РВП

Зазвичай показники ризику включають комбінацію показників потенційної відмови і наслідків такої відмови, що відображають, наприклад, частоти плавлення активної зони, частоти непередбачуваного викиду з контейнента

тощо.

Для отримання періодичності комплексних випробувань, яка є спільною для кількох систем, необхідно оцінити вплив (значущість) кожної системи на деякий показник ризику.

Наразі широкого застосування в Україні набув імовірнісний аналіз безпеки (ІАБ), тому оцінювання ризику проводять із використанням підходів і моделей ІАБ.

У ІАБ широко використовують два основні показники значущості [55-62]:

- значимість за Бірнбаумом (Birnbbaum);
- значущість за Фусселем-Веселем (Fussell-Vesely).

Поряд із цими показниками для оцінки значущості використовують показники - інтервал збільшення/зменшення ризику і коефіцієнт зменшення/збільшення ризику.

Інтервали та коефіцієнти ризику можна розглядати як складові показників значущості Бірнбаума та Фусселя-Веселя. Зокрема показник Бірнбаума можна уявити як увесь інтервал зміни ризику, що включає інтервали зміни ризику: у бік збільшення - і в бік зменшення ризику.

Оптимізація періодичності обслуговування систем спрямована на підвищення надійності систем, що в кінцевому підсумку забезпечує зниження ризику пошкодження активної зони в аварійних ситуаціях. Тому найприйнятнішим є використання показника: інтервал зменшення ризику, який характеризує зниження ризику при зміні ймовірності відмови системи від номінального значення до нуля.

Фактично цей показник дає кількісну оцінку резерву зі зниження ризику пошкодження активної зони, який можна використати в разі абсолютного виключення можливості відмови системи.

Цей підхід враховує ситуації, коли системи з однаковим рівнем імовірності відмови характеризуються різними інтервалами зменшення ризику.

При цьому підвищення надійності системи, у якої інтервал зменшення ризику більший, є більш значущим для зниження загального ризику.

Функція, яка характеризує сукупний резерв зі зменшення ризику пошкодження активної зони за підвищеної надійності N систем, має вигляд [55, 56]:

$$R(T) = \sum_{i=1}^N [RI(T_{\text{регл}}) K_{\text{нг}}(T) / K_{\text{нг}}(T_{\text{регл}})]_i, \quad (3.94)$$

де $RI(T_{\text{регл}})$ - інтервал зниження ризику при зниженні ймовірності відмови i -ої системи від номінального значення (діючої на цей час періодичності випробувань) до нуля;

$K_{\text{нг}}(T_{\text{регл}})$ - коефіцієнт неготовності i -ої системи за номінальної (чинної на цей час) періодичності випробувань $T_{\text{регл}}$;

$K_{\text{нг}}(T)$ - коефіцієнт неготовності i -ої системи після зміни періодичності випробувань, що призвела до підвищення її надійності;

N - кількість аналізованих систем, що беруть участь у комплексних випробуваннях випробувань;

T - періодичність комплексних випробувань систем.

Інтервал зниження ризику $RI(T_{\text{регл}})$ для кожної i -ої системи визначають на основі моделей ІАБ, які розроблено для пілотних енергоблоків з ВВЕР.

Величина $RI(T_{\text{регл}})$ може бути отримана з виразу:

$$RI(T_{\text{регл}}) = \text{ЧПАЗ}_6 - \text{ЧПАЗ}_i(P_{1,2,\dots,J} = 0), \quad (3.95)$$

де ЧПАЗ_6 - базове значення частоти пошкодження активної зони, отримане за діючої на цей час періодичності випробувань.

$\text{ЧПАЗ}_i(P_{1,2,\dots,J} = 0)$ - величина ЧПАЗ, за умови, що ймовірність відмови P усіх J елементів i -ої системи дорівнює нулю.

Функціональну залежність $K_{\text{нг}}(T) = 1 - K_r(T)$ для кожної i -ої системи визначають за результатами розв'язання задачі визначення оптимальної періодичності на основі максимізації коефіцієнта готовності.

Як приклад наведено отримання загального графіка випробувань для $N = 2$

систем (рисунок 3.23). Оптимальний графік випробувань відповідає такому T , за якого величина сукупного резерву зі зменшення ризику R набуває мінімальних значень $T^* = \text{Arg min} R(T)$. Мінімум $R(T)$ за деякого T^* відповідає випадку максимального використання сукупного резерву зі зменшення ризику.

Таким чином, уточнення періодичності регламентних випробувань СВБ можливе на основі мінімізації цільової функції ризику, яка враховує поточний рівень надійності компонентів систем і рівень впливу цих систем на величину ЧПАЗ.

3.3 Оцінювання показників надійності елементів СВБ

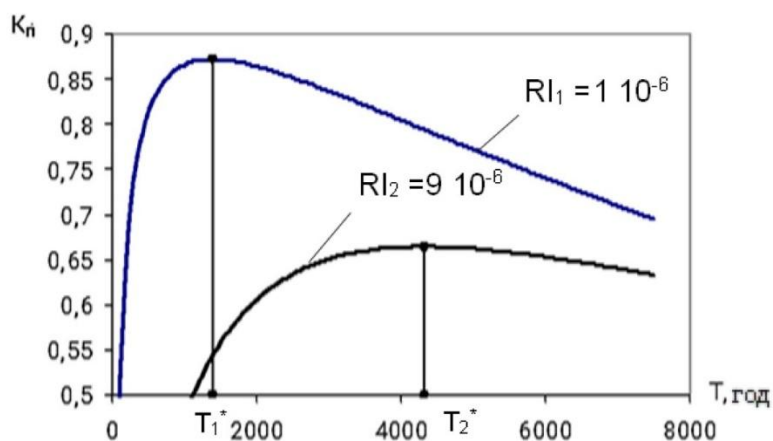
3.3.1 Формування списків і груп елементів для визначення ПН

Статистичну оцінку проводили для енергоблоків №№1–6 Запорізької АЕС за статистичними даними за період від початку експлуатації енергоблоків до 04.07.99 р. Таким чином, статистичний період спостереження становить близько 65 реакторо-років.

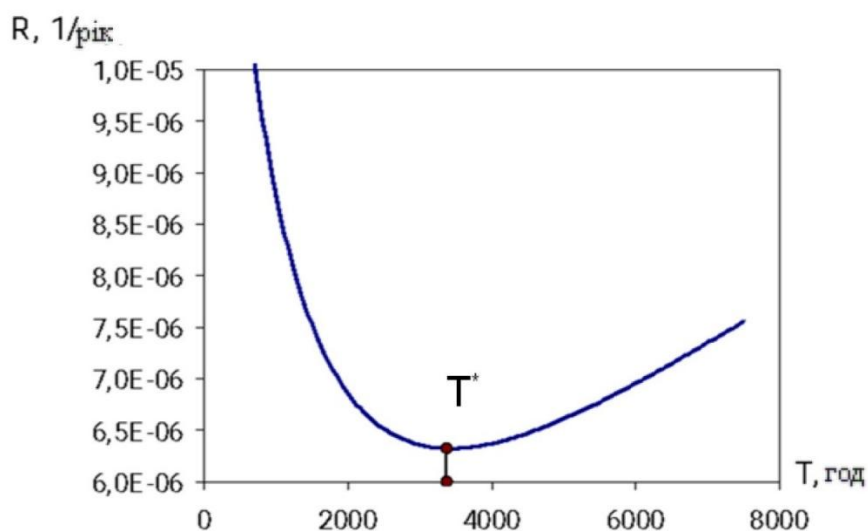
Для проведення групування обладнання здійснюється формування загального переліку обладнання, що бере участь у розрахунках. Елементи групувалися за такими ознаками:

а) елементи мають бути одного типу (конструктивне виконання, тип приводу тощо);

б) елементи повинні мати ідентичні умови експлуатації (ця ознака використовується під час групування насосів).



а) приклад залежності коефіцієнта готовності від періодичності випробувань для двох систем із різним впливом на величину ЧПАЗ



б) приклад залежності сукупного резерву зі зменшення ризику від періодичності випробувань для двох систем

Рисунок 3.23 - Приклад використання РОП для оптимізації періодичності випробувань декількох систем

Було відібрано такі групи обладнання:

- Бак
- Бак запасу знесоленої води
- Бак з електронагрівачем

- Бак САОЗ ВТ
- Бак САОЗ НТ
- Бак спринклерного розчину
- Бризкальний басейн
- Водоприймальна камера
- Балон з повітрям
- Генератор
- Гідроаккумулятор
- Деаератор
- Дизель
- Засувка ручна
- Засувка з пневмоприводом
- Засувка з електроприводом
- Запірний пневмоклапан
- КВПіА-ДГ
- Насоси (утворили 22 групи, представлені у Додатку Б таблиці Б.2)
- Зворотньокомбінований клапан
- Зворотний клапан
- Відсічна арматура
- Перепускний і запобіжний клапан
- Запобіжний клапан
- Регулювальна арматура
- Редукційний клапан
- Теплообмінник
- Триходова засувка з пневмоприводом
- Триходовий клапан
- Фільтр механічний
- Цистерна циркуляційного масла
- Електропневмоклапан (ЕПК)

Було створено списки обладнання аналізованих СВБ для енергоблоків

№№1–6 Запорізької АЕС. Оскільки спостерігаються відмінності в схемах енергоблоків ЗАЕС (за кількістю насосів і засувок), у відповідній таблиці зазначено наявність цього обладнання для конкретного блока. Додаток Б, таблиці Б.1 являє собою фрагмент зазначеної таблиці.

Загальна кількість елементів обладнання, для яких проводяться розрахунки, становить 8211 шт.

Розрахунок арматури і ємностей проводився для всіх систем. Для розрахунку насосів поділ за типами, як для арматури, не підходить. У додатку Б, таблиці Б.2 представлено перелік насосів, для яких проводилися розрахунки показників надійності. Насоси згруповані за системами і за типом.

Відмови були розділені за факторами:

- відмова в режимі роботи,
- відмова в режимі очікування,
- відмова через випробування, а також
- дефект і відмова, яку не можна віднести до жодного з факторів, - невизначеність.

Відповідно визначали такі показники надійності: λ_p - інтенсивність відмов у режимі роботи, λ - інтенсивність відмов у режимі очікування та ξ - інтенсивність відмов через випробування.

Також розраховували середній час відновлення однотипних елементів.

Статистику, що використовується для оцінок, наведено в додатку Б, таблиці Б.1.

3.3.2 Результати розрахунків ПН елементів СВБ

Використовуючи розрахункову програму, було проведено розрахунок для всіх аналізованих груп однотипних елементів і, таким чином, визначено показники надійності для елементів таких систем:

- спринклерна система TQ11-31;
- система аварійного розхолодження TQ12-32;

- система введення бору з насосами впорскування бору TQ13-33;
- система введення бору з насосами подачі бору TQ14-34;
- система аварійної живильної води парогенераторів (САЖВП) TX10-30;
- система технічної води відповідальних споживачів QF/VF;
- система води проміжного контуру TF;
- система розхолодження басейну витримки TG;
- система підживлення-продування першого контуру ТК;
- система вентиляції для охолодження верхнього блоку і приводів СУЗ TL03;
- система дренажів і організованих протікань першого контуру ТУ;
- система надійного електропостачання (РДЕС):
- паливна система QC;
- масляна система QD;
- система водяного охолодження ДГ внутрішнього контуру QE;
- система водяного охолодження ДГ зовнішнього контуру QF;
- система пускового повітря QG.

Результати розрахунку зведено в додатку Б, таблиці Б.3 із зазначенням найменування групи елементів, загальної кількості елементів у даній групі, для яких проводили розрахунки, кількості відмов та інтенсивності відмов за кожним фактором, а також часу відновлення для розглянутих елементів.

На підставі даних із додатку Б, таблиці Б.3 побудовано діаграми (додаток Б. рисунки Б.1-Б.3).

На рисунку Б.1 наведено діаграму інтенсивності відмов в очікуванні, тобто за фактором λ .

На рисунку Б.2 наведено діаграму інтенсивності відмов у роботі, тобто за фактором λ_p .

На рисунку Б.3 наведено діаграму інтенсивності відмов через випробування/перемикання, тобто за фактором ξ .

3.4 Висновки до третього розділу

1. Проведено аналіз відомих методів ризик-орієнтованого підходу оптимізації періодичності випробувань систем, важливих для безпеки ЯЕУ. Встановлено достатню обґрунтованість модернізації стратегій планових випробувань систем безпеки ризик-орієнтованими методами, що базуються на критерії оптимізації - максимальна ймовірність готовності виконання функцій безпеки в аварійних режимах.

2. На основі результатів проведеного аналізу обґрунтовано адаптацію ризик-орієнтованого підходу оптимізації періодичності випробувань систем безпеки в умовах підвищеної номінальної потужності та підвищеної тривалості паливної кампанії ЯЕУ. Необхідні умови адаптації - ідентичність оптимальної частоти випробувань систем безпеки в режимах проектно́ї та підвищеної тривалості паливної кампанії.

РОЗДІЛ 4. АНАЛІЗ РЕЗУЛЬТАТІВ КВАЛІФІКАЦІЇ МОДЕРНІЗАЦІЙ СТРАТЕГІЙ ВИПРОБУВАНЬ СИСТЕМ БЕЗПЕКИ ПРИ РОБОТІ РЕАКТОРА НА ПІДВИЩЕНІЙ ТРИВАЛОСТІ ПАЛИВНИХ КАМΠΑНІЙ

Практичне використання методики представлено проведенням розрахункового аналізу для семи наступних СБ ЗАЕС-5:

- система введення бору з насосами впорскування бору (TQ 13,23,33);
- система введення бору з насосами подачі бору (TQ 14,24,34);
- система аварійного розхолодження (TQ 12,22,32);
- спринклерна система (TQ 11,21,31);
- система аварійної живильної води парогенераторів (TX 10,20,30);
- система технічної води відповідальних споживачів (VF/QF);
- резервна дизельна електростанція (РДЕС);

Розрахунок виконувався для пілотного енергоблока №5 ЗАЕС.

4.1 Спринклерна система (TQ11,21,31)

4.1.1 Ідентифікація системи

Спринклерна система TQ11(21,31) призначена для зниження тиску всередині герметичної оболонки (ГО) при розривах трубопроводу 1-го контуру, паропроводів 2-го контуру шляхом конденсації пари на краплях води. При цьому також відбувається зв'язування радіоактивних ізотопів йоду в атмосфері ГО під час взаємодії з розчином гідразінгідрату, доданим у спринклерний розчин.

Крім того, система призначена для аварійного заповнення басейну витримки (БВ) і аварійного охолодження активної зони реактора у разі виходу з ладу всіх 3-х насосів аварійного розхолодження.

Спринклерна система TQ11 (21,31) має три незалежні канали, кожен з яких здатний виконати необхідні функції в повному обсязі.

Технологічну схему каналу системи TQ11(21,31) представлено в додатку В на

рисунку В.1.

4.1.2 Моделювання системи

Для першої з переліку систем процес моделювання буде представлено докладно.

Під час аналізу ймовірності відмови системи, зважаючи на її складність і велику кількість можливих режимів роботи, потрібно визначити низку положень і прийняти деякі допущення.

Оскільки основним критерієм виконання системою своїх функцій слугує забезпечення спаду тиску і температури в проєктному графіку, саме ця функція системи аналізується щодо оптимального графіка перевірок. Зокрема, не враховуються додаткові функції, покладені на систему, такі як охолодження басейну витримки в аварійних ситуаціях і можливість охолодження системою TQ11(21,31) активної зони реактора. Причиною такого допущення є неавтоматичні перемикання в системі для реалізації підживлення БВ. Задіяння частини ниток спринклерної системи для охолодження активної зони можливе тільки в період перезавантаження палива зі знятою кришкою реактора. У разі виходу з ладу *всіх* насосів аварійного і планового розхолоджування TQ12(22,32)D01 проводиться охолодження активної зони і басейну витримки і перевантаження палива (БВіП) за такою схемою:

$$YC00B01 \rightarrow TQ10(20,30)W01 \rightarrow TQ11(21,31)D01 \rightarrow BViП \rightarrow YC00B01.$$

Це дослідження з визначення оптимального графіка випробувань розглядає проміжок експлуатації РУ між ППР і не розглядає поки що процеси під час ППР.

Графік проведення періодичного контролю визначає періодичність випробувань кожного з елементів системи, час проведення і відносний зсув між початками контролю елементів системи.

Прийнятий графік проведення періодичного контролю залишається незмінним на всьому проміжку розгляду роботи системи, який становить 8000 годин (час між двома послідовними ППР), без урахування аварійних зупинок блоку.

Моделювання системи ґрунтується на принципі консерватизму. У разі якщо:

- на етапі рециркуляції відмова на відкриття будь-якої з двох засувок TQ11S02 або TQ11S09 призводить до відмови системи - послідовне з'єднання елементів;
- на основному етапі роботи з подаванням спринклерного розчину під гермооболонку достатньо однієї засувки TQ11S02 або TQ11S09 - паралельне з'єднання елементів у моделі.

Оскільки проведення випробувань із запуском насосів TQ11-31D01 на рециркуляцію не може протестувати теплообмінник TQ10-30W01 на наявність протікань (не додає знань про стан цього обладнання), то вводять припущення про те, що TQ10-30W01 не випробовується між ППР.

Усі елементи першого типу об'єднуються в один розрахунковий елемент.

Також в один елемент об'єднуються елементи, з'єднані в логічній схемі послідовно.

Логічна та розрахункова схеми для аналізу надійності роботи системи наведені в додатку В на рисунках В.2 і В.3.

Три канали системи TQ11(21,31) з'єднані паралельно, оскільки кожен із них може забезпечити виконання функцій системи, і тільки відмова всіх трьох каналів системи призводить до відмови в цілому. Елементи системи представлені прямокутниками із зазначенням позначення обладнання (див. рисунок В.2).

Усі елементи одного каналу, що беруть участь у рециркуляції, з'єднані послідовно. Це пов'язано з тим, що відмова будь-якого з цих елементів може призвести до відмови каналу. При цьому, крім фактичної лінії рециркуляції "теплообмінник - насос - дві засувки", до логічної схеми входить обладнання початкового забору водного розчину (на всмоктування насоса подається водний

розчин із бака TQ10B01) - бак TQ10 (20,30)B01, засувка TQ10 (20,30)S01, зворотний клапан TQ10 (20,30)S02.

Під час аналізу витратомір, дросельні шайби і трубопровід не розглядали як елементи, що можуть призвести до відмови, тому що в них немає рушійних частин, і у зв'язку з цим нехтувано малі значення інтенсивності відмов.

Під час моделювання враховано, що система втрачає працездатність під час проведення випробувань.

Розрахункова залежність для стаціонарного коефіцієнта готовності системи TQ11-31 має вигляд:

$$K_{\Gamma} = \frac{1}{T_a} \int_0^{T_a} \{1 - (1 - K_{\Gamma 1}(t)K_{\Gamma}^S(t))(1 - K_{\Gamma 2}(t)K_{\Gamma}^S(t))(1 - K_{\Gamma 3}(t)K_{\Gamma}^S(t))\} dt, \quad (4.1)$$

де $K_{\Gamma}^S(t) = K_{\Gamma 4}^{III}(1 - (1 - K_{\Gamma 7}^{III})(1 - K_{\Gamma 8}^{III}))$;

$K_{\Gamma 1}(t)$, $K_{\Gamma 2}(t)$, $K_{\Gamma 3}(t)$ – НКГ для 1-3 розрахункових елементів, розрахункова залежність (3.41);

$K_{\Gamma 4}^{III}$, $K_{\Gamma 7}^{III}$, $K_{\Gamma 8}^{III}$ – НКГ для решти елементів, що функціонують за графом III типу, розрахункова залежність (3.24).

4.1.3 Вихідні дані.

Склад розрахункових елементів та їхніх ПН подано в додатку В, таблиці В.1.

Слід зазначити, що в разі якщо під номером розрахункового елемента вказано кілька елементів, то технологічне позначення обладнання відповідає складу першого з перелічених розрахункових елементів.

4.2 Система аварійного розхолодження (TQ12,22,32)

4.2.1 Ідентифікація системи

Система є активною системою безпеки і призначена для відведення залишкових енерговиділень активної зони реактора при розгерметизаціях першого контуру. Крім того, система може використовуватися для виконання таких функцій:

- зняття залишкових енерговиділень в активній зоні (АЗ) і розхолодження 1 контуру із заданою швидкістю в режимі планового розхолодження;
- зняття залишкових енерговиділень в АЗ і розхолодження 1 контуру із заданою швидкістю в режимі аварійного розхолодження за цілого першого контуру;
- робота в режимі ремонтного розхолодження при знятій кришці реактора.

Система складається з трьох незалежних каналів, кожен з яких здатний виконати необхідні функції в повному обсязі.

Технологічні схеми каналів системи представлено в додатку В на рисунках В.4 і В.5.

4.2.2 Моделювання системи

Увімкнення системи під час випробування здійснюється за так званою "великою" лінією рециркуляції за схемою (для першого каналу системи):

$$\text{Бак ГА-201} \rightarrow \text{TQ10S01} \rightarrow \text{TQ10S02} \rightarrow \text{TQ10W01} \rightarrow \text{TQ12D01} \rightarrow \text{TQ12S01} \\ \rightarrow \text{TQ12S02} \rightarrow \text{TQ12S02} \rightarrow \rightarrow \text{TQ12S03} \rightarrow \text{Бак ГА-201}$$

Для інших каналів TQ23, TQ33 схеми аналогічні.

Однак за аварійними сигналами накладається заборона на відкриття арматур TQ12(22,32)S02,S03, і рециркуляція здійснюється трубопроводом "малої"

рециркуляції, який не можна вимкнути, за схемою (для першого каналу системи):

$$TQ12D01 \rightarrow TQ12S01 \rightarrow TQ12E10 \rightarrow TQ41S04 \rightarrow TQ12D01.$$

Для каналів TQ22, TQ32 схема роботи аналогічна.

Засувки TQ12(22,32)S02,S03 у нормальному стані закриті. Під час випробування системи за лінією "великої" рециркуляції (з перемішуванням борної кислоти в баку-приямку) обидві засувки мають відкритися.

Під час запуску системи за аварійними уставками насос TQ12-32D01 вмикають за лінією "малої" рециркуляції, водночас накладають заборону на відкриття засувки TQ12(22,32)S02,S03. Тому робота системи в разі аварії забезпечується перебуванням у закритому стані будь-якої із засувки TQ12(22,32)S02,S03.

З цього опису випливає, що логічне з'єднання засувки в одному випадку послідовне, в іншому - паралельне.

Виходячи з принципу консерватизму, в логічній і розрахунковій моделі використовується послідовне з'єднання засувки TQ12(22,32)S02 і TQ12(22,32)S03.

Ділянки подачі в різні нитки ГЦК і одного каналу та ділянки подачі в різні трубопроводи ГЕ САОЗ одного каналу є дубльованими.

Логічна та розрахункова схеми для аналізу надійності роботи системи подано в додатку В на рисунках В.6 і В.7.

Коефіцієнт готовності для цієї системи має вигляд:

$$K_{\Gamma} = \frac{1}{T_a} \int_0^{T_a} \{1 - (1 - K_{\Gamma 1}(t)K_{\Gamma 4}^{III}(t))(1 - (1 - K_{\Gamma 7}(t)K_{\Gamma}^{S1}(t))(1 - K_{\Gamma 8}(t)K_{\Gamma}^{S1}(t))) \times \\ \times (1 - K_{\Gamma 2}(t)K_{\Gamma 5}^{III}(t))(1 - (1 - K_{\Gamma 9}^{III}(t))(1 - K_{\Gamma 10}^{III}(t))) \times \\ \times (1 - (1 - K_{\Gamma 17}(t)K_{\Gamma}^{S2}(t))(1 - K_{\Gamma 18}(t)K_{\Gamma}^{S2}(t))) \times \\ \times (1 - K_{\Gamma 3}(t)K_{\Gamma 6}^{III}(t))(1 - (1 - K_{\Gamma 11}^{III}(t))(1 - K_{\Gamma 12}^{III}(t))) \times \\ \times (1 - (1 - K_{\Gamma 19}(t)K_{\Gamma}^{S2}(t))(1 - K_{\Gamma 20}(t)K_{\Gamma}^{S2}(t)))\} dt, \quad (4.2)$$

$$\text{де } K_{\Gamma}^{S1}(t) = \langle 1 - (1 - K_{\Gamma13}^{III}(t))^2 \rangle \langle 1 - (1 - K_{\Gamma21}^{III}(t))^2 \rangle;$$

$$K_{\Gamma}^{S2}(t) = \langle 1 - (1 - K_{\Gamma25}^{III}(t))^2 \rangle K_{\Gamma33}^{III}(t);$$

$K_{\Gamma1}(t)$, $K_{\Gamma2}(t)$, $K_{\Gamma3}(t)$, $K_{\Gamma7}(t)$, $K_{\Gamma8}(t)$, $K_{\Gamma17}(t)$, $K_{\Gamma18}(t)$, $K_{\Gamma19}(t)$, $K_{\Gamma20}(t)$ – НКГ для відповідних розрахункових елементів, розрахункова залежність (3.37) (див. модель 4);

$K_{\Gamma4}^{III}$, $K_{\Gamma5}^{III}$, $K_{\Gamma6}^{III}$, $K_{\Gamma9}^{III}$, $K_{\Gamma10}^{III}$, $K_{\Gamma11}^{III}$, $K_{\Gamma12}^{III}$, $K_{\Gamma13}^{III}$, $K_{\Gamma19}^{III}$, $K_{\Gamma20}^{III}$, $K_{\Gamma21}^{III}$, $K_{\Gamma25}^{III}$, $K_{\Gamma33}^{III}$ - НКГ для решти розрахункових елементів, що функціонують за графою III, розрахункова залежність (3.24).

4.2.3 Вихідні дані

Склад розрахункових елементів та їхніх ПН наведені в додатку В таблиці В.2.

Слід зазначити, що в разі якщо під номером розрахункового елемента вказано кілька елементів, то технологічне позначення обладнання відповідає складу першого з перелічених розрахункових елементів.

4.3 Система введення бору з насосами впорскування бору (TQ13,23,33)

4.3.1 Ідентифікація системи

Система є активною системою безпеки і призначена для подавання розчину борної кислоти витратою щонайменше 130 м³/год і початковою концентрацією 40 г/кг за тиску в 1-му контурі до 15 кг/см² і щонайменше 100 м³/год за тиску в 1-му контурі не більше 10 кг/см²

Система складається з трьох незалежних каналів, кожен з яких здатний виконати необхідні функції в повному обсязі.

Технологічну схему каналу системи представлено в додатку В на рисунку В.8.

4.3.2 Моделювання системи

Випробування насоса проходять по лінії рециркуляції за схемою (для першого каналу системи):

$$TQ13B01 \rightarrow TQ13S01 \rightarrow TQ13D01 \rightarrow TQ13S04 \rightarrow TQ13S05 \rightarrow TQ13S06 \rightarrow TQ13B01.$$

Випробування для каналів TQ23, TQ33 проходять за аналогічними схемами.

Під час роботи в режимі аварії насос вмикається на рециркуляцію за випробувальною схемою, зазначеною вище. У разі досягнення уставок щодо зниження тиску першого контуру до значень, за яких можлива подача від насосів TQ13-33D01, засувка на напорі TQ13-33S07 відкривається, а засувки на лінії рециркуляції закриваються. При цьому достатньо закриття однієї з двох засувок TQ13-33S05 або TQ13-33S06.

Після спорожнення бака TQ13-33B01 відбувається відкриття (уставка за рівнем у баку TQ13-33B01) засувки TQ13-33S26, і подальше подавання борного розчину відбувається з бака-приймача ГА-201 з водозаборів TQ10-30B01 за схемою (для першого каналу):

$$\text{Бак ГА-201} \rightarrow TQ10B01 \rightarrow TQ10S01 \rightarrow TQ10S02 \rightarrow TQ10W01 \rightarrow TQ13S26 \rightarrow TQ13S01 \rightarrow TQ13S01 \rightarrow TQ13D01 \rightarrow TQ13S07 \rightarrow \text{Реактор} \rightarrow \text{Течія} \rightarrow \text{Бак ГА-201}.$$

Нормальне положення засувок на лінії рециркуляції TQ13(23,33)S06, TQ13(23,33)S05 - закриті. Під час запуску насоса під час випробування або за аварійним сигналом обидві ці засувки мають відкритися. Під час переходу роботи насоса на перший контур засувки закриваються (достатньо закриття однієї з двох засувок).

Як видно, логічне з'єднання засувки TQ13(23,33)S06, TQ13(23,33)S05 змінюється. Виходячи з принципу консерватизму, застосовуємо послідовне з'єднання засувки.

Слід зазначити, що під час роботи реактора на потужності вжито заходів щодо запобігання несанкціонованому зачиненню арматури TQ13(23,33)S01 на всмоктуванні насосів, а саме приводи арматури закриті на ланцюги із замком. При цьому є можливість закриття арматури від ручного приводу. Тому ця арматура розглядається як ручна.

Розрахункова та логічна схеми для аналізу надійності роботи системи подано в додатку В на рисунках В.9 і В.10.

Коефіцієнт готовності для цієї системи має вигляд:

$$K_{\Gamma} = \frac{1}{T_a} \int_0^{T_a} \{1 - (1 - K_{\Gamma 1}(t)K_{\Gamma 4}^{III}(t)(1 - (1 - K_{\Gamma 7}^{III}(t))(1 - K_{\Gamma 8}^{III}(t)))^3) \times \\ \times (1 - K_{\Gamma 2}(t)K_{\Gamma 5}^{III}(t)(1 - (1 - K_{\Gamma 9}^{III}(t))(1 - K_{\Gamma 10}^{III}(t)))^3) \times, \\ \times (1 - K_{\Gamma 3}(t)K_{\Gamma 6}^{III}(t)(1 - (1 - K_{\Gamma 11}^{III}(t))(1 - K_{\Gamma 12}^{III}(t)))^3)\} dt, \quad (4.3)$$

де $K_{\Gamma 1}(t)$, $K_{\Gamma 2}(t)$, $K_{\Gamma 3}(t)$ - НКГ для розрахункових елементів 1-3, розрахункова залежність (3.37) (див. модель 4);

$K_{\Gamma 4}^{III}, K_{\Gamma 5}^{III}, K_{\Gamma 6}^{III}, K_{\Gamma 7}^{III}, K_{\Gamma 8}^{III}, K_{\Gamma 9}^{III}, K_{\Gamma 10}^{III}, K_{\Gamma 11}^{III}, K_{\Gamma 12}^{III}$ - НКГ для решти розрахункових елементів, що функціонують за графою III типу, розрахункова залежність (3.24).

4.3.3 Вихідні дані

Склад розрахункових елементів та їхніх ПН наведені в додатку В таблиці В.3.

Слід зазначити, що в разі якщо під номером розрахункового елемента вказано кілька елементів, то технологічне позначення обладнання відповідає складу першого з перелічених розрахункових елементів.

4.4 Система введення бору з насосами подачі бору (TQ14,24,34)

4.4.1 Ідентифікація системи

Система є активною системою безпеки і призначена для подавання висококонцентрованого розчину борної кислоти концентрацією щонайменше 40 г/кг і витратою щонайменше 6 м³/год за тиску в 1 контурі 160 кгс/см².

Система складається з трьох незалежних каналів, кожен з яких здатний виконати необхідні функції в повному обсязі.

Технологічну схему каналу системи представлено в додатку В на рисунку В.11.

4.4.2 Моделювання системи

Випробування насоса проходять по лінії рециркуляції за схемою (для першого каналу системи):

$$TQ14B01 \rightarrow TQ14S19 \rightarrow TQ14D01 \rightarrow TQ14S01 \rightarrow TQ14S01 \rightarrow TQ14S04 \rightarrow TQ14S03 \rightarrow TQ14B01.$$

Випробування для каналів TQ24, TQ34 проходять за аналогічними схемами.

Під час роботи в режимі аварії насос вмикається на рециркуляцію за випробувальною схемою. При цьому засувки на лінії рециркуляції TQ14(24,34)S03,S04 у режимі чергування відкриті і продовжують бути відкритими під час увімкнення насоса за випробувальною схемою.

У разі виникнення аварії з необхідністю подачі борного розчину від TQ14 (24,34) D01 автоматично відкривається засувка TQ14 (24,34) S07, і оператор повинен закрити засувки на лінії рециркуляції TQ14 (24,34) S03, S04.

Тому засувки TQ14(24,34)S03,S04 є тільки дублюючими елементами.

Розрахункова та логічна схеми для аналізу надійності роботи системи наведені в додатку В на рисунках В.12 і В.13.

Коефіцієнт готовності для цієї системи має вигляд:

$$K_{\Gamma} = \frac{1}{T_a} \int_0^{T_a} \{1 - (1 - K_{\Gamma 1}(t)K_{\Gamma 4}^{III}(t)(1 - (1 - K_{\Gamma 7}^{III}(t))(1 - K_{\Gamma 8}^{III}(t)))^2) \times \\ \times (1 - K_{\Gamma 2}(t)K_{\Gamma 5}^{III}(t)(1 - (1 - K_{\Gamma 9}^{III}(t))(1 - K_{\Gamma 10}^{III}(t)))^2) \times, \\ \times (1 - K_{\Gamma 3}(t)K_{\Gamma 6}^{III}(t)(1 - (1 - K_{\Gamma 11}^{III}(t))(1 - K_{\Gamma 12}^{III}(t)))^2)\} dt \quad (4.4)$$

де $K_{\Gamma 1}(t)$, $K_{\Gamma 2}(t)$, $K_{\Gamma 3}(t)$ – НКГ для розрахункових елементів 1-3, розрахункова залежність (3.37) (див. модель 4);

$K_{\Gamma 4}^{III}, K_{\Gamma 5}^{III}, K_{\Gamma 6}^{III}, K_{\Gamma 7}^{III}, K_{\Gamma 8}^{III}, K_{\Gamma 9}^{III}, K_{\Gamma 10}^{III}, K_{\Gamma 11}^{III}, K_{\Gamma 12}^{III}$ – НКГ для решти розрахункових елементів, що функціонують за графою ІІ типу, розрахункова залежність (3.24).

4.4.3 Вихідні дані

Склад розрахункових елементів та їхніх ПН наведені в додатку В таблиці В.4.

Слід зазначити, що в разі якщо під номером розрахункового елемента вказано кілька елементів, то технологічне позначення обладнання відповідає складу першого з перелічених розрахункових елементів.

4.5 Система аварійної живильної води парогенераторів (ТХ10,20,30)

4.5.1 Ідентифікація системи

Система аварійного подавання живильної води (САПЖВ) у парогенератори призначена для подавання живильної води в парогенератори в аварійних режимах роботи блока, пов'язаних зі знеструмленням блока і порушенням нормального подавання живильної води в парогенератори.

Критерієм виконання функцій системою є забезпечення подачі живильної води в ПГ, а також виконання вимоги з боку РУ - забезпечити подачу знесоленої води в ПГ з витратою не менше:

- 150 м³ /год при $P = 64 \text{ кгс/см}^2$ (6,4 МПа);
- 125 м³ /год при $P = 70 \text{ кгс/см}^2$ (6,9 МПа);
- 80 м³ /год при $P = 86 \text{ кгс/см}^2$ (8,5 МПа).

Технологічну схему системи САПЖВ представлено в додатку В на рисунку В.14.

4.5.2 Моделювання системи

Випробування насосів системи проходять по лінії рециркуляції за схемою (для першого каналу системи):

$$TX10B01 \rightarrow TX10S01 \rightarrow TX10D01 \rightarrow TX10S02 \rightarrow TX10E04 \rightarrow TX10B01.$$

Випробування інших двох каналів TX20, TX30 проходять за аналогічними схемами.

Слід зазначити, що в режимі чергування засувки TX10(20,30)S04,S05 закриті і під час випробування насосів по лінії рециркуляції не змінюють свого положення. Під час аварії засувки TX10(20,30)S04,S05 відкриваються, насос запускається за випробувальною схемою, а підживлення в ПГ регулюється регуляторами TX11S05, TX21S02, TX22S02, TX12S05, TX13S05, TX31S02, TX32S02, TX14S05.

За відкритого регулятора відповідного ПГ тиск у напірній лінії стає меншим за падіння тиску на дросельній шайбі лінії рециркуляції TX10(20,30)E04, і хімізнесолена вода починає надходити у відповідний ПГ.

Оскільки електросхему засувки TX10(20,30)S01 розібрано, а сама засувка закрити на замок (у відкритому положенні), то цю засувку класифікуємо як ручну.

Критерій відмови - відсутність подачі води в усі парогенератори.

Розрахункова та логічна схеми для аналізу надійності роботи системи наведені в додатку В на рисунках В.15 і В.16.

Коефіцієнт готовності для цієї системи має вигляд:

$$K_{\Gamma} = \frac{1}{T_a} \int_0^{T_a} \{ 1 - (1 - K_{\Gamma 1}(t) K_{\Gamma 4}^{III}(t) (1 - (1 - K_{\Gamma 15}^{III}(t) K_{\Gamma 23}(t)) (1 - K_{\Gamma 7}(t) K_{\Gamma 16}^{III}(t) K_{\Gamma 24}(t)))) \times \\ \times (1 - K_{\Gamma 2}(t) K_{\Gamma 5}^{III}(t) (1 - (1 - (1 - K_{\Gamma 8}(t)) (1 - K_{\Gamma 9}(t))) K_{\Gamma 25}(t) K_{\Gamma 17}^{III}(t)) \times \\ \times (1 - K_{\Gamma 10}(t) K_{\Gamma 18}^{III}(t) K_{\Gamma 26}(t)) (1 - K_{\Gamma 11}(t) K_{\Gamma 19}^{III}(t) K_{\Gamma 27}(t)) \times \\ \times (1 - (1 - (1 - K_{\Gamma 12}(t)) (1 - K_{\Gamma 13}(t))) K_{\Gamma 28}(t) K_{\Gamma 20}^{III}(t))) \} \times \\ \times (1 - K_{\Gamma 3}(t) K_{\Gamma 6}^{III}(t) (1 - (1 - K_{\Gamma 14}(t) K_{\Gamma 21}^{III}(t) K_{\Gamma 29}(t)) (1 - K_{\Gamma 22}^{III}(t) K_{\Gamma 30}(t)))) \} dt \quad (4.5)$$

де $K_{\Gamma 1}(t)$, $K_{\Gamma 2}(t)$, $K_{\Gamma 3}(t)$ – НКГ розрахункових елементів, що включають до свого складу елементи устаткування, випробування яких призводить канал до непрацездатності (на час випробувань), тому вони розраховуються за (3.40);

$K_{\Gamma 7}(t)$, $K_{\Gamma 8}(t)$, $K_{\Gamma 9}(t)$, ... – НКГ розрахункових елементів, що моделюють випробувані елементи устаткування, випробування яких не призводить канал до непрацездатності, розраховуються за (3.37);

$K_{\Gamma 4}^{III}$, $K_{\Gamma 5}^{III}$, $K_{\Gamma 6}^{III}$, ... – НКГ невипробуваних розрахункових елементів розраховуються за (3.24).

4.5.3 Вихідні дані

Склад розрахункових елементів та їхніх ПН подано в додатку В таблиці В.5.

Слід зазначити, що в разі якщо під номером розрахункового елемента вказано кілька елементів, то технологічне позначення обладнання відповідає складу першого з перелічених розрахункових елементів.

4.6 Система технічної води відповідальних споживачів (VF/QF)

4.6.1 Ідентифікація системи

Система техводи відповідальних споживачів призначена для забезпечення охолоджувальною водою обладнання систем, важливих для безпеки і систем нормальної експлуатації.

Система складається з трьох незалежних каналів, кожен з яких забезпечує водою власних споживачів (подача води від одного каналу до споживачів іншого каналу під час роботи реактора на потужності неможлива).

Технологічну схему першого каналу системи представлено в додатку В на рисунку В.17.

4.6.2 Моделювання системи

У кожному каналі системи змонтовано два насоси QF11(21,31)D01 і QF11(21,31)D02. Оскільки система поєднує функції системи нормальної експлуатації та СБ, один із зазначених насосів кожного каналу перебуває в роботі, а інший - у резерві.

Один раз на місяць відбувається перехід з одного насоса на інший, крім того, проводять випробування системи від джерел надійного електропостачання, а також випробування регулювального клапана VF40 (50,60) S05 і відмивання бака VF10 (20,30) B01 за допомогою впливу на арматуру бака VF10 (20,30) S03,S04,S05.

Таким чином, ключовою відмінністю цієї системи від розглянутих раніше є наявність елементів, що працюють безперервно.

Елементи системи, через які постійно циркулює вода:

- VP10(20,30)S01,S02,S03;
- QF11(21,31)N01;
- VF40(50,60)S06;

- VF11(21,31)S01,S03,S04;
- VF12(22,32)S01,S03,S04,S06,S07,S09,S11,S13,S14,S15.

Елементи, які працюють безперервно протягом певного часу, а потім переводяться в резерв:

- QF11(21,31)S04,S05;
- QF11(21,31)D01,D02;
- QF11(21,31)S06,S08;
- QF11(21,31)S07,S09.

Елементи, які періодично випробовуються:

- VF10(20,30)S03,S04,S05 - у разі проведення відмивання з переливом VF10(20,30)B01;
- VF40(50,60)S05 - щомісяця під час проведення переходу з робочого насоса на резервний.

Елементи, які не працюють між випробуваннями:

- VF10(20,30)B01.

Процедура планового переходу на резервні насоси (проводиться щомісяця):

1. Початковий стан системи перед виконанням переходу:
 - у роботі VF10(20,30), QF10(20,30);
 - арматура QF11(21,31)S04,S05,S07,S09 відкрита;
 - арматура QF11(21,31)S10,S11 закрита.
2. Проводиться вимірювання віброшвидкості підшипників вузлів працюючого насоса QF11 (21,31) D01 (D02).
3. Запустити резервний насос QF11(21,31)D01(D02) (при цьому обидва насоси одного каналу якийсь час працюють разом).
4. За відсутності зауважень закрити засувку на напорі насоса, що виводиться в резерв, QF11(21,31)S09(S07).
5. Відключити насос, що виводиться в резерв. За наявності зауважень закрити засувку на напорі несправного насоса QF11(21,31)S09(S07). Насос зупинити, ухвалити рішення про ремонт.
6. Відкрити засувку на напорі насоса, виведеного в резерв.

7. Провести вимірювання віброшвидкості підшипників вузлів працюючого насоса.

8. Виконати перевірку обладнання та трубопроводів системи VF на герметичність і справність.

Процедура планового випробування від джерел аварійного енергопостачання (проводиться щомісяця):

1. Початковий стан системи:

- у роботі VF10(20,30), QF10(20,30);
- арматура QF11(21,31)S04,S05,S07,S09 відкрита;
- арматура QF11(21,31)S10,S11 закрита.

2. Виконано техобслуговування бака VF10(20,30) з дренавання осаду із залученням арматури VF10(20,30)S03,S04,S05.

3. Зняти з АВР насос, що перебуває в резерві, перевести КУ насоса в положення "Ремонт". (Ця дія забезпечує перевірку/запуск тільки одного працюючого насоса).

4. Закрити засувку на напорі працюючого насоса QF11(21,31)S07(S09).

5. Знеструмити секції BV(BW,BX).

6. Проконтролювати запуск насоса, що працював раніше, за програмою ступеневого пуску (третій ступінь - через 10 сек після запуску ДГ).

7. Проконтролювати початок відкриття засувки на напорі працюючого насоса QF11(21,31)S07(S09). Зупинити відкриття зазначеної засувки в положенні 50 - 80 % відкриття. (ця операція виконується для контролю нормального зливу запасу води з бака VF10 (20,30) B01 при затримці із запуском насоса QF11 (21,31) D01 (D02).)

8. Контролювати злив із бака VF10(20,30)B01 (контроль положення зворотного клапана VF10S05 і рівня в баку VF10(20,30)B01).

9. Перевести систему на нормальне живлення. Проконтролювати стабілізацію рівня в баку VF10(20,30)B01 на номінальному рівні. Перевести насос, що перебуває в резерві, у положення - взвод АВР.

Слід зазначити, що типовий регламент безпечної експлуатації ТРВ-1000 [55]

не вимагає щомісячної перевірки керування арматурою системи від ключів керування (табл. 5.2.5 ТРВ-1000 [55]).

Виходячи з аналізу графіка ТО, випробування, випробувань і переходів за АВР [40], переходи в різних каналах системи виконуються в різний час. Зсув між переходами по каналах становить близько 10 діб.

Усередині кожного каналу QF/VF є резервування по насосній підсистемі за принципом 2 з 2.

Розрахункова та логічна схеми для аналізу надійності роботи системи подано в додатку В на рисунках В.18 і В.19.

Коефіцієнт готовності розраховується для кожного каналу системи окремо. Для першого каналу системи коефіцієнт готовності має вигляд:

$$K_{\Gamma} = \frac{1}{T_a} \int_0^{T_a} \{K_{\Gamma 1}(t)(1 - (1 - K_{\Gamma 2}(t))(1 - K_{\Gamma 3}(t)))K_{\Gamma 4}^{II}(t)K_{\Gamma 5}^{III}(t)\}dt \quad (4.6)$$

де $K_{\Gamma 1}(t)$ – НКГ для розрахункового елемента 1, розрахункова залежність (3.37);

$K_{\Gamma 2}(t)$, $K_{\Gamma 3}(t)$ – НКГ для розрахункових елементів 2,3, які утворюють підтип I/II і розраховуються за (3.58) (див. модель 7);

$K_{\Gamma 4}^{II}$ – НКГ для безперервно працюючих елементів, що функціонують за графом II типу, розрахункова залежність (3.22);

$K_{\Gamma 5}^{III}$ – НКГ для елементів, що функціонують за графом III типу, розрахункова залежність (3.24).

Коефіцієнт готовності для решти двох каналів має той самий вигляд, однак у розрахункових виразах (3.37), (3.58) для елементів 1-3 необхідно змінити номер каналу i .

4.6.3 Вихідні дані

Склад розрахункових елементів та їхніх ПН наведені в додатку В

таблиці В.6.

Слід зазначити, що в разі якщо під номером розрахункового елемента вказано кілька елементів, то технологічне позначення обладнання відповідає складу першого з перелічених розрахункових елементів.

4.7 Резервна дизельна електростанція (РДЕС)

4.7.1 Ідентифікація системи

Резервна дизельна електрична станція (РДЕС) є автономним аварійним джерелом електропостачання відповідальних споживачів АЕС, зокрема захисних і локалізувальних пристроїв, у разі зникнення напруги на секції надійного живлення BV, BW і ВХ. РДЕС є системою безпеки, що забезпечує, і складовою частиною системи аварійного енергопостачання.

В основу проекту РДЕС покладено такі основні принципи та критерії:

- автоматичний запуск дизель-генератора забезпечується протягом 15 сек з моменту подання команди на пуск до моменту готовності до прийняття навантаження;
- час необслуговуваної роботи дизель-генераторів РДЕС в аварійному режимі становить 240 годин;
- робочі елементи РДЕС забезпечує можливість періодичного випробування для виявлення їхньої працездатності;
- короткочасний (зі зняттям ДГ з режиму "Резерв" до 72 годин) ремонт однієї з трьох РДЕС блоку може проводитися під час роботи реактора на потужності;
- під час випробування дизель-генератора на виділене навантаження РДЕС не втрачає своїх функціональних властивостей;
- роботу дизель-генераторів паралельно з мережею передбачають під час проведення пуско-налагоджувальних робіт і для випробування агрегату під номінальним навантаженням на непрацюючому, розхолоджені реакторі;

- якість електроенергії, що виробляється РДЕС, відповідає нормативним параметрам за напругою і частотою;
- РДЕС проектується з урахуванням зовнішніх впливів, обумовлених ударною хвилюю, землетрусами, ураганними вітрами, пожежами тощо;
- виключено можливість одночасної втрати трьох РДЕС одного енергоблока зі спільної причини.

У режимі нормальної експлуатації енергоблока АЕС РДЕС перебувають у стані постійної готовності до пуску (режим "Резерв").

Усі РДЕС скомпоновані по три в одному приміщенні. Просторова ізолюваність РДЕС, розташованих в одному приміщенні, досягається наявністю пожежостійких перегородок. Кожен енергоблок забезпечується трьома РДЕС.

Моделювання проводиться для таких систем РДЕС:

- 1) паливна;
- 2) масляна;
- 3) охолодження:
 - внутрішнього контуру;
 - зовнішнього контуру;
- 4) повітряна;
- 5) дизель-генератор (ДГ).

По кожній системі з урахуванням її призначення формулюється критерій відмови.

Технологічні схеми каналів зазначених вище систем, розташованих у першій комірці РДЕС, представлено в додатку В на рисунках В.20 – В.25 (оперативне найменування арматури та обладнання наводять для першої системи безпеки, для другої і третьої систем першу цифру замінюють відповідно на 2 і 3).

4.7.2 Моделювання системи та вихідні дані для систем, що входять до складу РДЕС

Паливна система

Паливна система призначена для безперебійного забезпечення дизеля паливом. Система має забезпечити питому витрату палива за номінальної потужності не менше 233 г/кВт·год. Автономного запасу палива на РДЕС має вистачити на безперервну роботу станції без дозаправлення протягом трьох діб на навантаженнях ступеневого пуску.

Під час роботи дизеля паливо на форсунки подається з витратного бака через фільтри грубого і тонкого очищення за допомогою насоса QC10D01 і насосів ПНВТ. Поповнення витратного бака QC11B01 під час роботи ДГ проводиться періодично з проміжного бака QC12B01 об'ємом 100 м³. У разі зниження рівня у витратному баці за сигналами датчиків рівня вмикається основний підкачувальний насос і, за необхідності, - резервний підкачувальний насос (для збільшення подачі у витратний бак). Електронасос QC11D01 використовується для прокачування паливної системи дизеля перед пуском.

У процесі виконання покладеного на паливну систему завдання вона проходить два етапи функціонування. Перший етап полягає в успішному запуску (етап пуску), другий - основний етап забезпечення безперебійної подачі палива на дизель. При цьому склад обладнання, що забезпечує успішне проходження кожного етапу, різний. На першому етапі задіяні обладнання та механізми на ділянці:

бак QC11B01 - насос QC11D01 - трубопроводи всередині дизеля - бак QC11B01.

При цьому насоси QC11D01 і ПНВТ не несуть функціонального навантаження на етапі пуску, тому в логічну схему не включені.

Слід зазначити, що фільтрація палива є важливою функцією системи, а відмова фільтра на кшталт засмічення цілком можлива, тому блоки фільтрів QC11N02,N03,N04,N05, незважаючи на відсутність у них рухомих частин, включено до розгляду та представлено в логічній схемі у вигляді окремих структурних елементів. Фільтри тонкого очищення QC11N02 і QC11N03 за

технологічною схемою встановлені на паралельні ділянки трубопроводу. При цьому функціональне навантаження несе лише один із пари фільтрів, через який спрямовується весь паливний потік. Тому в логічній схемі фільтри подано як дублювальні елементи. Те саме стосується і пари фільтрів грубого очищення QC11N04,N05.

У структурі паливної системи необхідно врахувати елементи ділянки від бака QC11B01 до бака QC12B01 включно, оскільки тільки наявність працездатного стану цієї гілки забезпечить тривалу безперебійну роботу паливної системи. Також на цьому етапі підключаються в роботу паливopідкачувальний насос QC10D01 і пара насосів ПНBT, а насос QC11D01 відключається.

Логічну схему представлено в додатку В на рисунку В.26.

Слід зазначити, що, незважаючи на паралельне з'єднання основного і резервного насосів QC12D01, D02, у технологічній схемі призначення їх різне. У низці випадків під час роботи паливної системи необхідне спільне функціонування обох насосів, тому в логічній схемі ці гілки з'єднано послідовно.

Комплексна перевірка цієї системи проводиться або під час запуску ДГ на холостому ході, або під час АСП. При цьому випробуванню піддаються всі елементи системи одночасно. Елементи системи, які з'єднані послідовно і мають загальний єдиний графік випробувань, об'єднуються в один укрупнений елемент із сумарною інтенсивністю відмов.

Розрахункову схему для різних етапів роботи паливної системи представлено в додатку В на рисунку В.27.

Склад укрупненого розрахункового елемента системи та його ПН наведено в додатку В таблиці В.7.

Масляна система РДЕС

Система призначена для безперервної подачі оливи на змащування та охолодження деталей дизеля і підшипників генератора, приймання, видалення, очищення та зберігання оливи. Система повинна забезпечувати сепарацію оливи та видалення домішок і вологи з оливи.

Слід зазначити, що склад обладнання та його компонування для 5РДЕС1 і 5РДЕС2,3 різні. У маслосистемі першої комірки РДЕС встановлено маслопідкачувальні насоси QD14D01,D02. У другій і третій комірці РДЕС у даній системі їх немає, однак, у ній встановлено пару засувок з електроприводом QD14S03,S04, які фактично виконують функцію підкачувальних насосів.

Функцію очищення, зберігання, сепарації оливи та видалення з неї домішок і вологі не розглядають як таку, що істотно не впливає на виконання основних функцій РДЕС (докладний аналіз цього припущення наведено нижче). Тому низку трубопроводів, дренажний бак і насос, а також насос відкачування, оливоочисна машина і підземні резервуари РДЕС на рисунках не наведено.

У процесі чергування (без запуску дизель-генератора) в підживлювальному баку і цистерні циркуляційного мастила контролюють рівень і, в разі його зниження, з'ясовують причину, а потім за допомогою підживлювальних насосів QD14D01 (D02) або засувок з електроприводом QD14S03 (S04) (для 5РДЕС2,3) проводять підживлення ємностей із бака запасу QD14B01. Під час чергування РДЕС контролюють наявність масла в ГА.

Під час здійснення запуску дизель-генератора (ДГ) маслосистема проходить два етапи функціонування. Етапи різняться як покладеними на систему функціями, так і складом обладнання, задіяного на цьому етапі.

На першому етапі функціонування під час запуску ДГ масло під великим тиском надходить від ГА по гілці:

*QD12D03 → QD11S12 → внутрішньокорпусні пристрої дизеля →
генератор → цистерна QD11B01.*

Далі підключаються пневмоприводні оливопрокачувальні агрегати, і циркуляція масла здійснюється за схемою:

*цистерна QD11B01 → АМП → фільтр QD12N01 → QD12S02 → дизель →
генератор → цистерна QD11B01.*

Подача від гідроаккумуляторів (ГА) на привід великих допоміжних механізмів проводиться практично одночасно з невеликим випередженням подачі від ГА. Механізми, задіяні на цьому етапі функціонування, мають забезпечити необхідний пусковий тиск масла в системі.

Логічна схема включає обладнання для обох етапів функціонування. У схемі є дві паралельні гілки, до яких входять насоси із пневмоприводом і арматурою на всмоктуванні та напорі цих насосів, що дублюють один одного під час виконання своєї функції.

Подальше постачання маслом ДГ здійснюється по основному контуру:

цистерна QD11B01 → QD11S04 → циркуляційний насос дизеля QD10D01 → фільтр QD11N02 → охолоджувачі масла QD11W01, W02 → дизель → QD17S01 → QD17S01 → генератор → цистерна QD11B01.

Компенсація протікань основного контуру здійснюється з бака QD11B02. У разі падіння рівня в баку QD11B02 його підживлення здійснюється від насоса QD13D01 або від підживлювальних насосів QD14D01 і QD14D02 з бака запасу QD14B01. Від підживлювальних насосів також здійснюється підживлення цистерни QD11B01. Усі елементи обладнання, задіяні на другому етапі функціонування, зокрема обладнання на лініях подачі масла з бака запасу і підживлювального бака, входять до структурної схеми. За відсутності пошкоджень у маслосистемі, пов'язаних зі значним витокм масла, подавання оливи від насосів QD14D01, D02 або відкриття засувки QD14S03, S04 (в альтернативній конфігурації) не потрібне. Запасу масла в підживлювальному баку QD11B02 і циркуляційній цистерні QD11B01 достатньо для безперервної роботи РДЕС протягом 10 діб. Тому під час періодичних випробувань РДЕС обладнання, що здійснює подачу масла з бака запасу QD14B01, не задіяне і консервативно вважається таким, що не випробовується. При цьому інтенсивність відмов через неякісне проведення випробувань для таких елементів відсутня. Вузол

підживлювальних насосів з арматурою (засувки з електроприводом для 5РДЕС-2,3) утворює в структурній схемі паралельне з'єднання. Логічну схему системи наведено в додатку В на рисунку В.28.

Слід зазначити, що, незважаючи на те, що в технологічній схемі низку елементів зображено як два паралельно з'єднані об'єкти, у структурній схемі вони пов'язані послідовно. Це виникає внаслідок того, що функціонально обладнання виконує доповнювальну функцію, і в разі відмови, наприклад, одного з двох охолоджувачів QD11W01(W02) охолодження буде недостатнім, а протікання охолоджувача призводить до відмови системи. Те саме можна сказати щодо фільтрів QD11N02, QD11N01.

Різниця в компонованні та складі обладнання для комірок РДЕС блоків ЗАЕС призвела до відмінності в структурних схемах.

Комплексна перевірка цієї системи проводиться або під час запуску ДГ на холостому ходу, або під час АСП. Усі елементи системи, з'єднані послідовно, що мають однаковий графік випробувань, об'єднуються в один розрахунковий елемент із сумарною інтенсивністю відмов.

Розрахункова схема наведена в додатку В на рисунку В.29.

Склад укрупненого елемента розрахункової схеми та його ПН наведено в додатку В, таблиця В.8.

Система води внутрішнього контуру

Система призначена для приймання, перекачування і подачі води для охолодження внутрішньокорпусних пристроїв дизеля і відведення тепла в теплообміннику QE11W01 до системи охолодження зовнішнього контуру.

Для промивання системи використовується розчин з бака QE13B02 ємністю 2,5 м³. Функція промивання не є основною для цієї системи, а сам процес промивання системи не пов'язаний з періодичними випробуваннями РДЕС. Тому елемент бак QE13B02 разом з обв'язкою виключено з розгляду.

При знаходженні РДЕС у стані гарячого резерву - в режимі "Чергування" - система забезпечує підтримання температури внутрішньокорпусних пристроїв

дизеля. Для цього призначений так званий блок гарячого резерву (БГР), який автоматично вмикається в роботу в разі зниження температури води нижче 25 °С і відключається в разі температури вище 31 °С. Циркуляція БГР здійснюється за такою схемою:

бак QE12B01 (з електронідегрівом) - насос QE12D01 - підігрівач масла QD13W01 - водяна сорочка дизеля - бак QE12B01.

Систему БГР можна розглядати як систему безперервної дії. При цьому ймовірність відмови БГР буде залежати від інтенсивності відмов елементів, що входять до її складу, і тривалості аварійного ремонту (що виникає за фактом відмови елементів). Моделюємо за допомогою графа І типу.

Логічна схема системи наведена в додатку В на рисунку В.30.

Функціонування системи можна умовно розділити на два етапи. На першому пусковому етапі задіяно обладнання контуру циркуляції води під час роботи РДЕС. Для тривалої роботи системи необхідно проводити підживлення системи, компенсуючи штатні протікання. Для подачі підживлювальної води в розширювальний бак QE12B01 призначені насоси QE13D01 і QE13D02, які разом з арматурою утворюють дві паралельні гілки.

Розрахункова схема системи наведена в додатку В на рисунку В.31.

Склад укрупнених елементів розрахункової схеми та його ПН наведено в додатку В, таблиця В.9.

Система води зовнішнього контуру

Система призначена для охолодження води внутрішнього контуру, циркуляційного мастила, повітря в повітроохолоджувачах дизеля і генератора.

Вода в систему надходить із напірного колектора насосів QF11D01,D02. Прокачування води через теплообмінники відбувається після відкриття пневмоклапанів QF12S03,S07. Спрацьовування пневмоарматури відбувається за фактом запуску дизеля за наявності тиску масла в масляній системі. Під час

розгляду цієї системи не враховується надійність охолоджувачів масла і води, тому що ці елементи за своєю комплексною функцією розглянуто вище під час аналізу відповідних систем.

Логічна схема системи, представлена в додатку В на рисунку В.32.

Після об'єднання в один елемент послідовно з'єднаних елементів, що мають єдиний графік відновлення, отримано розрахункову схему (в додатку В рисунок В.33).

Склад укрупненого елемента і його ПН наведено в додатку В таблиці В.10.

Система повітряна

Система призначена для:

- 1) редукування повітря, що надходить від ресиверів РВ UT10B01 з тиском $45-50 \text{ кгс/см}^2$, і подачі його до пускової та керуючої систем дизеля;
- 2) забезпечення роботи виконавчих пристроїв, що беруть участь у технологічних операціях пуску і зупинки дизеля;
- 3) провертання колінчастих валів дизеля під час пуску;
- 4) редукування повітря до $4-6 \text{ кгс/см}^2$ і підведення його до терморегуляторів і регулювальних клапанів системи водяного охолодження зовнішнього контуру РДЕС.

Основне функціональне навантаження система несе під час пуску і зупинки РДЕС. У режимі роботи повітря системи використовується для керування клапанами QG14S02,S05, QE11S02, QF12S11, QF12S03,S07.

Тому протягом усього часу з моменту подачі сигналу на запуск РДЕС до її зупинки система повинна перебувати в працездатному стані. При цьому конфігурація системи не змінюється в процесі виконання своїх функцій (на відміну, наприклад, від масляної системи або паливної системи). Запас води в балонах достатній для здійснення трьох послідовних запусків РДЕС. У разі зниження тиску повітря в балонах автоматично спрацьовують електропневмоклапани (ЕПК) QG11S01,S02, і здійснюється підкачування повітря від ресивера UT10B01 через редукційний клапан QG11S03,S04. У зв'язку з цим

лінію подачі повітря від ресивера також включено в розгляд під час аналізу як таку, що впливає на працездатність системи. Однак сам ресивер не належить до обладнання РДЕС, тому виключений з аналізу.

Усі електропневмоклапани (ЕПК) управляючої системи несуть різні функції і мають бути справними, тому в логічній схемі (в додатку В рисунок В.34) вони з'єднані послідовно.

Для нормальної роботи системи необхідно, щоб працездатними були підсистеми балонів повітря, пускова і управління повітрям регуляторів.

Тому ці групи елементів у структурній схемі з'єднані послідовно.

У схемі також є низка елементів, з'єднаних між собою паралельним зв'язком. Таке з'єднання виникає, зокрема, у пусковій підсистемі для двох груп елементів: групи запірний клапан QG13S12, редукційний клапан QG13S18, пневмоарматура QG13S20 і групи з аналогічними елементами QG13S16, QG13S17, QG13S19.

Після проведення укрупнення, за якого послідовні елементи об'єднуються в один із сумарною інтенсивністю відмов, отримаємо розрахункову схему, наведену в додатку В на рисунку В.35.

Склад укрупнених елементів та їхні ПН наведено в додатку В таблиці В.11.

Дизель-генератор, прилади й автоматика

Розглянуто такі системи та елементи обладнання РДЕС:

- Дизель-генератор.
- Система зовнішнього повітрязабору та газовипуску.
- Шафа управління місцева.
- Комплектний пристрій.
- Контрольно-вимірювальний пристрій (КВП).
- Система автоматичного регулювання (САР).

Система зовнішнього повітрязабору і газовипуску призначена для подачі очищеного повітря до турбокомпресора дизеля і відведення від нього в атмосферу вихідних газів. До системи входять: блок фільтрів повітрязабору, трубопроводи

зовнішнього повітрязабору, трубопроводи зовнішнього газовипуску, глушник шуму (іскрогасник).

Під час моделювання надійності дизель, підшипники дизеля, система повітрязабору та газовипуску розглядаються як один елемент і позначені в структурній схемі QV.

З'єднання дизеля з генератором здійснюється за допомогою еластичної муфти. Генератор із підшипниками та еластичною муфтою розглядається як один елемент і позначений на структурній схемі GV.

Шафа управління місцева (ШУМ) призначена для ручного управління ДГ під час пуско-налагоджувальних робіт і після технічного обслуговування (ТО) 2 і ТО3. ТО2,3 проводять у ППР, при цьому ТО2 проводиться 1 раз на рік, а ТО3 - 1 раз на 4 роки. Після встановлення РДЕС у режим "Чергування" запуски з ШУМ не проводяться, а відмова приладів і показчиків, розташованих на ШУМ, не призводить до відмови (неготовності) РДЕС. Тому вважаємо, що стан ШУМ не впливає на надійність РДЕС у проміжку між ППР, а отже, цей об'єкт із подальшого аналізу виключається.

Комплектний пристрій призначений для управління, захисту, сигналізації та регулювання станції.

Комплектний пристрій забезпечує постійну готовність станції до автоматичного пуску, формування імпульсу на увімкнення генератора, захист генератора, автоматичне підтримання в заданих межах вихідної напруги генератора, живлення системи автоматичного керування постійним струмом, підтримання постійної частоти ДГ, зупинку станції в разі спрацьовування захистів, управління власними потребами.

Під час планових випробувань РДЕС (холостий хід) запуск проводиться з ШКД.

Контрольно-вимірювальні прилади розташовані на шафах ШУМ, ШУГ, ШУД, а також за місцем вимірювання і на дистанційних щитах управління.

Система автоматичного регулювання РДЕС містить систему автоматичного підтримання частоти обертання ДГ, напруги, підтримання температури води внутрішнього контуру і масла.

Під час моделювання надійності автоматики та контрольно-вимірювальних приладів і пристроїв комплектний пристрій, КВП і САР розглянуто як один структурний елемент, у схемі позначений КВПіА.

У разі виходу з ладу будь-якого з вищеназваних структурних елементів відбувається відмова системи, тому в структурній схемі вони з'єднані послідовно. Розрахункову схему системи наведено в додатку В на рисунку В.36.

Склад розрахункового елемента і ПН наведено в додатку В таблиці В.12.

4.7.3 Загальна модель РДЕС

Резервну дизельну електростанцію розглядають як систему, що складається з таких шести підсистем-блоків:

- паливна система;
- маслосистема;
- система води внутрішнього контуру;
- система води зовнішнього контуру;
- система повітря;
- дизель-генератор, прилади й автоматика.

Кожна з підсистем має певну структуру з'єднання елементів, яка разом зі статистичною оцінкою інтенсивності відмов визначає ймовірність її безвідмовної роботи. Для безвідмовної роботи РДЕС необхідна працездатність усіх її підсистем, а вихід з ладу будь-якої з них призводить до відмови (неготовності) даної РДЕС, тому всі підсистеми утворюють послідовне з'єднання. З урахуванням цього сформовано розрахункову схему РДЕС, представлену в додатку В на рисунку В.37.

Для забезпечення надійного живлення СБ енергоблока встановлено по три РДЕС на ЕБ. За наявності аварійного сигналу за фактом знеструмлення власних

потреб ЕБ проводиться запуск РДЕС. При цьому кожна РДЕС подає живлення на свій канал безпеки.

Коефіцієнт готовності для кожної комірки РДЕС розраховується окремо.

Для першої комірки РДЕС коефіцієнт готовності має вигляд:

$$K_{\Gamma} = \frac{1}{T_a} \int_0^{T_a} \left\{ K_{\Gamma 1}(t) K_{\Gamma 2}^{\text{III}}(t) \left\langle 1 - \left(1 - K_{\Gamma 3}(t) K_{\Gamma 5}^{\text{III}}(t) \right)^2 \right\rangle \left\langle 1 - \left(1 - K_{\Gamma 7}(t) K_{\Gamma 9}^{\text{III}}(t) \right)^2 \right\rangle \left\langle 1 - \left(1 - K_{\Gamma 11}(t) K_{\Gamma 13}^{\text{III}}(t) \right)^2 \right\rangle \times \right. \\ \left. \times \left\langle 1 - \left(1 - K_{\Gamma 15}^{\text{III}}(t) \right)^2 \right\rangle \left\langle 1 - \left(1 - K_{\Gamma 17}^{\text{III}}(t) \right)^2 \right\rangle \left\langle 1 - \left(1 - K_{\Gamma 19}^{\text{III}}(t) \right)^2 \right\rangle \left\langle 1 - \left(1 - K_{\Gamma 21}^{\text{III}}(t) \right)^2 \right\rangle K_{\Gamma 23}(t) K_{\Gamma 24}(t) \right\} dt, \quad (4.7)$$

де $K_{\Gamma 1}(t)$, $K_{\Gamma 3}(t)$, $K_{\Gamma 7}(t)$, $K_{\Gamma 11}(t)$, $K_{\Gamma 24}(t)$ – НКГ для відповідних розрахункових елементів, розрахункова залежність (3.37);

$K_{\Gamma 23}(t)$ – НКГ для розрахункового елемента 24, розрахункова залежність (3.18);

решта НКГ – для елементів, що функціонують за графою III типу, розрахункова залежність (3.24).

Коефіцієнт готовності для решти двох каналів має той самий вигляд, однак у розрахунковому виразі (3.37) для елементів 1, 3, 7, 11, 24 необхідно змінити номер каналу i .

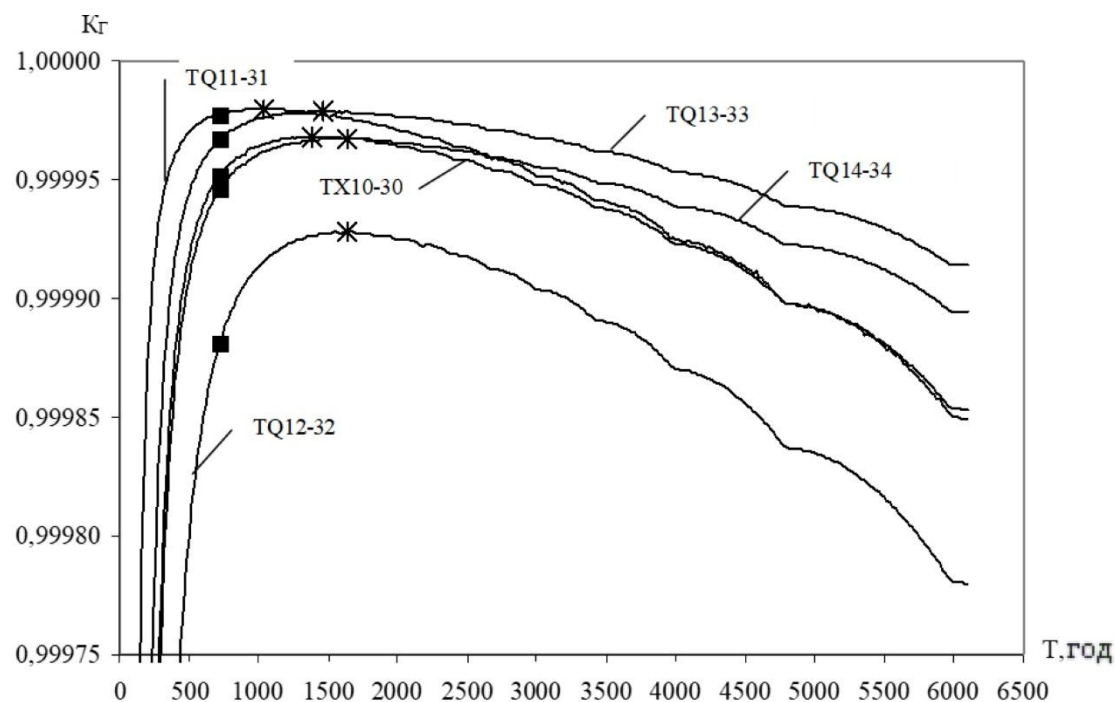
Інтенсивності відмов розрахункових елементів залежно від етапу функціонування та номера осередку РДЕС наведено в додатку В, таблиця В.13. Інформацію в таблиці наведено за одним каналом.

4.8 Зведені результати розрахунків для СБ

Періодичність проведення випробувань (і перемикачів для системи QF/VF) варіювалася в інтервалі від $T = 100$ год до $T = 6100$ год із кроком 20 год. Чисельне інтегрування для обчислення коефіцієнта готовності проходило з різною абсолютною точністю від 10^{-5} до 10^{-7} і залежало від порядку величин коефіцієнта

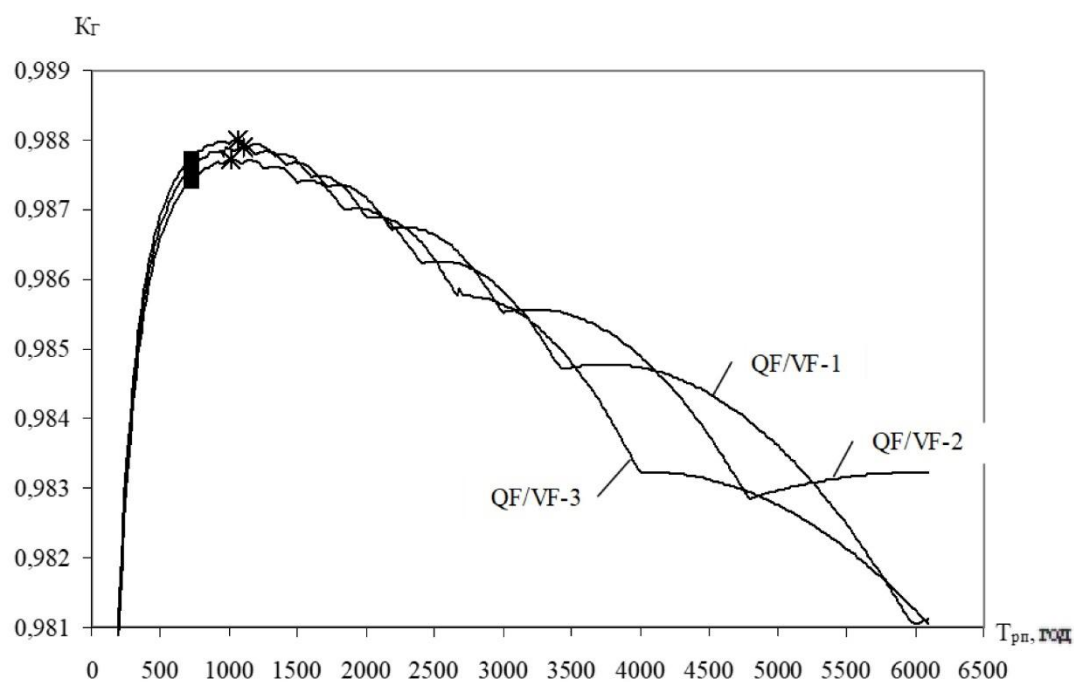
готовності. Вибір точності розрахунку здійснювався з принципу забезпечення мінімального впливу на результат похибок чисельної оцінки за умови прийнятної тривалості розрахунку (не більше 10 годин комп'ютерного часу на 1 систему/канал).

Результати представлені на рисунках 4.1-4.3 в режимах експлуатації ЯЕУ з ВВЕР 1000 проектної тривалості паливної кампанії (1 рік) [55,56].



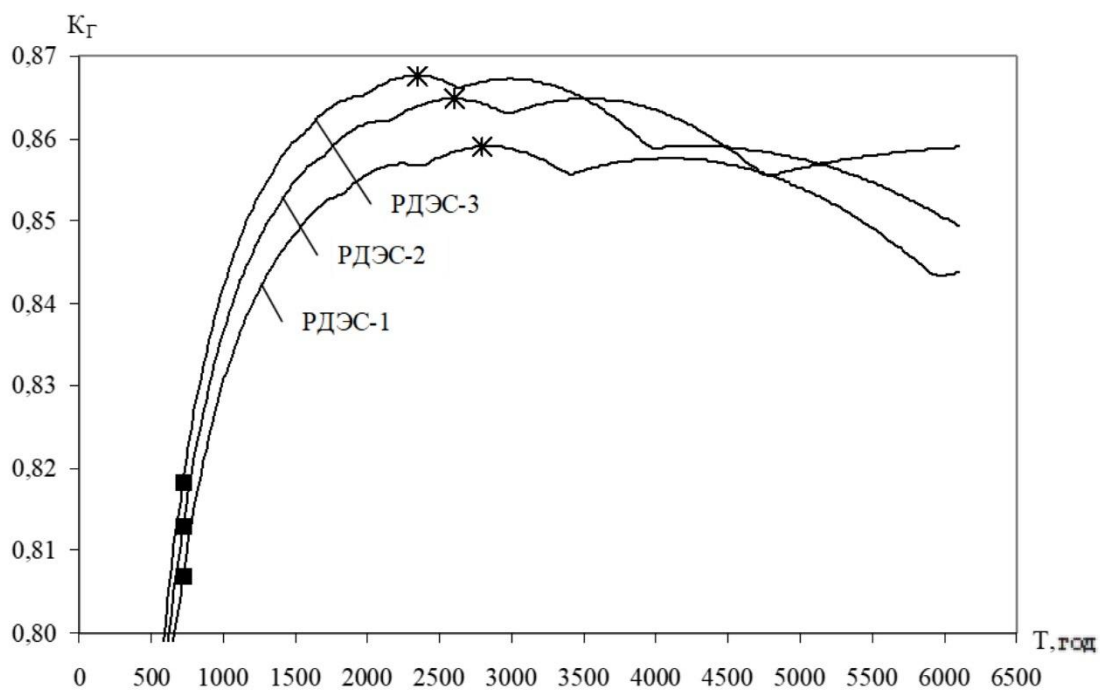
* - оптимальні характеристики ■ - регламентні характеристики

Рисунок 4.1 - Залежність стаціонарного коефіцієнта готовності від періодичності випробувань активної частини САОЗ і системи аварійного підживлення ПГ



* - оптимальні характеристики ■ - регламентні характеристики

Рисунок 4.2 - Залежність стаціонарного коефіцієнта готовності від періодичності планових випробувань/перемикань каналів системи аварійної технічної води відповідальних споживачів



* - оптимальні характеристики ■ - регламентні характеристики

Рисунок 4.3 - Залежність стаціонарного коефіцієнта готовності від періодичності випробувань комірок РДЕС

У режимах підвищення тривалості паливних кампаній реактора критерій оптимізації періодичності випробувань СБ на потужності - ідентичність коефіцієнтів готовності виконання функцій безпеки та оптимальної частоти випробувань у режимах проектної та підвищеної тривалості паливних кампаній. З урахуванням цього критерію результати розрахунку оптимальної періодичності випробувань активних СБ на потужності реактора в режимі півторарічної паливної кампанії наведено в табл. 4.1

Таблиця 4.1 - Результати оптимізації періодичності планових випробувань СБ в режимах півторарічної паливної кампанії

Система/канал	Регламентні характеристики		Оптимальні характеристики	
	$T_{\text{регл}},$ год	$K_{\Gamma}^{\text{регл}}$	$T^*,$ год	K_{Γ}^*
1	2	3	4	5
Спринклерна система TQ11–31	720	0,9999776	1440	0,9999799
Система аварійного розхолодження TQ12–32	720	0,999881	2160	0,999928
Система вводу бора з насосами вприску бора TQ13–33	720	0,9999672	2160	0,9999788
Система вводу бора з насосами подачі бора TQ14–34	720	0,9999459	2160	0,9999672
Система аварійної живильної води парогенераторів TX10–30	720	0,9999518	1440	0,9999682
Система технічної води відповідальних споживачів QF/VF				
Канал 1	720	0,9874	1440	0,9877
Канал 2	720	0,9876	1440	0,9879
Канал 3	720	0,9877	1440	0,9880
Резервна дизельна електростанція РДЕС			1440	
Канал 1	720	0,807	1440	0,859
Канал 2	720	0,813	1440	0,865
Канал 3	720	0,819	1440	0,849

4.9 Висновки до четвертого розділу

1. Аналіз технологічних регламентів безпечної експлуатації ЯЕУ з ВВЕР засвідчив, що встановлена періодичність планових випробувань систем безпеки в робочих режимах реактора недостатньо обґрунтована, тому що не враховує досвіду експлуатації, ефектів зношення/деградації устаткування під час надлишкових випробувань та модернізації стратегій експлуатації реакторних установок в режимах підвищеної номінальної потужності і тривалості паливних кампаній.

2. Адаптований до режимів підвищеної тривалості паливних кампані ризик-орієнтований метод кваліфікації модернізації стратегій оптимізації періодичності випробувань систем безпеки під час роботи на потужності ядерних енергоустановок.

Критерій оптимізації - імовірнісний показник максимальної надійності виконання призначених функцій безпеки систем, що відповідає оптимальній періодичності випробувань.

3. На основі адаптованого ризик-орієнтованого методу встановлено оптимальні періодичності планових випробувань систем безпеки у робочих режимах реактора півторарічної паливної кампанії, які в 2-3 рази більші за регламентні.

4. На основі отриманих результатів розроблено практичні рекомендації щодо вдосконалення технологічних регламентів безпечної експлуатації ядерних енергоустановок з ВВЕР.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

Уроки воєнного часу встановили, що на забезпечення необхідних умов безпеки АЕС України найбільший вплив мають численні пошкодження або руйнування критичних інфраструктур енергетики. Це спричиняє аварійні зупинки енергоблоків через зовнішнє знеструмлення. У проєктних обґрунтуваннях безпеки ядерних енергетичних установок з ВВЕР вважалося, що ймовірність аварії зі знеструмленням енергоблоків не перевищуватиме одного випадку за мільйон років. Однак за три роки війни сталося кілька десятків аварійних зупинок енергоблоків АЕС України через пошкодження або руйнування критичних інфраструктур енергетики й зовнішнє знеструмлення станцій.

Таким чином, з урахуванням уроків екстремальних умов воєнного часу, загальний рівень безпеки атомної енергетики України суттєво знизився і для підвищення ефективності безпечної експлуатації атомної енергетики України в екстремальних умовах воєнного часу актуальними є питання кваліфікації стратегій експлуатації на підвищеній номінальній потужності реактора й стратегій експлуатаційних випробувань систем безпеки в умовах підвищеної номінальній потужності реактора та збільшення тривалості “паливної кампанії”.

До найбільш важливих результатів, які отримано в дисертаційній роботі, відносяться наступні:

1. На основі проведеного аналізу проєктних і перспективних стратегій експлуатації реакторів на ПТПК та ПНП встановлено:

- Перспективні стратегії ПТПК та ПНП можуть бути реалізовані через модернізацію нейтронно-фізичних та/або теплофізичних властивостей ядерного палива.

- Методи розрахункової кваліфікації модернізацій СВБ ЯЕУ, які ґрунтуються на моделюванні робочих і аварійних режимів детерміністичними кодами (ДК) , недостатньо обґрунтовані для кваліфікації стратегій ПТПК та ПНП, тому що результати розрахункового моделювання можуть залежати від ефектів розбіжності ДК та/або розбіжності користувачів ДК.

2. Проведений аналіз проєктних і перспективних стратегій випробувань СБ у робочих режимах реактора встановив:

- Проєктна періодичність випробувань СБ у робочих режимах реактора регламентована апріорі без необхідних обґрунтувань і не враховує досвід проведення випробувань.

- Методи кваліфікації модернізацій періодичності планових ремонтів/випробувань СВБ, засновані на імовірнісному аналізі безпеки (ІАБ), недостатньо обґрунтовані для кваліфікації стратегій модернізації випробувань СБ у робочих режимах реактора, оскільки припускають "штучне" зниження рівня безпеки і не враховують чутливість визначальних параметрів ЧПАЗ.

3. Розроблено детерміністський метод кваліфікації стратегії підвищення тривалості паливних кампаній за проєктної номінальної потужності, який визначає гранично допустиме підвищення тривалості паливних кампаній на основі оптимізації теплофізичних властивостей ядерного палива при забезпеченні умов ядерної безпеки в робочих і аварійних режимах. Результати кваліфікації розробленим методом не залежать від впливу ефектів різниці традиційних детерміністських кодів та/або різниці користувачів кодами.

4. Проведено аналіз відомих методів ризик-орієнтованого підходу оптимізації періодичності випробувань систем, важливих для безпеки ЯЕУ. Встановлено достатню обґрунтованість модернізації стратегій планових випробувань систем безпеки ризик-орієнтованими методами, що базуються на критерії оптимізації - максимальна ймовірність готовності виконання функцій безпеки в аварійних режимах.

5. На основі результатів проведеного аналізу обґрунтовано адаптацію ризик-орієнтованого підходу оптимізації періодичності випробувань систем безпеки в умовах підвищеної номінальної потужності та підвищеної тривалості паливної кампанії ЯЕУ. Необхідні умови адаптації - ідентичність оптимальної частоти випробувань систем безпеки в режимах проєктної та підвищеної тривалості паливної кампанії. Адаптований до режимів підвищеної тривалості паливних кампані ризик-орієнтований метод кваліфікації модернізації стратегій оптимізації

періодичності випробувань систем безпеки під час роботи на потужності ядерних енергоустановок. Критерій оптимізації - імовірнісний показник максимальної надійності виконання призначених функцій безпеки систем, що відповідає оптимальній періодичності випробувань.

6. На основі адаптованого ризик-орієнтованого методу встановлено оптимальні періодичності планових випробувань систем безпеки у робочих режимах реактора 18 місячної паливної кампанії, які суттєво відрізняються від регламентні.

7. На основі отриманих результатів розроблено практичні рекомендації щодо вдосконалення технологічних регламентів безпечної експлуатації ядерних енергоустановок з ВВЕР.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Енергоатом. Національна атомна енергогенеруюча компанія. Про Компанію. – Режим доступу: <https://mind.ua/companies/350-energoatom>.
2. Diablo Canyon Power Plant Departmental administrative procedure AD7.DC6. On-Line Maintenance Risk Management.
3. НП 306.2.106-2005. Вимоги до проведення модифікацій ядерних установок та порядку оцінки їх безпеки. – Київ: Державна інспекція ядерного регулювання України. – 2008. – 35 с.
4. СОУ НАЕК 033:2021. Технічне обслуговування і ремонт. Правила організації технічного обслуговування і ремонту обладнання енергоблоків та загальностанційного обладнання атомних електростанцій // НАЕК «Енергоатом». – 2021. – 46 с.
5. Технічний звіт «Аналіз національних регулюючих вимог у порівнянні із документами США з метою визначення обсягу коригувань для оптимізації ТОіР на основі ризик-інформованого управління конфігурацією АЕС» // ДНТЦ ЯРБ. – 2018. – 133 с.
6. 60 FR 42622. Use of Probabilistic Risk Assessment Methods in Nuclear Regulatory Activities; Final Policy Statement // Federal Register. – 1995. – Vol. 60, iss. 158. – P. 42622–42629.
7. NUREG-2150. A Proposed Risk Management Regulatory Framework. – US NRC. – 2012. – 318 p.
8. НП 306.2.141-2008. Загальні положення безпеки атомних станцій. – Київ : Державна інспекція ядерного регулювання України. – 2008. – 35 с.
9. НП 306.2.162-2010. Вимоги до оцінки безпеки атомних станцій. Затверджені Наказом № 123 «Про затвердження Вимог до оцінки безпеки атомних станцій» від 22.09.2010 р., зі змінами, внесеними згідно з Наказом Державної інспекції ядерного регулювання. – № 15 (z0303-16) від 11.02.2016 р.

10. НП 306.2.217-2017. Вимоги до ризик-інформованого прийняття рішень з безпеки атомних станцій. Затверджені Наказом № 443 «Про затвердження Вимог до ризик-інформованого прийняття рішень з безпеки атомних станцій» від 01.12.2017 р.

11. Requirements for monitoring the effectiveness of maintenance at nuclear power plants // Code of Federal Regulations (CFR). – Available at: <https://www.govinfo.gov/content/pkg/CFR-2018-title10-vol1/xml/CFR-2018-title10-vol1-sec50-65.xml>.

12. An Approach for Determining the Technical Adequacy of Probabilistic Risk Assessment Results for Risk-Informed Activities. Regulatory Guide 1.200. – US NRC. – 2009. – 191 p.

13. An Approach for Using Probabilistic Risk Assessment in Risk-Informed Decisions on Plant-Specific Changes to the Licensing Basis. Regulatory Guide 1.174. – US NRC. – 2011. – 37 p.

14. An approach for plant-specific, riskinformed decisionmaking: technical specifications. Regulatory Guide 1.177. – US NRC. – 2011. – 38 p.

15. An approach for plant-specific, riskinformed decisionmaking: inservice testing. Regulatory guide 1.175. – US NRC. – 2011. – 38 p.

16. Янченко Ю.А. Удосконалення технічного обслуговування ремонту систем і обладнання АС / Ю.А. Янченко, В.Д. Гуринович, Б.К. Кудрявцев // Безпека, ефективність та економіка атомної енергетики. – ВНИИАЭС. – 2002.

17. Ченцов М.А. Завдання і структура ремонтної служби металургійного підприємства / М.А. Ченцов // Захист металургійних машин від поломок. – Маріуполь: ПДТУ. – 1998. – Вип. 3. – С. 7 – 14.

18. Коврижкін Ю.Л. Оптимізація планування ремонтів і випробувань систем безпеки АЕС на основі ризик-орієнтованих підходів / Ю.Л. Коврижкін, Ю.А. Комаров, В.М. Пишний, В.І. Скалозубов, І.М. Фольтов // Одеса: ТЕС. – 2006. – 383 с.

19. Білей Д.В. Ризик-орієнтовані підходи оптимізації технічного обслуговування та експлуатаційного контролю СББ АЕС / Д.В. Білей, С.В.

Васильченко, М.І. Власенко, Ю.Л. Коврижкін, В.Н. Колиханів, Ю.А. Комаров, М.А. Фрідман // Одеса: ТЕС. – 2004. – 531 с.

20. Технічне обслуговування, нагляд та інспекції під час експлуатації на АЕС. Керівництво МАГАТЕ. – Серія норм з безпеки. – № NS-G-2.6. – 2005.

21. РД 95. Типові мережеві графіки ремонту основного обладнання ЯППУ з реактором ВВЕР-1000 (В-320).

22. НР-Р.0.04.037-03. Норми часу на ремонт реактора ВВЕР-1000 та його допоміжного обладнання. – К.: НАЕК "Енергоатом". – 2003.

23. IAEA-TECDOC-981. Assessment and management of ageing of major nuclear power plant components important to safety: Steamgenerators. –Vienna: IAEA. – 1997. – 173 p.

24. КНД 95.1.0801.55-2004. Організація технічного обслуговування та ремонту систем і устаткування атомних електростанцій. Основні положення: Керівний нормативний документ. – К.: – 2004.

25. Nuclear Regulators Working Group, "Common Position of European Regulators on Qualification of NDT Systems for Pre- and In-Service Inspection of Light Water Reactor Components". – EUR 16802 EN. – 1996.

26. Health and Safety Executive, "Safety Assessment Principles for Nuclear Power Reactors". – HMSO. – London. – ISBN 0118820435. – 1992.

27. Госслін Стів Оптимізація порядку проведення контролю трубопроводів і обладнання на підставі оцінки ризику / Стів Госслін, Брайан Гор // Матеріали наради в ІПЕ АЕС. – К.: – 1999.

28. Рішення Колегії Держатомрегулювання України № 9 "З питань застосування оцінки ризиків у регулюванні безпеки ядерних установок". – К.: – 13.11.2001.

29. Програма впровадження ризик-орієнтованих підходів у регулюючій діяльності та експлуатації АЕС України. – К.: – ДП НАЕК "Енергоатом". – Держатомрегулювання України. – 2003.

30. ПНАЕГ-7-002-86. Норми розрахунку на міцність устаткування і трубопроводів атомних енергетичних установок. – М.: – Энергоатомиздат. – 1986.

31. Regulatory guide 1.178. An Approach for Plant-Specific Risk-Informed Decision-making for In-service Inspection of Piping. – U.S.Nuclear Regulatory Commission. – Revision 1. – September. – 2003.
32. Болотін В.В. Ресурс машин і конструкцій / В.В. Болотін // М.: – Машиностроение. – 1990. – 448 с.
33. Маннапов Р.Г. Оцінка надійності апаратів в умовах поверхневого руйнування технологічними середовищами / Р.Г. Маннапов // Хімічне і нафтове машинобудування. – 1987. – № 5. – С. 11 – 12.
34. ГОСТ 11.006-74. Прикладна статистика. Правила перевірки згоди дослідного розподілу з теоретичним. – М.: – Видавництво стандартів. – 1974.
35. Галамбош Я. Асимптотична теорія екстремальних порядкових статистик / Я. Галамбош // Пер. з англ. – М.: – Наука. – 1984.
36. ГОСТ 11.007-75. Прикладна статистика. Правила визначення оцінок і довірчих меж для параметрів розподілу Вейбулла. – М.: – Видавництво стандартів. – 1975.
37. Сухотін А.М. Корозійна стійкість обладнання хімічних виробництв: Способи захисту обладнання від корозії / А.М. Сухотін // Л.: – Хімія. – 1987.
38. Маннапов Р.Г. Статистичні закономірності корозійного руйнування поверхні металів / Р.Г. Маннапов // Надійність і контроль якості. – 1988. – № 9. – С. 48 – 52.
39. Гетьман А.Ф. Системний метод забезпечення міцності обладнання та трубопроводів АЕС під час експлуатації / А.Ф. Гетьман // Надійність і довговічність машин і споруд. – 1986. – № 10. – С. 3 – 15.
40. Гетман А.Ф. Методика і деякі результати з оцінки ймовірності руйнування трубопроводів Ду 500 АЕС з реакторами типу ВВЕР-440 / А.Ф. Гетман, В.Ю. Зубов // Надійність трубопроводів і посудин високого тиску АЕС. – 1989. – С. 14 – 21.
41. Маннапов Р.Г. Прогнозування надійності обладнання шляхом статистичного аналізу експлуатаційних параметрів / Р.Г. Маннапов // Хімічне та нафтове машинобудування. – 1990. – № 5. – С. 1 – 3.

42. Маннапов Р.Г. Оцінювання надійності хімічного та нафтового устаткування при поверхневому руйнуванні / Р.Г. Маннапов // Огляд. інформ. Сер. ХМ-1. – М.: – ЦІНТІ хімнафтамаш. – 1988.
43. Гетман А.Ф. Ресурс експлуатації посудин і трубопроводів АЕС / А.Ф. Гетман // М.: – Енергоатоміздат. – 2000. – 427 с.
44. Тихонов В.І. Марковські процеси / В.І. Тихонов, М.А. Миронов // М.: – 1977. – 488 с.
45. Вентцель Е.С. Теорія ймовірностей / Е.С. Вентцель // М.: – Наука. – 1969. – 576 с.
46. Скалозубов В.І. Розвиток та оптимізація систем контролю АЕС з ВВЕР / В.І. Скалозубов, Д.В. Білей, Т.В. Габлая, Ю.А. Комаров, А.А. Ключников, І.М. Фольтов // Чорнобиль: ІПБ АЕС НАН України. – 2008.
47. Electric Power Research Institute, TR-109646 «Guidelines for Preparing Risk-Informed Graded Quality Assurance Program Implementation Request Submittals». – 1998.
48. US Nuclear Regulatory Commission, ST-AE-HL-94983 «Graded Quality Assurance, Operations Quality Assurance Plan, South Texas Project, Units 1 and 2». – 1997.
49. ПНАЕГ-7-008-89 (ДНАОП 0.04-1.05-90). Правила будови і безпечної експлуатації устаткування і трубопроводів атомних енергетичних установок.
50. Технічне обслуговування, нагляд та інспекції під час експлуатації на АЕС. Керівництво МАГАТЕ. Серія норм з безпеки NS-G-2.6. – 2005.
51. NUREG-1493. Performance-Based Containment Leak-Test Program. U.S. Nuclear Regulatory Commission. – September 2013.
52. NUREG-1150. Severe Accident Risks: An assessment for five U. S. Nuclear Power Plants. Final Summary Report. – December 2012.
53. Давиденко М.М. Сучасні технології оптимізації технічного обслуговування та ремонту систем і обладнання атомних станцій / М.М. Давиденко // К.: – Енергетика. – 2009. – 145 с.
54. NUREG-1777. Regulatory Effectiveness Assessment of Option B of

Appendix J. U.S. Nuclear Regulatory Commission. – August 2014.

55. Комаров Ю.О. Розроблення галузевого стандарту зі скорочення періодичності комплексних випробувань на герметичність системи гермооболонки ВВЕР на основі ймовірнісних методів / Ю.О. Комаров, В.М. Пишний, В.І. Скалозубов, І.М. Фольтов // Ядерна та радіаційна безпека. – 2004. – № 2. – С. 73-79.

56. Комаров Ю.О. Результати досліджень деяких питань безпеки та ефективності експлуатації АЕС ризик-орієнтованими методами / Ю.О. Комаров // Ядерна фізика та енергетика. – 2013. – № 4. – С. 356-362.

57. Канівець А.В. Удосконалення планових ремонтів атомних енергоблоків / А.В. Канівець // монографія. – LAMBERT. – 2024. – 141 с. Затверджено Вченою радою Енергетичного інституту Національного університету "Одеська політехніка" (Протокол №2 від 29.09.2023 року). ISBN:978-620-7-45705-2.

58. Канівець А.В. Оптимізація систем контролю АЕС із ВВЕР / А.В. Канівець // монографія. – LAMBERT. – 2024. – 137 с. Затверджено Вченою радою Енергетичного інституту Національного університету "Одеська політехніка" (Протокол №2 від 29.09.2023 року). ISBN:978-620-7-46728-0.

59. Канівець А.В. Удосконалення стратегій планових ремонтів систем важливих для безпеки ядерних енергоустановок / А.В. Канівець // монографія. – LAMBERT. – 2024. – 270 с. Затверджено Вченою радою Енергетичного інституту Національного університету "Одеська політехніка" (Протокол №2 від 29.09.2023 року). ISBN:978-620-7-47284-0.

60. Верінов О.М. Стратегії випробувань систем важливих для безпеки ЯЕУ / О.М. Верінов, А.В. Канівець, В. Максимова // монографія. – LAMBERT. – 2024. – 57 с. Затверджено Вченою радою Енергетичного інституту Національного університету "Одеська політехніка" (Протокол №2 від 29.09.2023 року). ISBN:978-620-7-63924-3.

61. Скалозубов В.І. Ризик-орієнтований метод кваліфікації стратегій експлуатаційного контролю металу систем, важливих для безпеки АЕС / В.І.

Скалозубов, О.М. Верінов, А.В. Канівець, В.Ю. Кочнєва, Д.С. Бундєв, Хайо Хані // Праці Одеського політехнічного університету. – 2023. – 9 с.

62. Скалозубов В.І. Ризик-орієнтований метод оптимізації стратегії планового ремонту за технічним станом систем, важливих для безпеки ядерних енергоустановок / В.І. Скалозубов, О.М. Верінов, А.В. Канівець, В.Ю. Кочнєва, Д.С. Бундєв, Хайо Хані // Ядерна енергетика та довкілля. – 2023. – 10 с.

63. Скалозубов В.І. Критерії та умови теплогідродинамічної нестійкості в контурах природньої циркуляції ядерних енергоустановок при аваріях з течами / В.І. Скалозубов, Ю.О. Комаров, О.А. Дорож, А.В. Канівець, В.І. Філатов // Питання атомної науки і техніки. – 2024. – 8 с.

64. Скалозубов В.І. Модернізація стратегій планових ремонтів активних систем безпеки ядерних енергоустановок з ВВЕР / В.І. Скалозубов, О.М. Верінов, А.В. Канівець, І.М. Вербило, В.І. Філатов // Питання атомної науки і техніки. – 2024. – 7 с.

65. Скалозубов В.І. Метод кваліфікації модернізації стратегій планових ремонтів активних систем безпеки ядерних енергоустановок із ВВЕР / В.І. Скалозубов, О.М. Верінов, А.В. Канівець, Ю.О. Комаров, В.І. Філатов // Питання атомної науки і техніки. – 2024. – №1 – 5 с.

66. Скалозубов В.І. Кваліфікація стратегій управління аваріями з повним тривалим знеструмленням ядерних енергоустановок із ВВЕР / В.І. Скалозубов, О.М. Верінов, Д.С. Бундєв, В.Ю. Кочнєва, А.В. Канівець // Ядерна енергетика та довкілля. – 2024. – 12 с.

67. НП 306.2.141-2008. Загальні положення безпеки атомних станцій, затверджені наказом Державного комітету ядерного регулювання України від 19.11.2007 № 162, зареєстровані в Міністерстві юстиції України. – 25.01.2008. – № 56/14747.

68. Гуменюк Д.В. Перспективи оптимізації технічних обслуговувань і ремонтів з використанням ризик-інформованого прийняття рішень на АЕС України / Д.В. Гуменюк, В.В. Дем'янюк, А.І. Ільїна, І.А. Шевченко // Ядерна та радіаційна безпека. – 2019. – № 1(81). – С. 10-16.

69. Про використання оцінок ризику в регулюванні безпеки ядерних установок: Постанова Колегії Державної інспекції ядерного регулювання України. – 13.11.2001. – № 9.

70. НП 306.2.217-2017. Вимоги до ризик-інформованого прийняття рішень з безпеки атомних станцій. Затверджено наказом Державної інспекції ядерного регулювання України. – 01.12.2017. – № 443, зареєстровані в Міністерстві юстиції України. – 19.12.2017. – № 1535/31403.

71. Програма оптимізації технічного-обслуговування та ремонтів систем, важливих для безпеки, на основі ризик-інформованого управління конфігурацією АЕС (Енергоблок № 2 ВП ЗАЕС). ВП ЗАЕС. – ДП НАЕК «Енергоатом». – 2017. – 30 с.

72. НП 306.2.106-2005. Вимоги до проведення модифікацій ядерних установок та порядку оцінки їх безпеки. Затверджено наказом Державного комітету ядерного регулювання України. – 10.01.2005. – № 4, зареєстрованих у Міністерстві юстиції України. – 24.01.2005. – № 78/10358.

73. План нормативного регулювання Державної інспекції ядерного регулювання України на 2020 рік. Затверджено наказом Державної інспекції ядерного регулювання України. – 13.12.2019. – № 549.

74. НП 306.2.145-2008. Правила ядерної безпеки реакторних установок атомних станцій з реакторами з водою під тиском. Затверджено наказом Державного комітету ядерного регулювання України. – 15.04.2008. – № 73, зареєстровано в Міністерстві юстиції України. – 09.06.2008. – № 512/15203.

75. НП 306.2.210-2017. Загальні вимоги до управління старінням елементів і конструкцій та довгострокової експлуатації енергоблоків атомних станцій. Затверджено наказом Державної інспекції ядерного регулювання України. – 13.04.2017. – № 136, зареєстровано в Міністерстві юстиції України. – 05.05.2017. – № 578/30446.

76. Про внесення змін до Загальних положень безпеки атомних станцій: Наказ Держатомрегулювання. – 04.03.2024. – № 195: станом на 15 трав. 2024 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0598-24>.

77. Safety of Nuclear Power Plants: Design. Specific Safety Requirements. – Vienna: IAEA. – 2016. – № SSR 2/1 (Rev. 1). – 71 p.

78. Safety of Nuclear Power Plants: Commissioning and Operation. Specific Safety Requirements. – Vienna: IAEA. – 2016. – № SSR-2/2 (Rev. 1). – 47 p.

79. Maintenance, Testing, Surveillance and Inspection in Nuclear Power Plants. IAEA Safety Standards. Specific Safety Guide. – Vienna: IAEA. – 2022. – № SSG-74. – 89 p.

80. Report WENRA Safety Reference Levels for Existing Reactors. – 2020. – WENRA. – 2021.

81. НП 306.2.240-2023. Вимоги до проведення технічного обслуговування і ремонту обладнання систем, важливих для безпеки атомних станцій. Затверджено наказом Державної інспекції ядерного регулювання України. – 07.03.2023. – № 133, зареєстровано в Міністерстві юстиції України. – 10.04.2023. – № 597/39653.

82. Ключников А.А. Научно-технические основы мероприятий повышения безопасности АЭС с ВВЭР / А.А. Ключников // Чернобыль: Институт проблем безопасности АЕС НАН України. – 2010. – 200 с.

83. Ключников А.А. Развитие и оптимизация систем контроля атомных электростанций с ВВЭР / А.А. Ключников // Чернобыль: Институт проблем безопасности АЕС НАН України. – 2008. – 506 с.

84. Ключников А.А. Основы управления запроектными авариями с потерей теплоносителя на АЭС с ВВЭР / А.А. Ключников // Чернобыль: Институт проблем безопасности АЕС НАН України. – 2010. – 400 с.

85. Скалозубов В.І. Підвищення екологічної безпеки атомної енергетики України в постфокусіський період / В.І. Скалозубов // К.: – А.С.К. – 2013. – 128 с.

86. Скалозубов В.І. Тяжелые аварии на атомных станциях с корпусными ядерными реакторами. Основы моделирования и анализ / В.І. Скалозубов // Праці Одеського політехнічного університету. – 2015. – 320 с.

87. Kondratyuk V. Improvement of nuclear safety taking into account the lessons learned from severe accidents / V. Kondratyuk, Y. Pysmennyu, O. Verinov, Filatov V., I. Ostapenko // Nuclear and Radiation Safety. – 2022. – № 3 (95). – P. 76-81.

88. Скалозубов В.І. Безопасность диверсификации ядерного топлива. Анализ условий безопасности при диверсификации ядерного топлива атомных электростанций / В. Скалозубов, В. Гриб, В. Спинов // LAP LAMBERT Academic Publishing. – 2020. – 64 с.

89. Vashchenko V. Method of analysis of thermophysical properties and composition of nuclear fuel during modernization of active zones of nuclear power reactors / V. Vashchenko, V. Skalozubov, I. Korduba, Y. Komarov, O. Zhukova // Ecological Engineering & Environmental Technology. – 2023. – v. 24, iss. 6. – P. 186-191.

90. Skalozubov V.I. The method of express analysis of nuclear and ecological safety during the modernization of nuclear fuel / V.I. Skalozubov, S.I. Melnik, V.M. Vashchenko, I.B. Korduba, V.Yu. Hrib // Journal of Geology, Geography and Geoecology. – 2023. – v. 32, no. 2. – P. 388-395.

91. Скалозубов В.І. Порівняльний метод кваліфікації систем безпеки ядерних енергоустановок з ВВЕР - 1000 та AP1000 / В.І. Скалозубов, В.А. Кондратюк, О.А. Дорож, В.І. Філатов // Ядерна енергетика та довкілля. – 2023. – № 1. – С. 3-8.

92. Скалозубов В.І. Комплекс методів переоценки безпеки атомної енергетики України з урахуванням уроків екологічних катастроф в Чернобыле и Фукусиме / В.І. Скалозубов // О.: – Астопринт. – 2013. – 244 с.

93. Kondratyk V. Criteria for conditions of hydrodynamic instability of the coolant in accidents with reactor circuit leaks / V. Kondratyk, Ju. Komarov, O. Dorozh, V. Filatov // Proc. of Odessa Polytechnic University. – 2022. – № 2 (66). – P. 52-57.

ДОДАТОК А. РЕЗУЛЬТАТИ ПОРІВНЯННЯ НОРМАТИВНИХ
ДОКУМЕНТІВ США ТА УКРАЇНИ

Таблиця А.1 – Результати порівняння нормативних документів США та України

Сфера застосування	Нормативні документи США	Нормативні документи України	Результати аналізу
1	2	3	4
Застосування ризик-інформованих підходів	60 FR 42622 [6] NUREG-2150 [7]	НП 306.2.141-2008 [8] НП 306.2.162-2010 [9] НП 306.2.217-2017 [10]	Коригувань та доповнень не потребує
Вимоги до граничних умов експлуатації	10 CFR 50.36 [11]	НП 306.2.141-2008 [8]	Коригувань та доповнень не потребує
Вимоги до контролю продуктивності або стану конструкцій, систем та елементів (КСЕ) відповідно до встановлених ліцензіатом цілей у спосіб, достатній для забезпечення розумної впевненості, що такі КСЕ здатні виконувати свої функції.	10 CFR 50.65 [11]	НП 306.2.141-2008 [8]	Коригувань та доповнень не потребує
Вимоги до ризик-інформованої категоризації КСЕ за впливом на безпеку	10 CFR 50.69 [11]	НП 306.2.141-2008 [8]	Потребує доповнення в частині альтернативної класифікації КСЕ

Продовження таблиці А.1

1	2	3	4
Вимоги до умов видачі змін до ліцензії	10 CFR 50.92 [11]	НП 306.2.106-2005 [3]	Потребує уточнення критеріїв оцінки впливу модифікацій на безпеку
Вимоги до обсягу та рівня деталізації ІАБ, який використовується в заходах з урахуванням ризику	RG 1.200 [12]	НП 306.2.162-2010 [9] НП 306.2.217-2017 [10]	Національні нормативні документи потребують доопрацювання в частині можливості застосування ризику
Вимоги до аналізу ризику, пов'язаного із запропонованими змінами в проекті та експлуатації установок	RG 1.174 [13]	НП 306.2.217-2017 [10]	Коригувань та доповнень не потребує
Вимоги до оцінки характеру та впливу запропонованих змін до технологічного регламенту безпечної експлуатації шляхом розгляду технічних питань та застосування оцінки ризику	RG 1.177 [14]	НП 306.2.162-2010 [9] НП 306.2.217-2017 [10]	Необхідно розробити відповідне керівництво
Вимоги до ризик-інформованого прийняття рішень під час випробувань, ремонтів і технічних обслуговувань в умовах роботи енергоблоку на потужності	RG 1.175 [15]	НП 306.2.217-2017 [10]	Нормативні документи містять вимоги щодо проведення ТОіР систем та елементів, що працюють із дотриманням меж безпечної експлуатації, які відображено в технологічному регламенті безпечної експлуатації. Проте зазначені вимоги потребують доповнення щодо можливості застосування оцінки ризику.

Таблиця А.2 – Порівняння цільових критеріїв безпеки для ІАБ у нормативних документах США та України

НП 306.2.141-2008	REGULATORY GUIDE 1.174 [13]	NUREG/CR-6595	REGULATORY GUIDE 1.200 [12]
1	2	3	4
ЧПАЗ			
АЕС відповідає вимогам безпеки, якщо в результаті прийнятих у проєкті технічних і організаційних заходів досягнута базова мета безпеки. Критеріями безпеки для діючих енергоблоків АЕС є не-перевищення оціненого значення частоти важкого пошкодження активної зони 10^{-4} 1/рік. Необхідно прагнути того, щоб оцінене значення частоти такого пошкодження не перевищувало 10^{-5} 1/рік	Частота пошкодження активної зони – сума частот аварій, які зумовлюють оголення та перегріву активної зони, що, у свою чергу, призводить до окислення оболонок твелів та важкого пошкодження активної зони	—	—

Продовження таблиці А.2

1	2	3	4
ЧГАВ			
Граничний аварійний викид – аварійний викид радіоактивних речовин у випадку аварії, за якого на межі санітарно захисної зони АЕС створюються умови, що вимагають евакуації населення	Визначається як сума частот усіх аварій, які призводять до швидкого не- контрольованого викиду летючих продуктів поділу з контайнмента в навколишнє середовище, протягом часу до виконання заходів з проти- аварійного регулювання та захисних заходів за межами майданчика АЕС. Загалом до таких аварій належать радіоактивні викиди з «ранньою» відмовою контайнмента (до або одразу після відмови корпусу реактора), важкі аварії, що пов'язані з байпасуванням контайнмента або з його неізоляцією	Припущення щодо визначення «ранніх» та «пізніх» відмов контайнмента. Відмови контайнмента можуть бути таких категорій: 1) рання відмова або байпас (потенційно призводять до раннього великого викиду); 2) пізня відмова або збереження цілісності (потенційно не при зводить до раннього великого викиду); 3) пізня відмова з неможливістю евакуації внаслідок сейсмічних впливів або впливу вітру (розглядається як внесок до LERF); 4) ранні збитки, зумовлені пере- шкодою для евакуації при сейсмічних подіях та сильних вітрах (для оцінки LERF ця категорія вважається внеском у LERF)	Частота великого викиду (LRF) – використовується як показник ризику для проектної сертифікації (design certification, DC) реакторних установок LWR. Частота раннього аварійного викиду (LERF) – визначається як сума частот аварій, які призводять до швидкого, некерованого радіоактивного викиду летючих продуктів поділу з контайнмента в навколишнє середовище до впровадження ефективних дій з аварійного реагування та захисних дій, що може призвести до раннього впливу на здоров'я

Продовження таблиці А.2

1	2	3	4
Неперевищення значення частоти граничного аварійного викиду радіоактивних речовин у довкілля для діючих АЕС установлюється на рівні не більше, ніж 10^{-5} 1/рік. Необхідно прагнути того, щоб значення такого показника не перевищувало 10^{-6} 1/рік	—	—	—

ДОДАТОК Б. ВХІДНІ ДАНІ ТА РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ
АДАПТАЦІЇ РИЗИК-ОРІЄНТОВАНОГО ПІДХОДУ КВАЛІФІКАЦІЇ
МОДЕРНІЗАЦІЇ СТРАТЕГІЙ ПЕРІОДИЧНОСТІ ПЛАНОВИХ ВИПРОБУВАНЬ
СИСТЕМ БЕЗПЕКИ В РЕЖИМАХ ПНП І ПТПК РЕАКТОРА

Продовження таблиці Б.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
GW	Генератор	Так	Так	Так	Так	Так	Так	Так	0	12
GV	Генератор	Так	Так	Так	Так	Так	Так	Так	0	12
QD22D03	Гідроаккумулятор	Так	Так	Так	Так	Так	Так	Так	0	12
QD12D03	Гідроаккумулятор	Так	Так	Так	Так	Так	Так	Так	0	12
TK70B01	Деаератор	Так	Так	Так	Так	Так	Так	Ні	0,766 66	0
TK10B01	Деаератор	Так	Так	Так	Так	Так	Так	Ні	1	0
VF11S04	Засувка ручна	Так	Так	Так	Так	Так	Так	Ні	1	0
QD34S02	Засувка ручна	Так	Так	Так	Так	Ні	Ні	Ні	0	0

Примітки:

1. Для кожного блоку в колонках 3-8 зазначено наявність цього пристрою (Так - присутній, Ні - відсутній). Відмінності в конфігурації спостерігаються для 4, 5 і 6 блоків ЗАЕС.

2. Якщо елемент планово випробовується під час роботи реактора на потужності, то в колонці 11 вказується середня кількість випробувань.

3. У колонці 10 вказано частку часу, протягом якого елемент перебуває в режимі роботи.

Таблиця Б.2 – Перелік насосного обладнання

Станційне позначення	Тип насоса	Назва системи
1	2	3
QC10D01, QC20D01, QC30D01	Насос дизеля	Паливна система РДЕС
QC11D01, QC21D01, QC31D01 QC12D01, QC12D02, QC22D01, QC22D02, QC32D01, QC32D02	Насос з електроприводом	Паливна система РДЕС
ПНВТ	Паливний насос високого тиску	Паливна система РДЕС
QD10D01, QD20D01, QD30D01	Насос дизеля	Масляна система РДЕС
QD12D01, QD12D02, QD22D01, QD22D02, QD32D01, QD32D02	Насос пневмоприводом 3	Масляна система РДЕС
QD13D01, QD23D01, QD33D01	Насос БГР	Масляна система РДЕС
QD14D01, QD14D02, QD24D01, QD24D02, QD34D01, QD34D02	Насос електроприводом 3	Масляна система РДЕС
QE10D01, QE20D01, QE30D01	Насос дизеля	Система водяного охолодження ДГ РДЕС
QE12D01, QE22D01, QE32D01	Насос БГР	Система водяного охолодження ДГ РДЕС
QE13D01, QE13D02, QE23D01, QE23D02, QE33D01, QE33D02	Насос електроприводом 3	Система водяного охолодження ДГ РДЕС
QF11D01, QF11D02, QF21D01, QF21D02, QF31D01, QF31D02	Насос електроприводом 3	Система технічної води відповідальних споживачів
TQ11D01, TQ21D01, TQ31D01	Центробіжний насос	Спринклерна система

Продовження таблиці Б.2

1	2	3
TQ11D02, TQ21D02, TQ31D02	Водоструйний насос	Спринклерна система
TQ12D01, TQ22D01, TQ32D01	Центробіжний насос CAOЗ НТ	Система аварійного розхолодження
TQ13D01, TQ23D01, TQ33D01	Центробіжний насос CAOЗ ВТ	Система введення бору з насосами впорскування бору
TQ14D01, TQ24D01, TQ34D01	Плунжерний насос CAOЗ ВТ	Система введення бору з насосами впорскування бору
TX10D01, TX20D01, TX30D01	Центробіжний насос	САППВ ПГ
TL03D01, TL03D02, TL03D03	Вентилятор	Система вентиляції для озолодження верхнього блока та приводів СУЗ
TF31D01, TF31D02, TF31D03	Центробіжний насос	Система води проміжного контуру
TK21D01, TK21D02, TK22D01, TK22D02, TK23D01, TK23D02	Центробіжний насос	Система підпитки-продувки першого контуру
TY21D01, TY22D01, TY23D01	Центробіжний насос	Система дренажів та організованих течій першого контуру
TG11D01, TG12D01, TG13D01	Центробіжний насос	Система розхолодження басейну витримки

Таблиця Б.3 – Показники надійності елементів обладнання аналізованих СВБ

№ п/ п	Найменування	Загальна кількість елементів	Час відновле ння τ , год	Кількість відмов				Інтенсивність відмов		
				d_{ξ} , шт.	d_{λ} , шт.	$d_{\lambda p}$, шт.	d_n , шт.	ξ , 1/тр	λ , 1/год	λ_p , 1/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Баки										
1.	Бак	162	3	0	2	1	0	1,29E-03	6,53E-07	8,36E-07
2.	Бак запасої знесоленої води	18	немає даних	0	0	0	0	не розрах.	1,76E-06	не розрах.
3.	Бак САОЗ ВТ	36	немає даних	0	2	0	0	не розрах.	1,85E-06	не розрах.
4.	Бак САОЗ НТ	18	немає даних	0	1	0	0	не розрах.	2,79E-06	не розрах.
5.	Бак спринклерного розчину	18	немає даних	0	0	0	0	не розрах.	1,76E-06	не розрах.
6.	Водоприймальна камера	18	немає даних	0	0	0	0	не розрах.	1,76E-06	не розрах.
7.	Гідроаккумулятор	18	немає даних	0	0	0	0	1,29E-03	1,76E-06	2,57E-03
8.	Деаератор	12	немає даних	0	0	0	0	не розрах.	2,26E-05	2,99E-06

Продовження таблиці Б.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
9.	Цистерна циркуляційного масла	18	немає даних	0	0	0	0	не розрах.	1,76E-06	не розрах..
Арматура										
10.	Засувка ручна	2051	2	0	3	0	0	6,43E-04	4,89E-08	8,18E-08
11.	Засувка з пневмоприводом	168	30,5	0	2	0	0	4,29E-04	1,23E-06	2,78E-07
12.	Засувка з електроприводом	1616	9,4	1	16	10	0	4,29E-05	2,67E-07	2,71E-07
13.	Запорний пневмоклапан	72	немає даних	0	0	0	0	4,29E-04	4,40E-07	8,57E-04
14.	Зворотно-комбінований клапан	18	немає даних	0	0	0	0	3,86E-03	5,28E-06	2,64E-06
15.	Зворотний клапан	1199	23	3	1	3	0	1,28E-04	4,38E-08	1,06E-06
16.	Відсічна арматура	100	17	0	0	5	0	не розрах.	не розрах.	1,13E-06
17.	Перепускний та запобіжний клапан	90	немає даних	0	0	0	0	не розрах.	3,52E-07	не розрах.
18.	Запобіжний клапан	270	6	0	2	0	0	4,29E-04	5,29E-07	2,20E-07
19.	Регулююча арматура	216	11,95	0	20	7	0	2,27E-04	3,16E-06	1,17E-06
20.	Редукційний клапан	180	немає даних	0	0	0	0	1,61E-04	1,76E-07	3,22E-04
21.	Триходова засувка з пневмоприводом	18	немає даних	0	0	0	0	не розрах.	1,76E-06	не розрах.
22.	Триходовий клапан	36	немає даних	0	0	0	0	7,72E-04	8,81E-07	1,54E-03

Продовження таблиці Б.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
23.	Електропневмоклапан (ЕПК)	144	немає даних	0	0	0	0	3,22E-04	2,20E-07	6,43E-04
Теплообмінники, фільтри та інше обладнання										
24.	Спринклерний басейн	18	немає даних	0	0	0	0	не розрах.	не розрах.	1,76E-06
25.	Балон з повітрям	198	немає даних	0	0	0	0	1,17E-04	1,60E-07	2,34E-04
26.	Генератор	18	немає даних	0	0	0	0	1,29E-03	1,76E-06	2,57E-03
27.	Дизель	18	немає даних	0	2	0	0	1,29E-03	3,70E-06	2,57E-03
28.	Теплообмінник	456	22	0	1	0	0	4,29E-04	2,41E-07	1,28E-07
29.	КВПіА-ДГ	18	немає даних	1	2	0	0	2,04E-03	3,70E-06	2,57E-03
30.	Фільтр механічний	213	немає даних	0	0	0	0	1,43E-04	1,61E-07	1,75E-06
Насоси										
31.	QC11D01, QC21D01, QC31D01, QC12D01, QC12D02, QC22D01, QC22D02, QC32D01, QC32D02	54	немає даних	0	0	0	0	4,29E-04	5,87E-07	8,57E-04
32.	QC10D01, QC20D01, QC30D01	18	немає даних	0	1	0	0	1,29E-03	2,79E-06	2,57E-03

Продовження таблиці Б.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
33.	QD10D01, QD20D01, QD30D01	18	немає даних	0	0	0	0	1,29E-03	1,76E-06	2,57E-03
34.	QD12D01, QD12D02, QD22D01, QD22D02, QD32D01, QD32D02	36	немає даних	0	0	0	0	6,43E-04	8,81E-07	1,29E-03
35.	QD13D01, QD23D01, QD33D01	18	немає даних	0	0	1	0	1,29E-03	1,76E-06	4,07E-03
36.	QD14D01, QD14D02, QD24D01, QD24D02, QD34D01, QD34D02	26	немає даних	0	0	0	0	не розрах.	1,02E-06	не розрах.
37.	QE10D01, QE20D01, QE30D01	18	немає даних	0	0	0	0	1,29E-03	1,76E-06	2,57E-03
38.	QE12D01, QE22D01, QE32D01	18	немає даних	0	0	0	0	1,29E-03	2,35E-06	7,02E-06
39.	QE13D01, QE13D02, QE23D01, QE23D02, QE33D01, QE33D02	36	немає даних	0	0	0	0	не розрах.	8,80E-07	не розрах.
40.	QF11D01, QF11D02, QF21D01, QF21D02, QF31D01, QF31D02	36	62,8	0	9	12	0	6,43E-04	9,24E-06	1,14E-05
41.	TF31D01, TF31D02, TF31D03	18	19,8	0	2	7	0	1,29E-03	5,56E-06	2,31E-05
42.	TG11D01, TG12D01, TG13D01	18	34,3	0	1	2	0	1,29E-03	4,19E-06	1,11E-05
43.	TK21D01, TK21D02, TK22D01, TK22D02, TK23D01, TK23D02	36	45,7	0	6	9	0	6,43E-04	5,22E-06	1,38E-05
44.	TL03D01, TL03D02, TL03D03	18	75	0	4	1	0	3,86E-03	1,61E-05	4,18E-06
45.	TQ11D01, TQ21D01, TQ31D01	18	4,1	0	19	0	0	1,29E-03	1,64E-05	2,57E-03

Продовження таблиці Б.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
46.	TQ11D02, TQ21D02, TQ31D02	18	немає даних	0	0	0	0	не розрах.	1,76E-06	не розрах.
47.	TQ12D01, TQ22D01, TQ32D01	18	11,45	3	18	13	0	3,33E-03	1,57E-05	1,77E-02
48.	TQ13D01, TQ23D01, TQ33D01	18	9,75	1	13	1	0	2,04E-03	1,22E-05	4,07E-03
49.	TQ14D01, TQ24D01, TQ34D01	18	10,6	2	14	2	0	2,70E-03	1,29E-05	5,41E-03
50.	TX10D01, TX20D01, TX30D01	18	12,4	1	18	0	1	2,70E-03	1,64E-05	4,07E-03
51.	TY21D01, TY22D01, TY23D01	18	20	1	2	2	1	2,70E-03	6,84E-06	1,36E-05
52.	THBT	36	немає даних	0	0	0	0	6,43E-04	8,81E-07	1,29E-03

Примітки:

1. Якщо у вихідній експлуатаційній базі даних щодо відмов були відсутні дані щодо тривалості часу відновлення для цієї групи обладнання, то у відповідній графі зазначалося "немає даних".
2. Якщо в аналізованій групі обладнання відсутні елементи, що працюють і випробовуються, то розрахунок λ_p неможливий - у таблицю заносять "не розраховує".
- 3) Якщо в аналізованій групі всі елементи безперервно працюють і не мають режиму очікування, то розрахунок λ неможливий - у таблицю заносять "не розраховує".
- 4) Якщо в аналізованій групі немає випробовуваних і/або елементів, що піддаються АВР, то розрахунок ξ неможливий - у таблицю заносять "не розраховує".

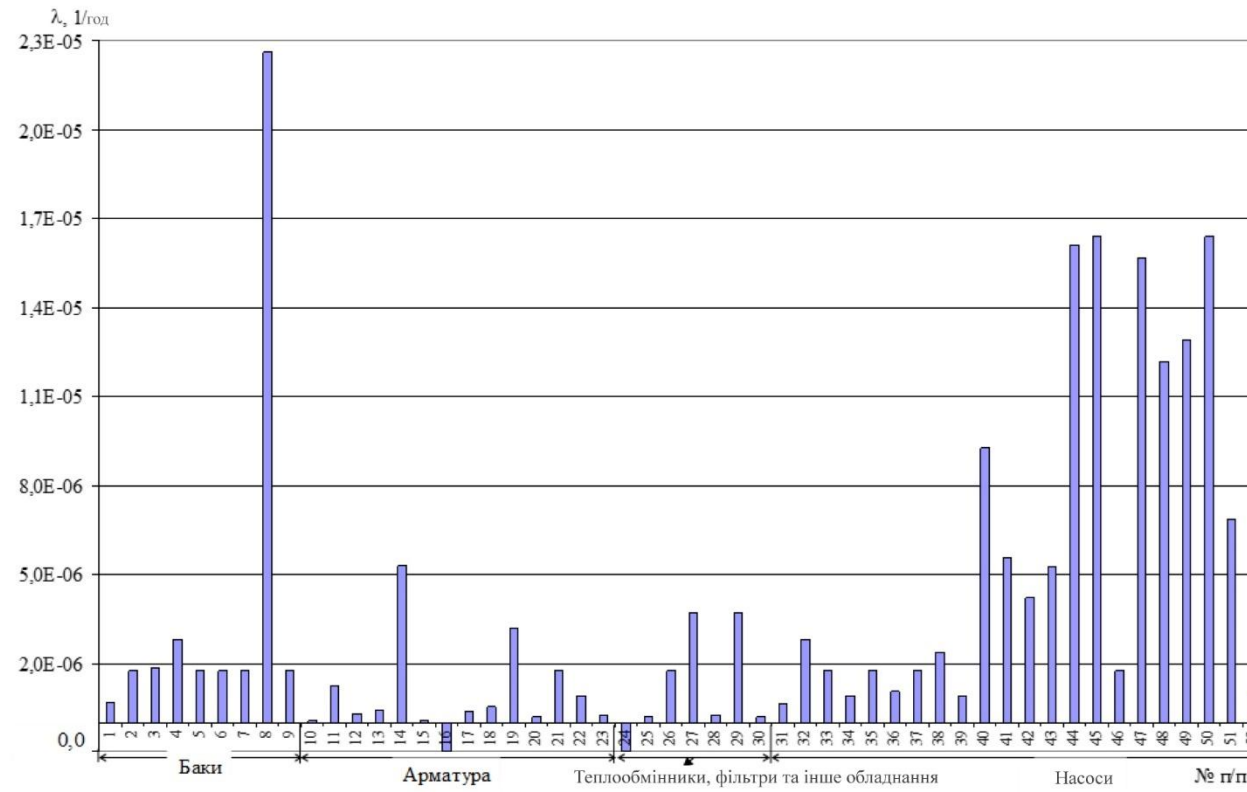


Рисунок Б.1 – Розподіл інтенсивності відмов в очікуванні λ для розрахованих елементів

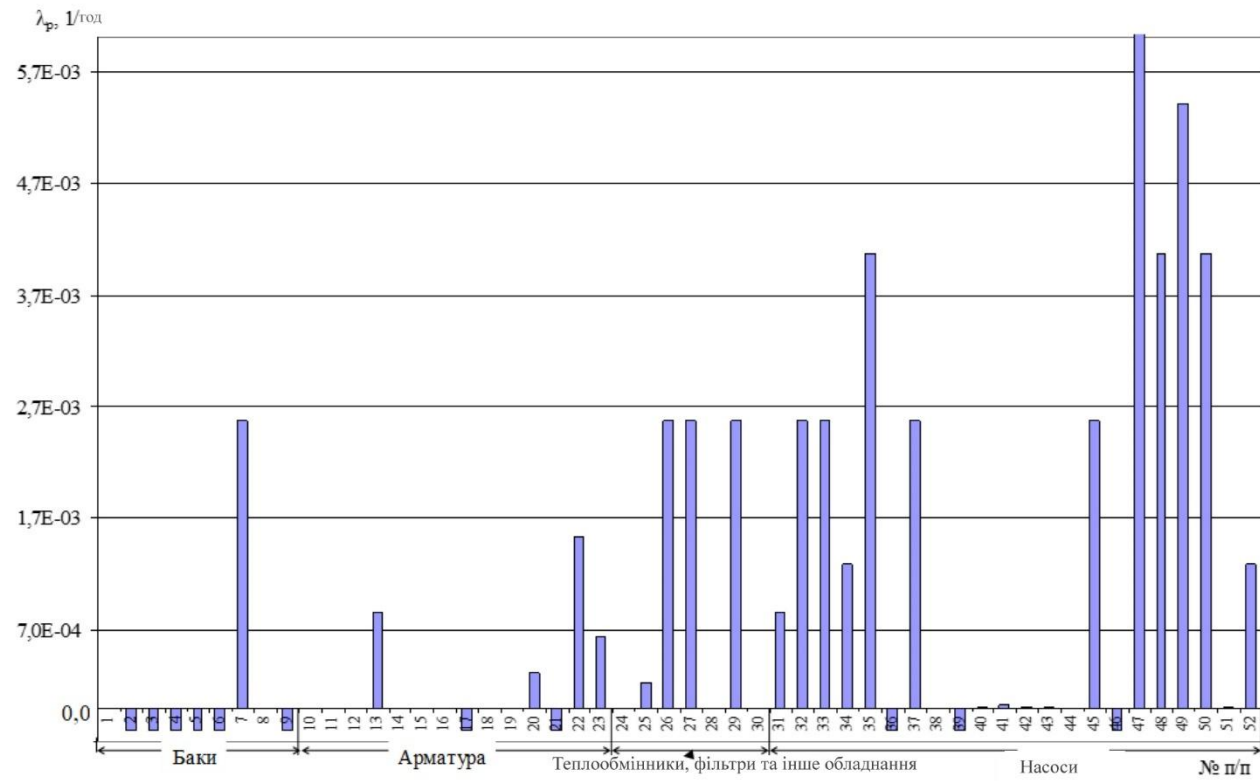


Рисунок Б.2 – Розподіл інтенсивності відмов у роботі λ_p для розрахованих елементів

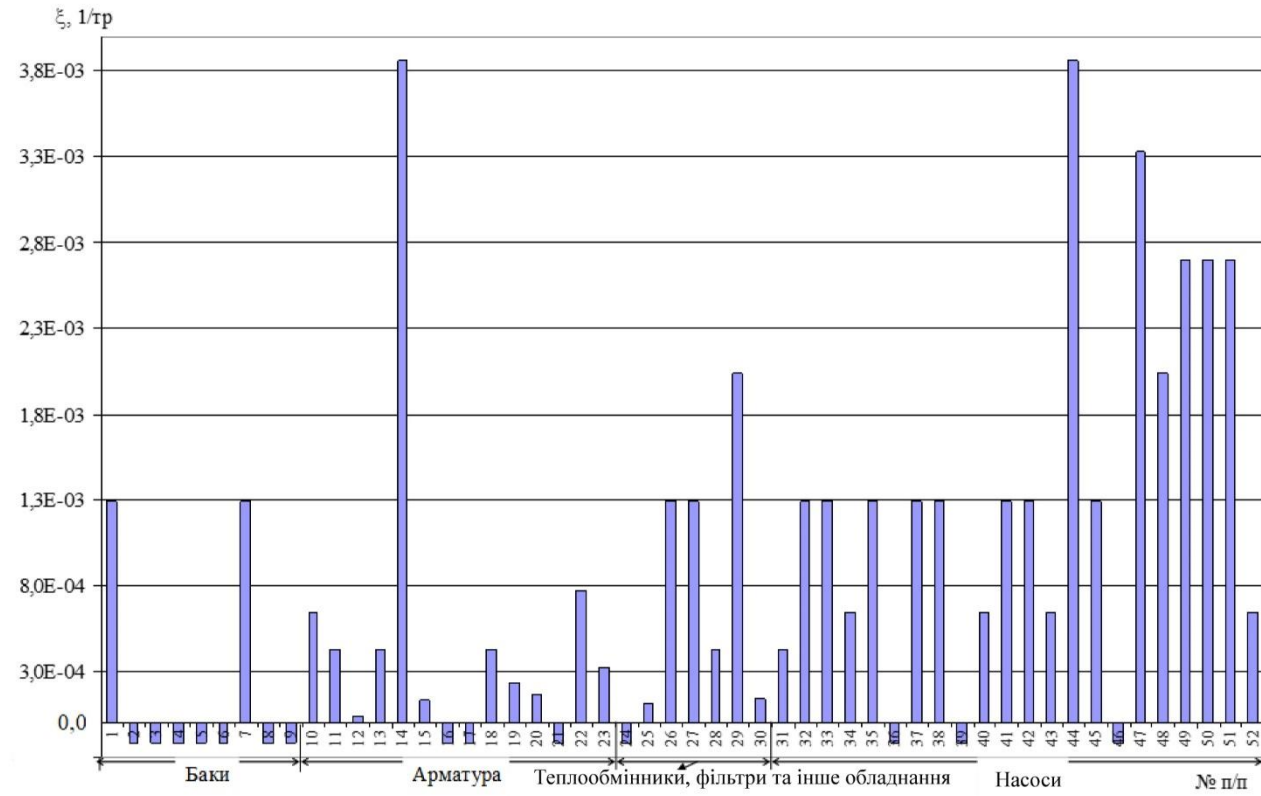


Рисунок Б.3 – Розподіл інтенсивності відмов через випробування ξ для розрахованих елементів

ДОДАТОК В. ТЕХНОЛОГІЧНІ, ЛОГІЧНІ ТА РОЗРАХУНКОВІ СХЕМИ І
ВХІДНІ ДАНІ ДЛЯ РОЗРАХУНКОВИХ ЕЛЕМЕНТІВ СВБ

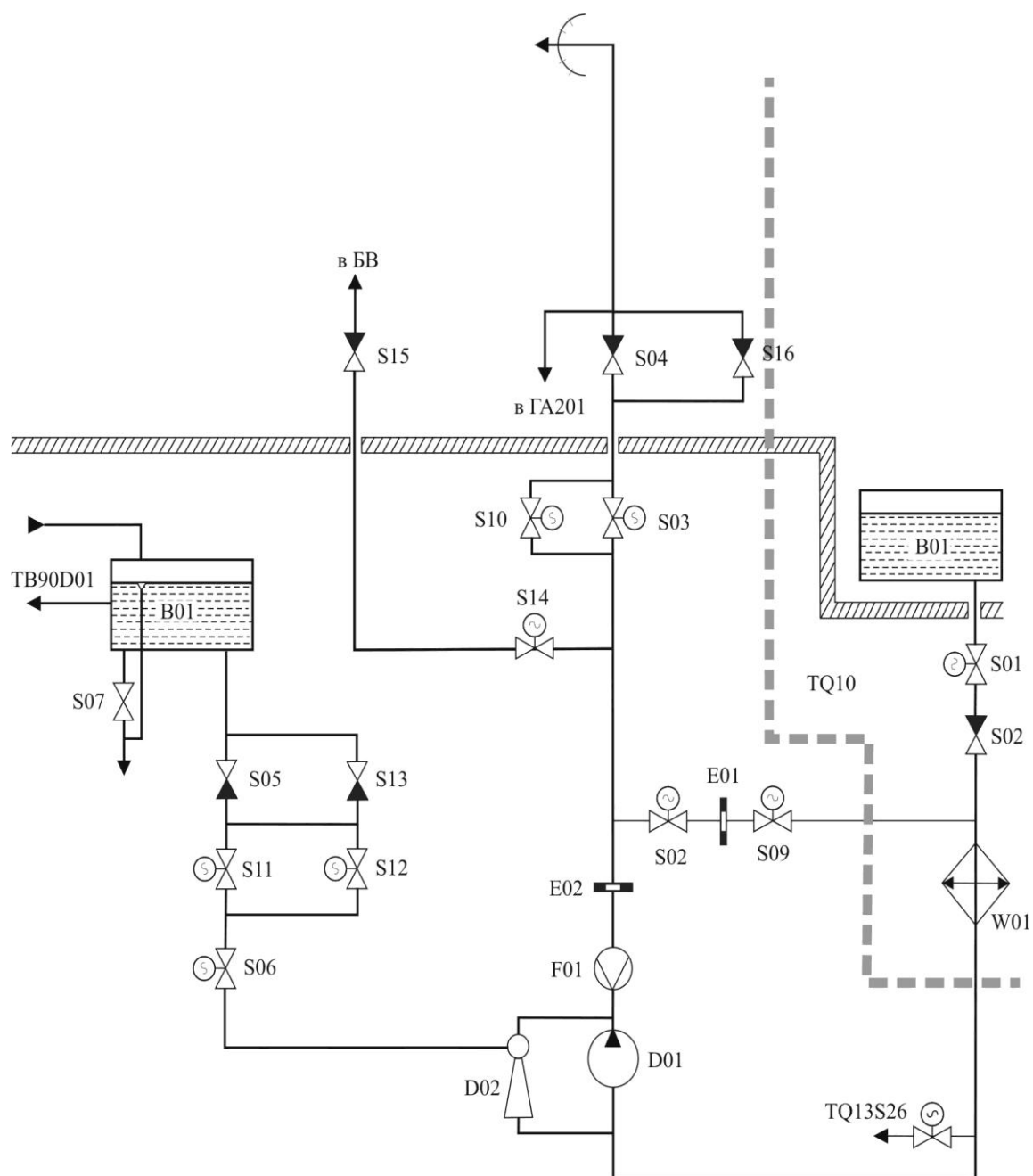


Рисунок В.1 – Технологічна схема каналу системи TQ11(21,31)

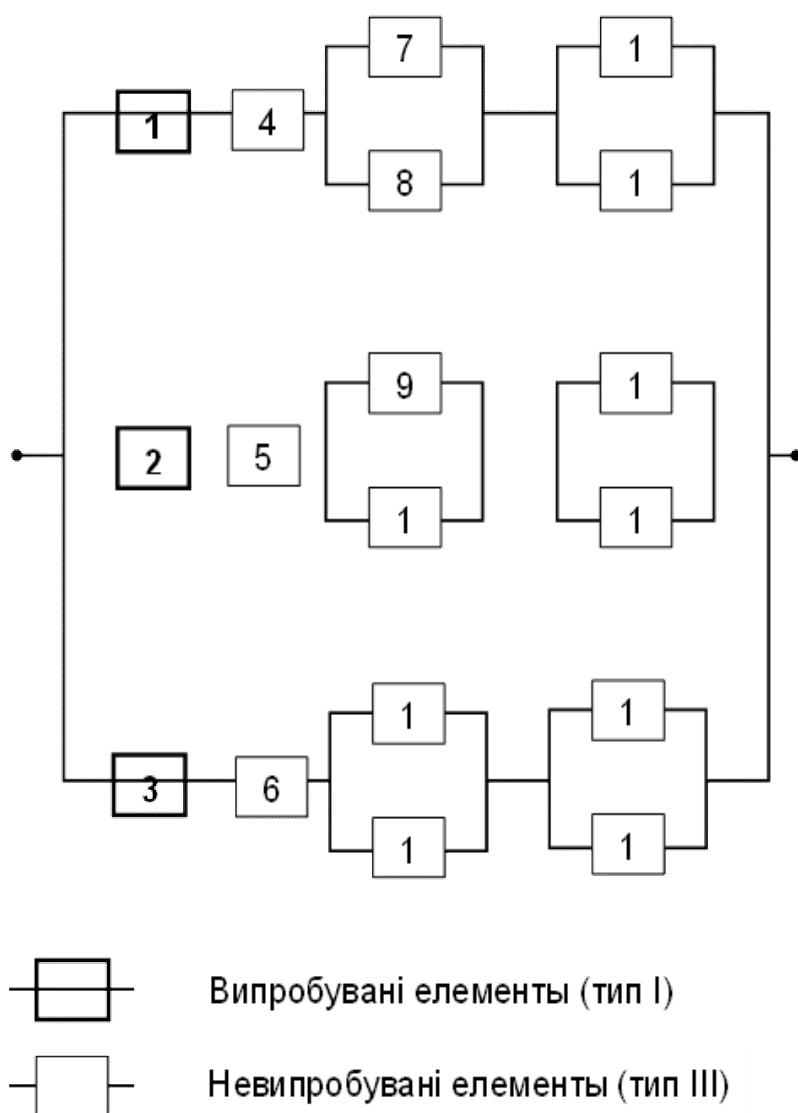


Рисунок В.3 – Розрахункова схема системи TQ11-31

Таблиця В.1 – Дані для розрахункових елементів системи TQ11-31

№ елементі в розрахунковій схемі, тип	Склад укрупненого елемента	Показник надійності	
		Наймен- ування, розмірі- сть	Значення
1,2,3 (I) випроб	TQ11D01 - насос центробіжний TQ11S02,03,06,09,10,11,12 – засувка з електроприводом (випроб.)	λ , 1/год λ_p , 1/ год μ , 1/ год ξ , 1/тр	1,720E-05 2,573E-03 1,066E-01 1,501E-03
4,5,6 (III), невипроб	TQ11D02 - насос струйний TQ11B01 - бак спринклерної системи TQ10B01 - бак CAO3 НТ TQ10W01 - теплообмінник (невипроб) TQ10S01 - засувка з електроприводом (невипроб) TQ10S02 - зворотний клапан (невипроб) TQ11S14 - засувка з електроприв (невипроб)	λ , 1/ год	5,767E-06
7-18, (III) невипроб	зворотний клапан (невипроб)	λ , 1/ год	4,377E-08

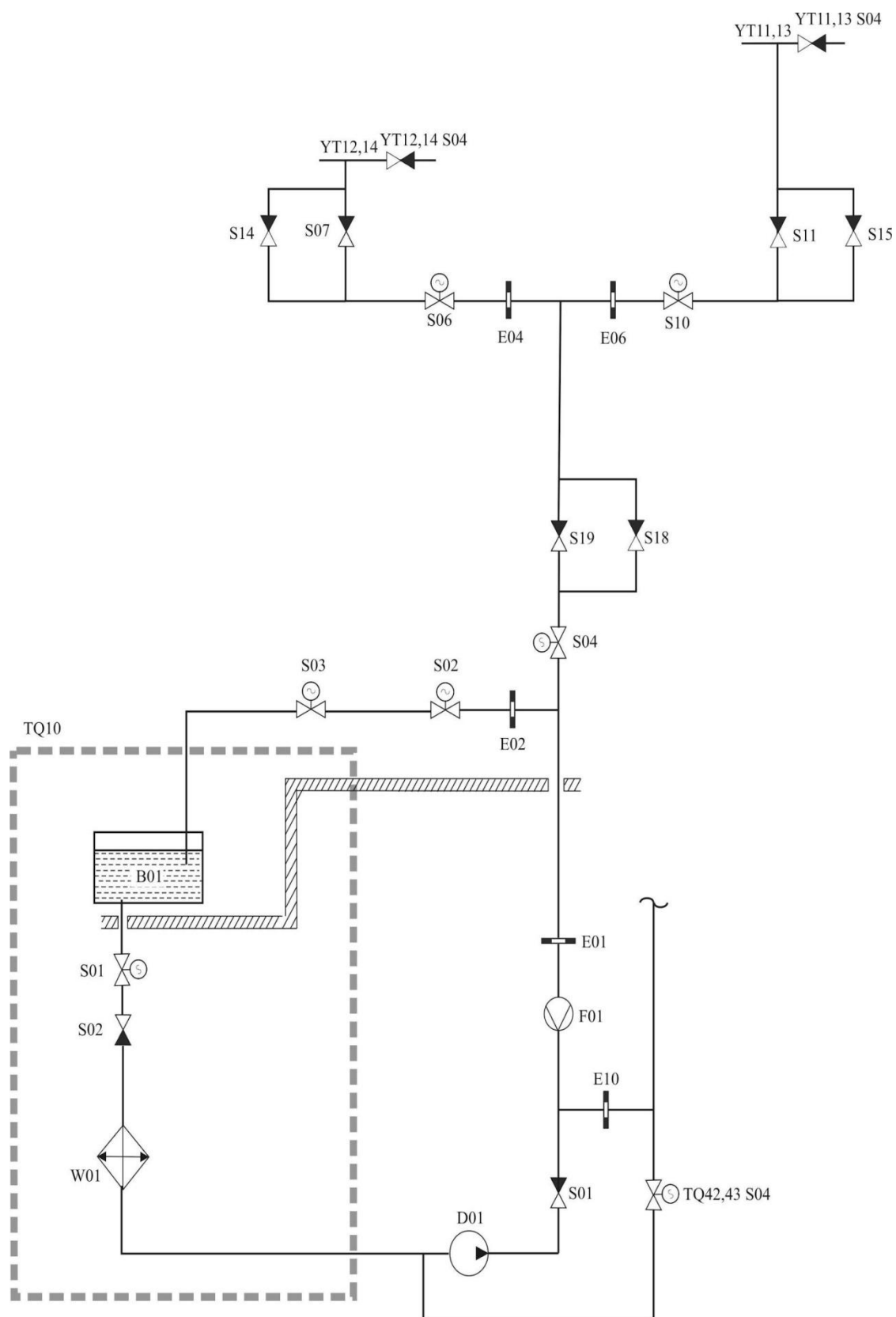


Рисунок В.4 – Технологічна схема каналу системи TQ12

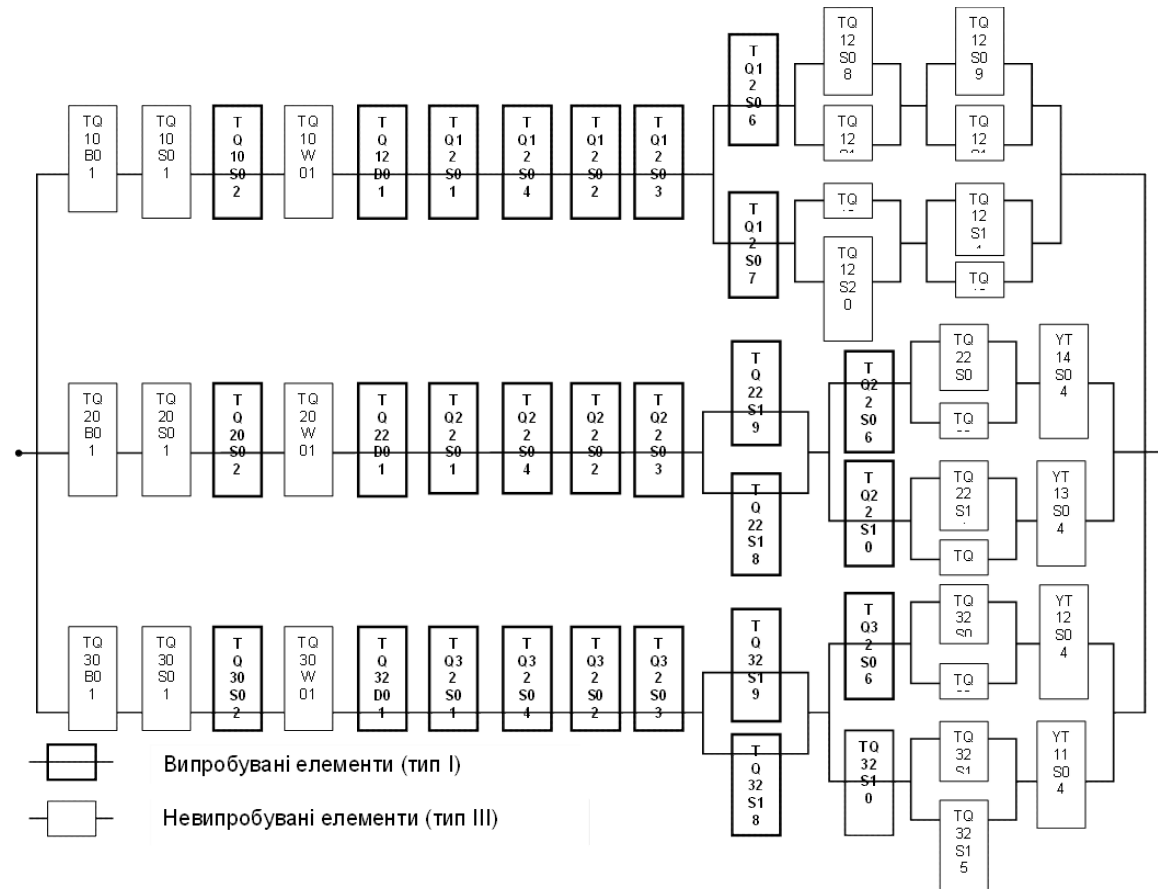


Рисунок В.6 – Логічна схема системи TQ12-32

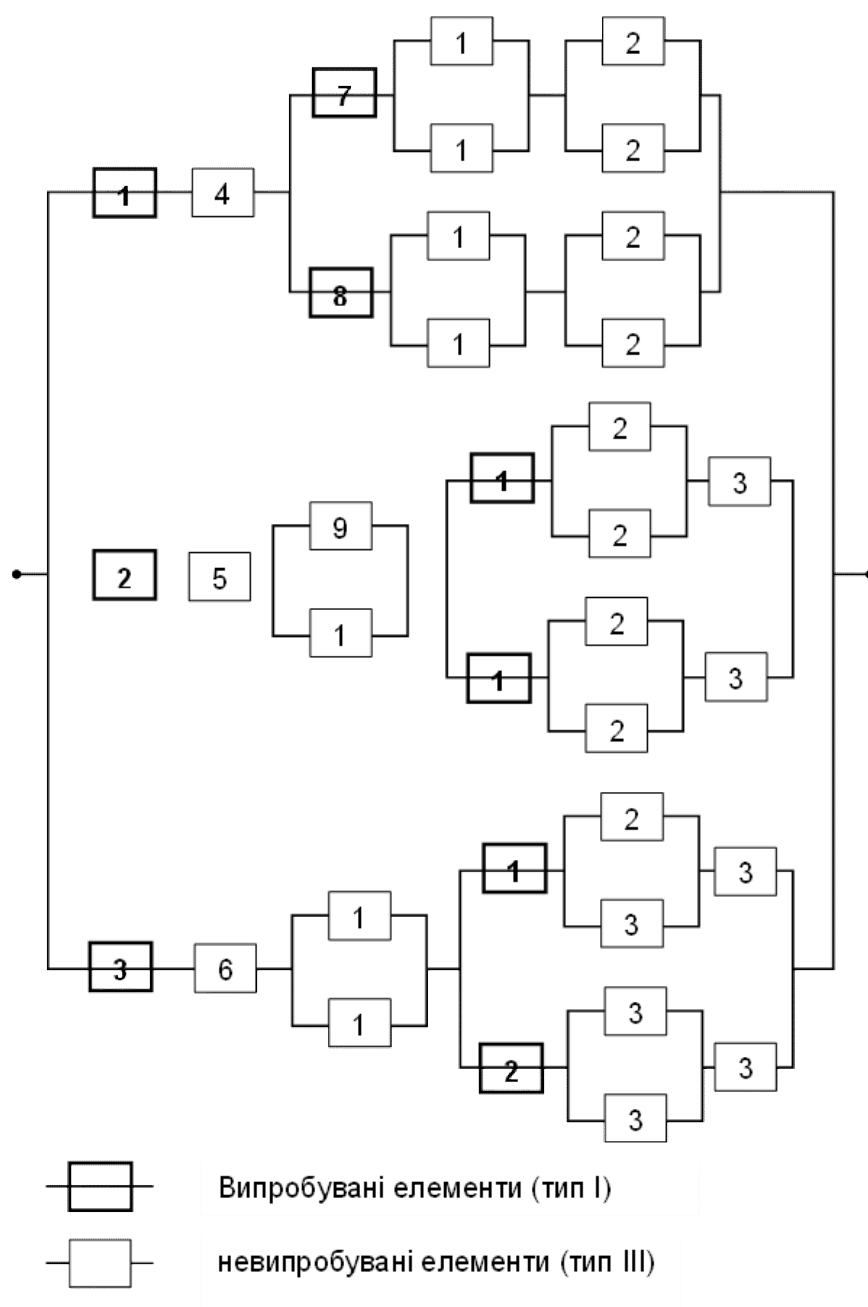


Рисунок В.7 – Розрахункова схема системи TQ12–32

Таблиця В.2 - Дані для розрахункових елементів системи TQ12-32

№ елементів в розрахунковій схемі, тип	Склад укрупненого елемента	Показник надійності	
		Найменування, розмірності	Значення
1,2,3, (I) випроб	TQ12D01 – центробіжний насос	λ , 1/год	1,659E-05
	TQ10S02, TQ12S02 – зворотний клапан (випроб)	λ_p , 1/ год μ , 1/ год	1,775E-02 4,348E-02
	TQ12S02, TQ12S03, TQ12S04 – засувка з електроприводом (випроб)	ξ , 1/тр	3,713E-03
4,5,6, (III), невипроб	TQ10B01 – бак CAO3 HT (невипроб) TQ10W01 – теплообмінник (невипроб) TQ10S01 – засувка з електроприводом (невипроб)	λ , 1/ год	3,296E-06
7,8,17,18,19,20, (I) випроб	TQ12S06 – засувка з електроприводом (випроб)	λ , 1/ год λ_p , 1/ год μ , 1/ год ξ , 1/тр	2,670E-07 2,711E-07 1,066E-01 4,294E-05
9-16, 21-36, (III) невипроб	TQ12S19 – зворотний клапан (невипроб)	λ , 1/ год	4,377E-08

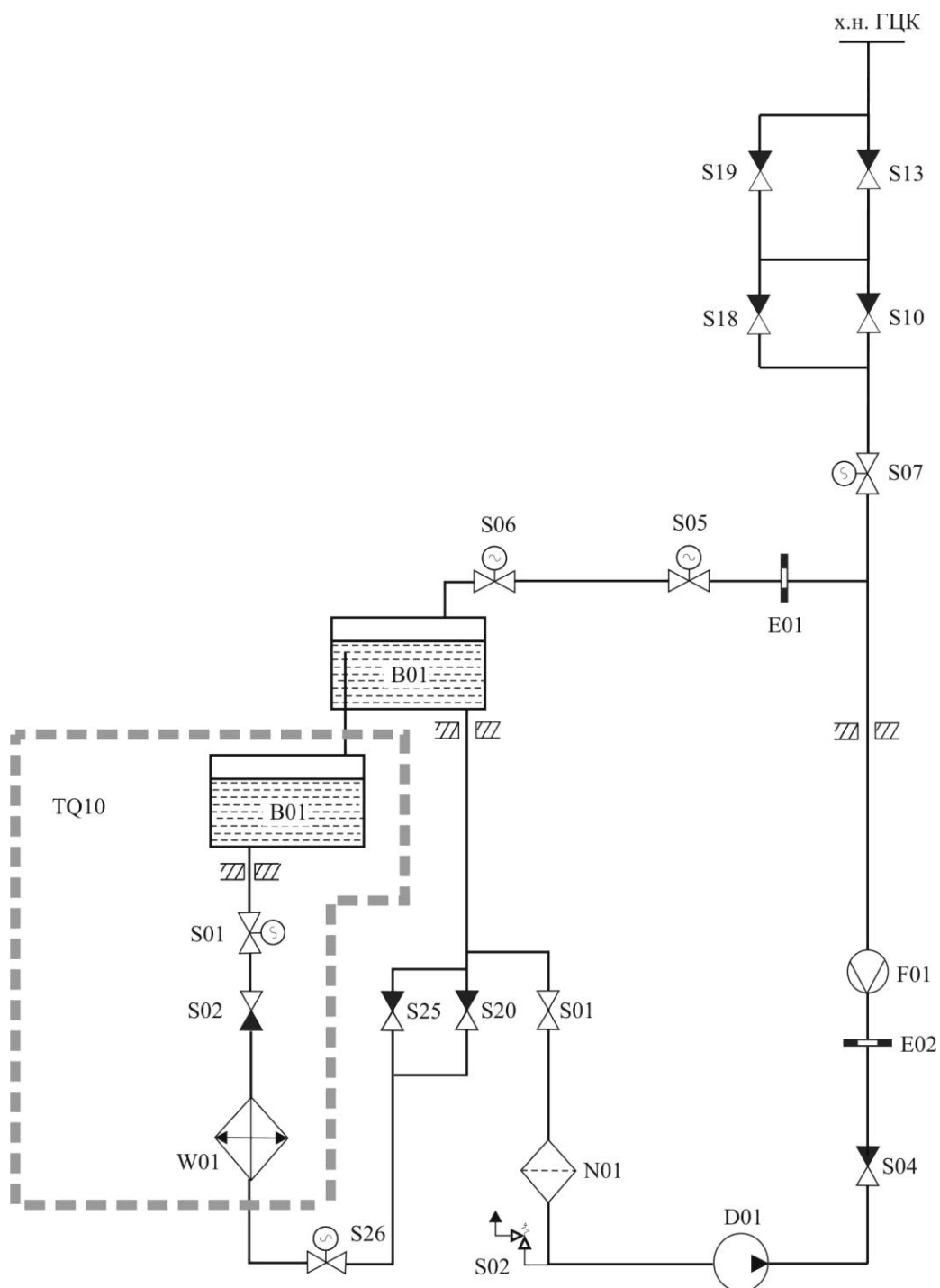


Рисунок В.8 – Технологічна схема каналу системи TQ13(23,33)

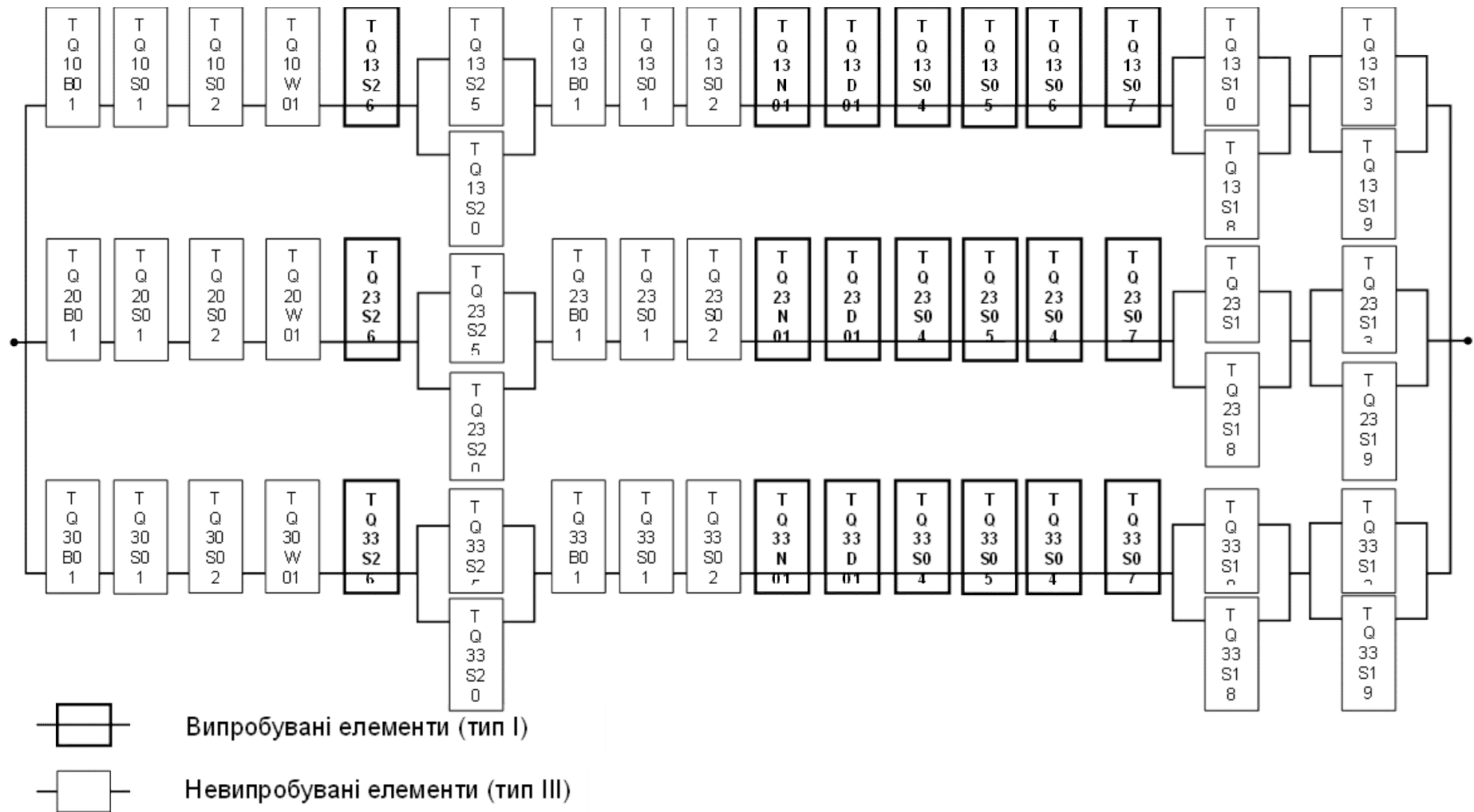


Рисунок В.9 – Логічна схема системи TQ13(23,33)

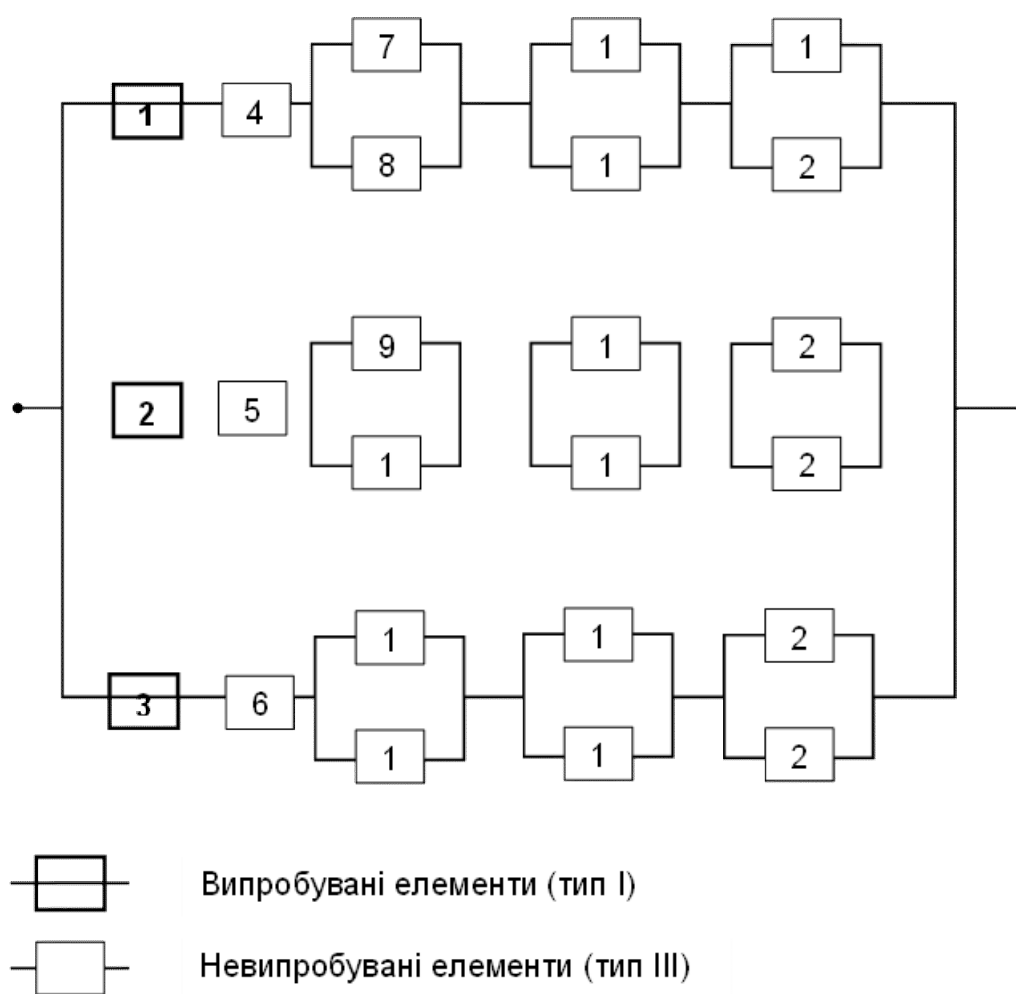


Рисунок В.10 – Розрахункова схема системи TQ13(23,33)

Таблиця В.3 - Дані для розрахункових елементів системи TQ13-33

№ елементів в розрахунковій схемі, тип	Склад укрупненого елемента	Показник надійності	
		Найм., розмірність	Значення
1,2,3, (I) випроб	TQ13D01 – центробіжний насос TQ13S05, TQ13S06, TQ13S07, TQ13S26 – засувка з електроприводом (випроб) TQ13S04 – зворотний клапан (випроб) TQ13N01 – фільтр механічний(випроб)	λ , 1/год λ_p , 1/ год μ , 1/ год ξ , 1/тр	1,343E-05 4,077E-03 4,348E-02 2,480E-03
4,5,6, (III), невипроб	TQ10B01 – бак CAO3 HT (невипроб) TQ10S01 – засувка з електроприводом (невипроб) TQ10S02 – зворотний клапан (невипроб) TQ10W01 – теплообмінник (невипроб) TQ13B01 – бак CAO3 HT (невипроб) TQ13S01 – засувка ручна (невипроб) TQ13S02 – запобіжний клапан (невипроб)	λ , 1/ год	5,767E-06
7-24, (III) невипроб	TQ13S20 – зворотний клапан (невипроб)	λ , 1/ год	4,377E-08

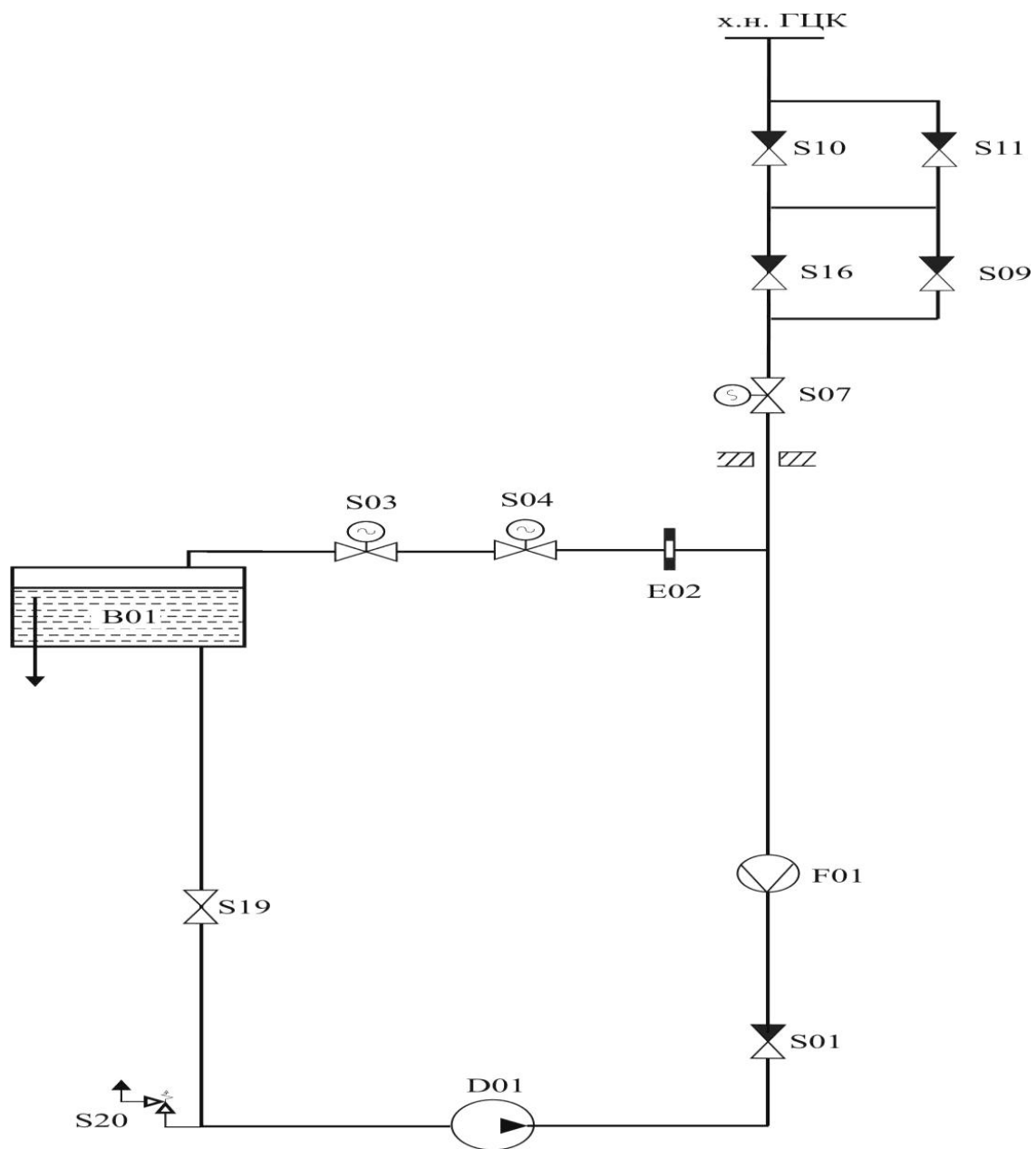


Рисунок В.11 – Технологічна схема каналу системи TQ14(24,34)

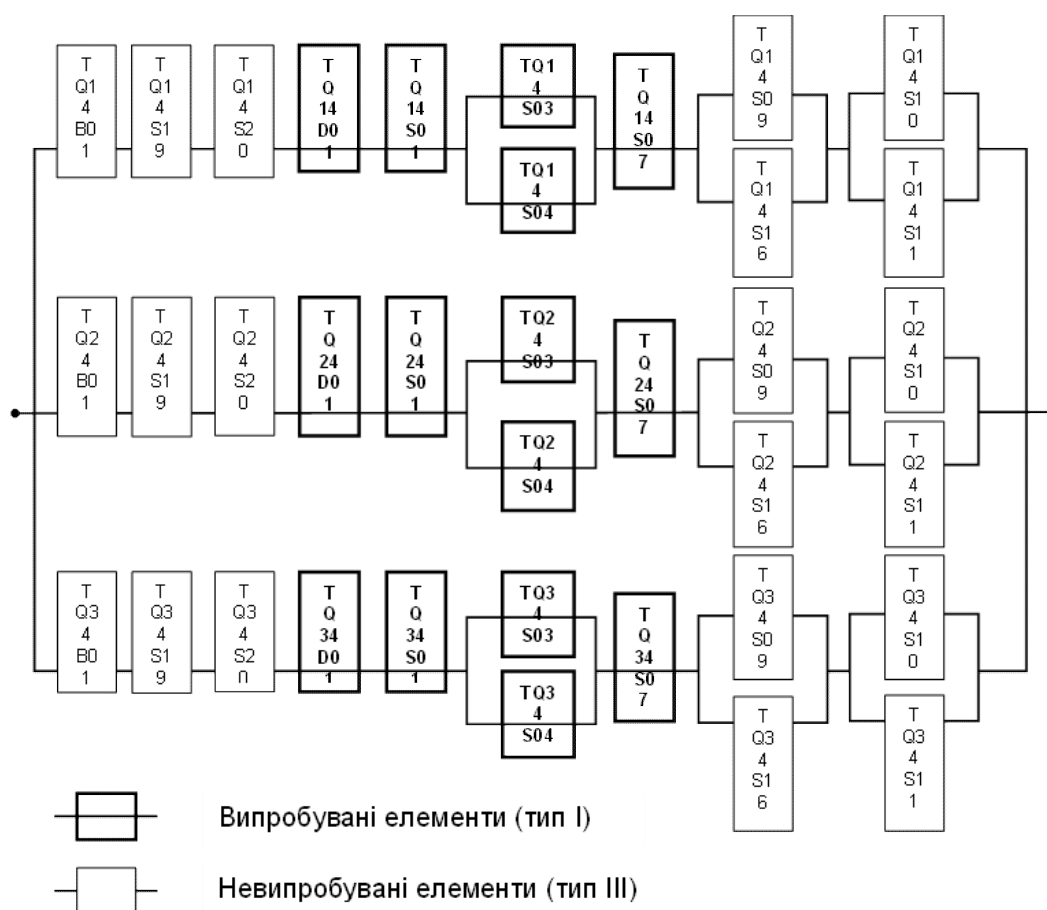


Рисунок В.12 – Логічна схема системи TQ14(24,34)

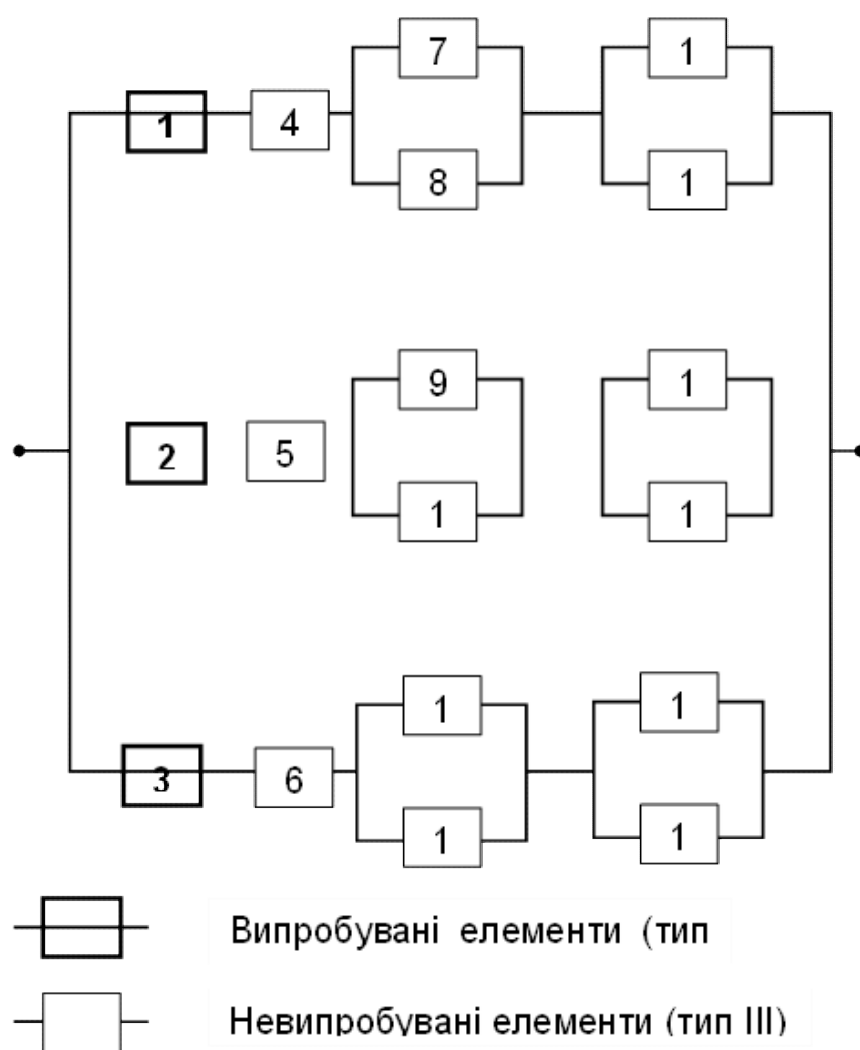


Рисунок В.13 – Розрахункова схема системи TQ14(24,34)

Таблиця В.4 - Дані для розрахункових елементів системи TQ14-34

№ елементів в розрахунковій схемі, тип	Склад укрупненого елемента	Показник надійності	
		Найм., розмірність	Значення
1,2,3, (I) випроб	TQ14D01 – плунжерний насос	λ , 1/год	1,318E-05
	TQ14S01 – зворотний клапан (випроб)	λ_p , 1/ год	5,407E-03
	TQ14S07 – засувка з електроприводом (випроб)	μ , 1/ год	4,348E-02
	Паралельно встановлені TQ14S03 та TQ14S04 – засувка з електроприводом (випроб)	ξ , 1/тр	2,874E-03
4,5,6, (III), невипроб	TQ14B01 – бак CAO3 BT (невипроб) TQ14S19 – засувка ручна (невипроб) TQ14S20 – запобіжний клапан (невипроб)	λ , 1/ год	2,428E-06
7-18, (III) невипроб	TQ14S09 – зворотний клапан (невипроб)	λ , 1/ год	4,377E-08

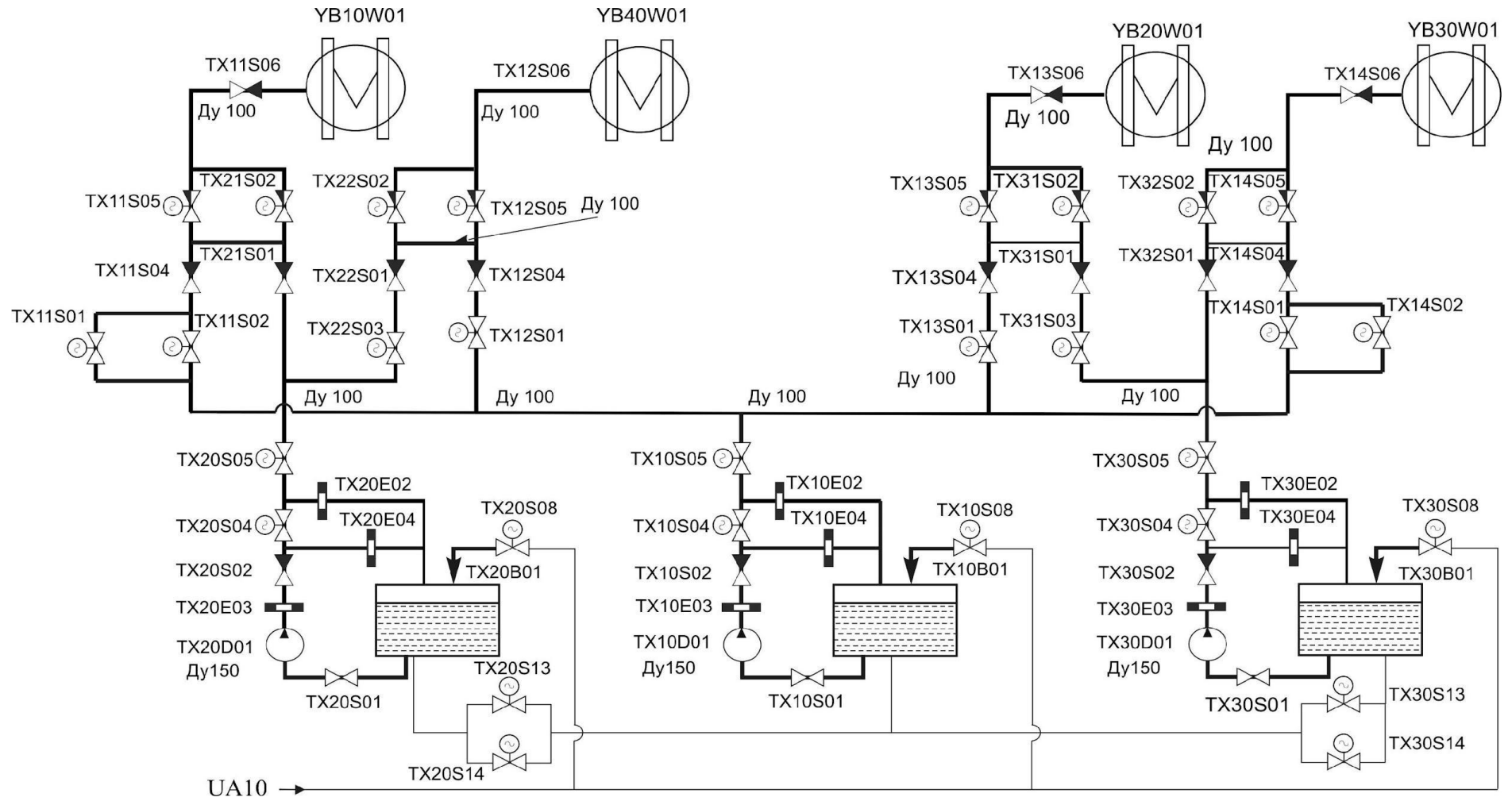


Рисунок В.14 – Технологічна схема системи TX10(20,30)

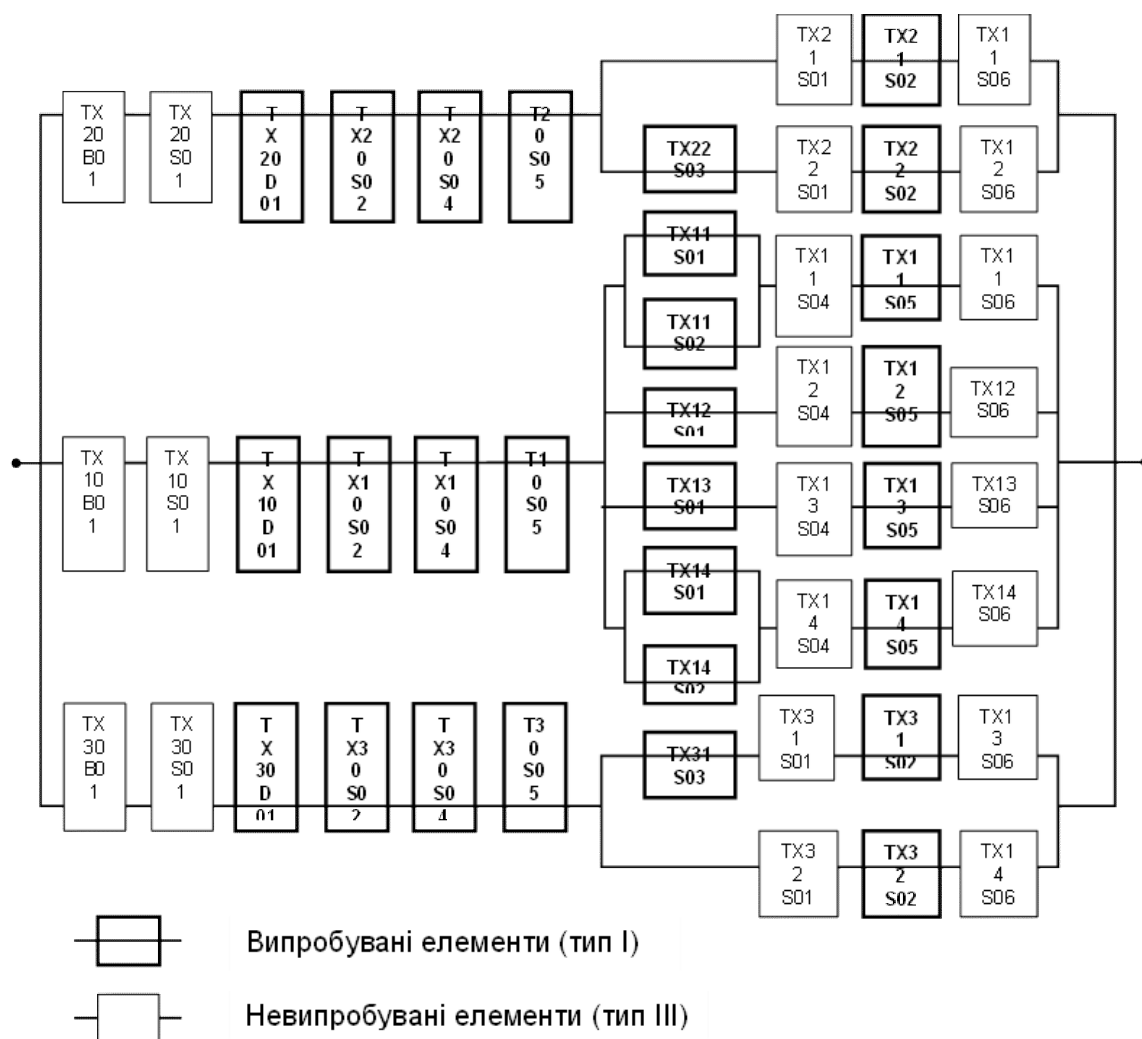


Рисунок В.15 – Логічна схема системи TX10(20,30)

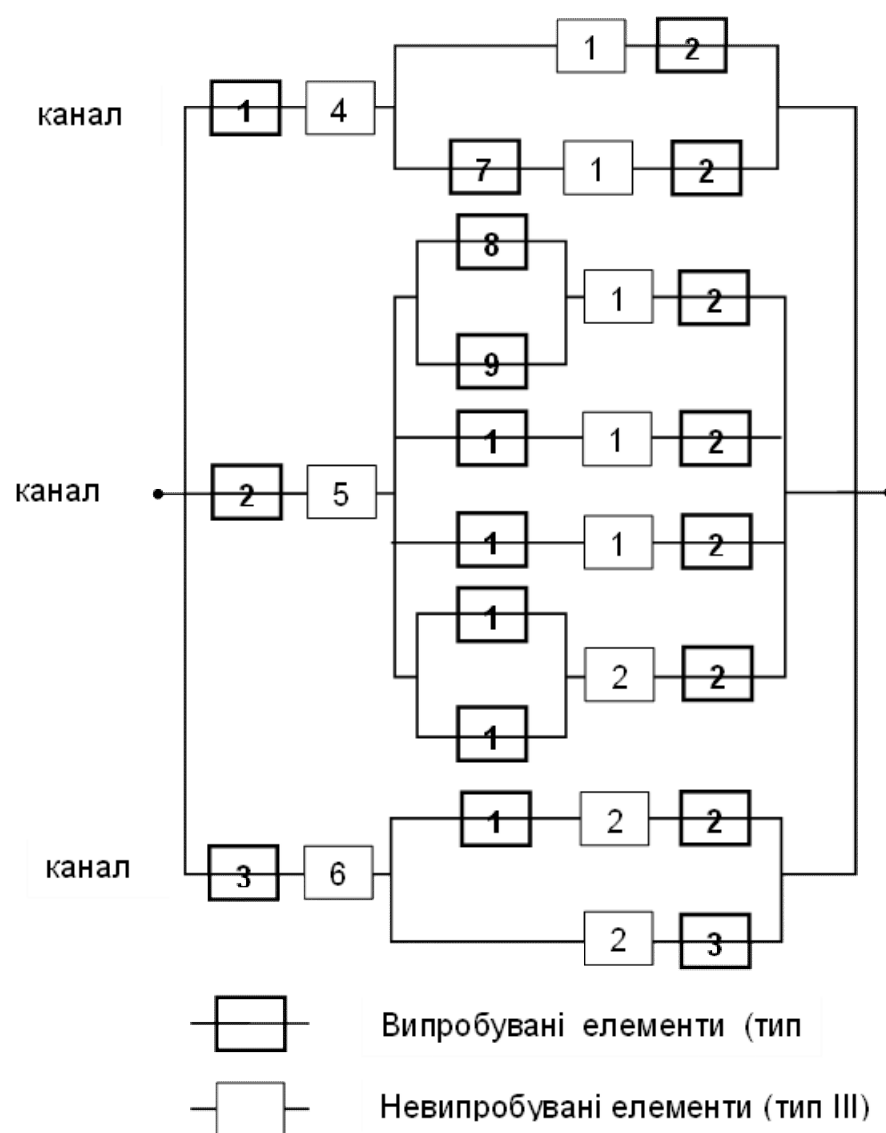


Рисунок В.16 – Розрахункова схема системи TX10(20,30)

Таблиця В.5 - Дані для розрахункових елементів системи TX10-30

№ елементів в розрахунковій схемі, тип	Склад укрупненого елемента	Показник надійності	
		Найм., розмірність	Значення
1,2,3, (I) випроб	TX10D01 – центробіжний насос TX10S02 – зворотний клапан (випроб) TX10S04, TX10S05 – засувка з електроприводом (випроб)	λ , 1/год	1,697E-05
		λ_p , 1/год	4,075E-03
		μ , 1/год	4,348E-02
		ξ , 1/тр	2,917E-03
4,5,6, (III), невипроб	TX10B01 – бак запаса знесоленої води (невипроб) TX10S01 – засувка ручна (невипроб)	λ , 1/год	1,809E-06
7-14, (I) випроб	TX22S03 – засувка з електроприводом (випроб)	λ , 1/год	2,670E-07
		λ_p , 1/год	2,711E-07
		μ , 1/год	1,066E-01
		ξ , 1/тр	4,294E-05
15-22, (III) невипроб	TX21S01, TX11S06 – зворотний клапан (невипроб)	λ , 1/год	8,753E-08
23-30, (I) випроб	TX11S05 – регулююча арматура (випроб)	λ , 1/год	3,158E-06
		λ_p , 1/год	1,172E-06
		μ , 1/год	8,367E-02

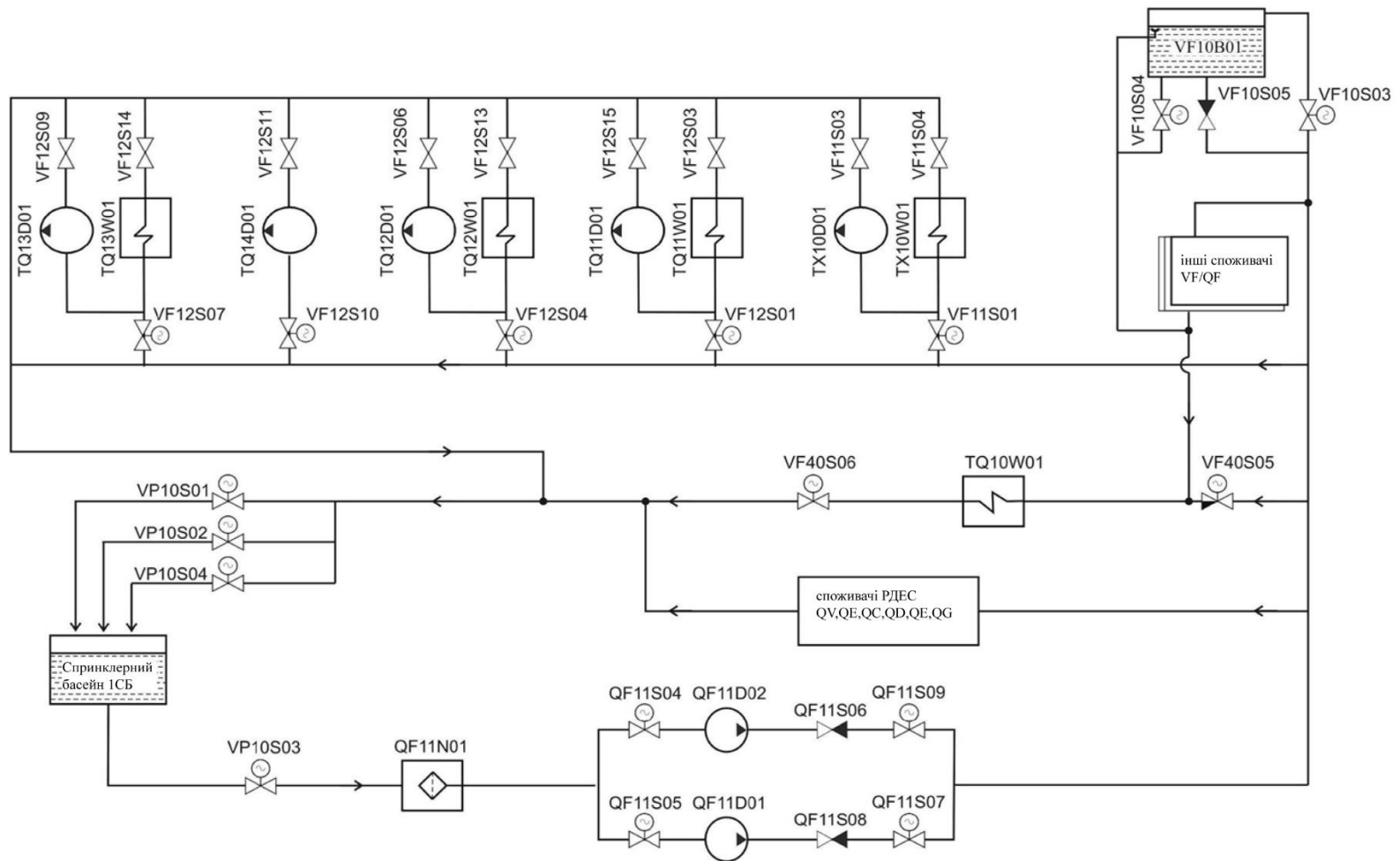


Рисунок В.17 – Технологічна схема каналу системи VF/QF

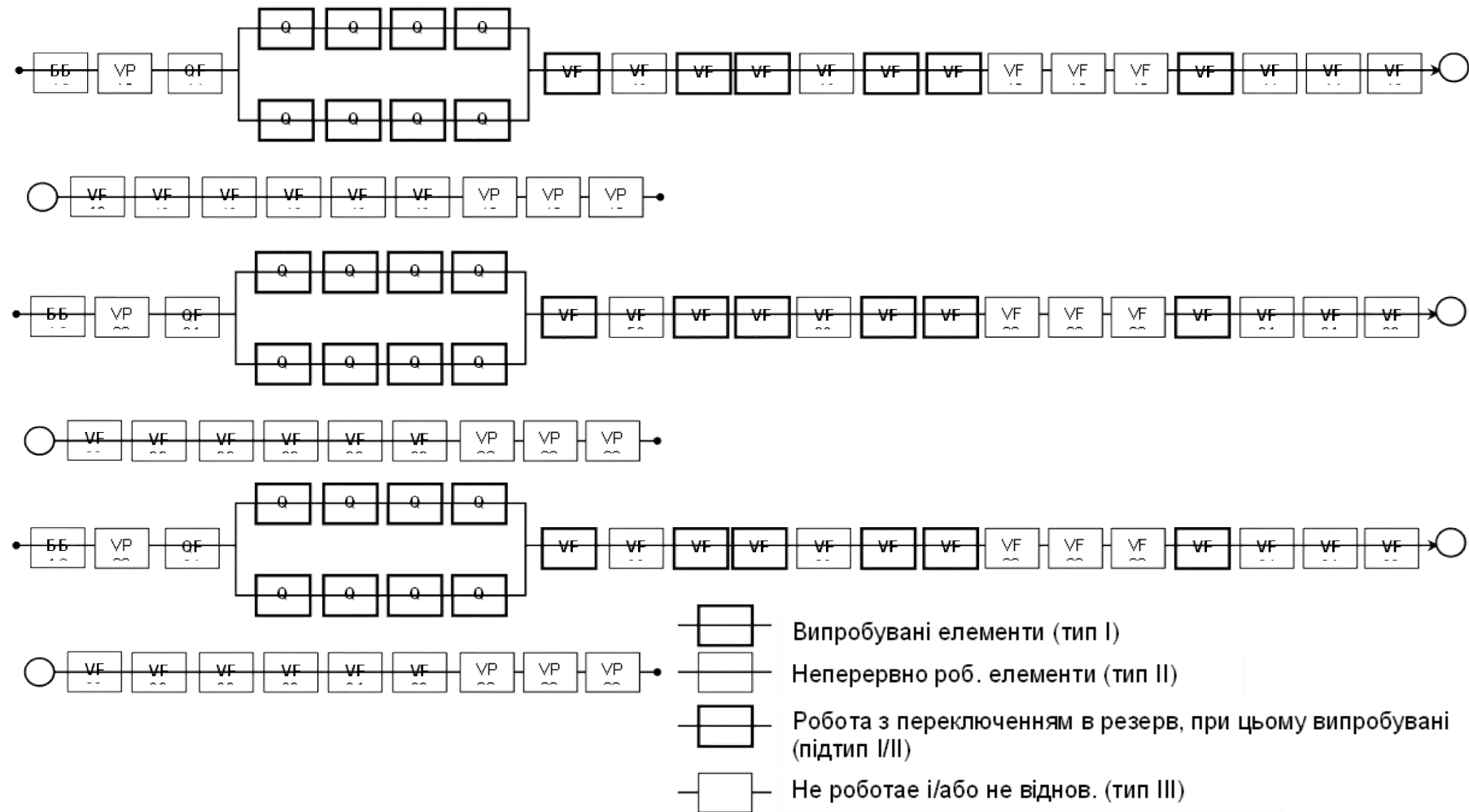
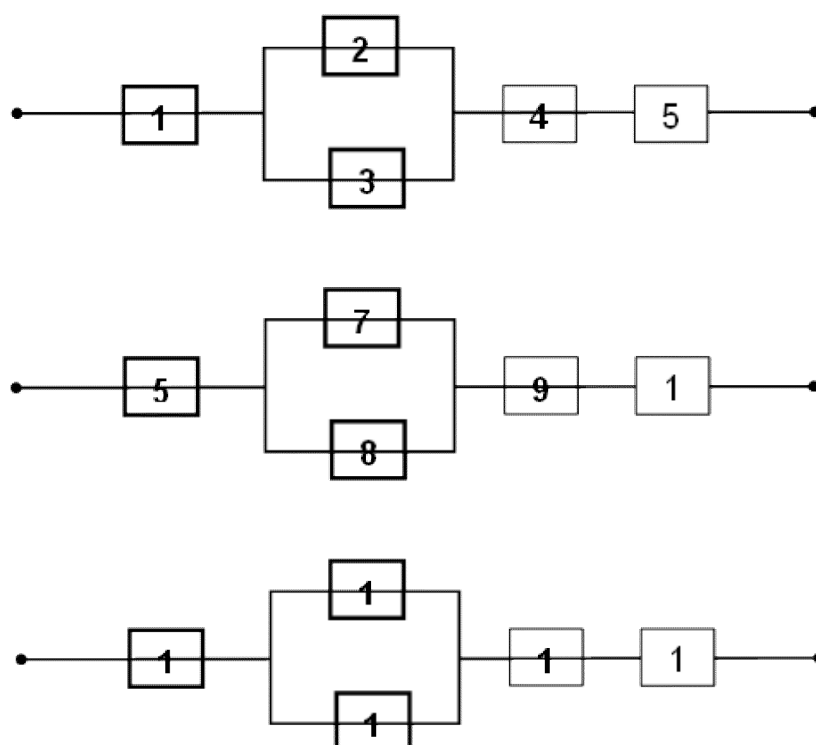


Рисунок В.18 – Логічна схема системи VF/QF







- | | |
|---|--|
|  | Випробувані елементи (тип I) |
|  | Неперервно роб. елементи (тип II) |
|  | Робота з переключенням в резерв, при цьому випробувані (підтип I/II) |
|  | Не роботає і/або не віднов. (тип III) |

Рисунок В.19 – Розрахункова схема системи VF/QF

Таблиця В.6 – Дані для розрахункових елементів системи VF/QF

№ елементів в розрахунковій схемі, тип	Склад укрупненого елемента	Показник надійності	
		Найм., розмірність	Значення
1, 6 11 (I) випроб	VF40S05 - регулююча арматура (випроб) VF10S03,S04 - засувка з електроприв. (випроб) VF12S10,S04 - засувка з електроприв. (випроб) VF10S05 - зворотний клапан (випроб)	λ , 1/год λ_p , 1/год μ , 1/год ξ , 1/тр	4,270E-06 3,321E-06 4,348E-02 5,267E-04
2, 3, 7, 8, 12, 13 (I/II)	QF11D01 - насос QF11S05,S07 - засувка з електроприв. (випроб) QF11S08 - зворотний клапан (випроб)	λ , 1/год λ_p , 1/год μ , 1/год ξ , 1/тр	9,820E-06 1,302E-05 1,592E-02 8,569E-04
4, 9, 14 (II)	Спринклерний басейн - 1 шт. QF11N01 - фільтр механічний (невипроб) VF40S06 - засувка з електроприв (невипроб) VF10B01 - бак (невипроб) Ручна засувка (невипроб) - 9 шт.	λ_p , 1/год μ , 1/год	5,108E-06 1,066E-01
5, 10, 15 (III)	VF12S01,S04,S07 - засувка з електроприв. (невипроб) VP10S01,S02,S03,S04 - засувка з електроприв. (невипроб) (всього 7 засувка з електроприв. (невипроб))	λ , 1/год	1,869E-06

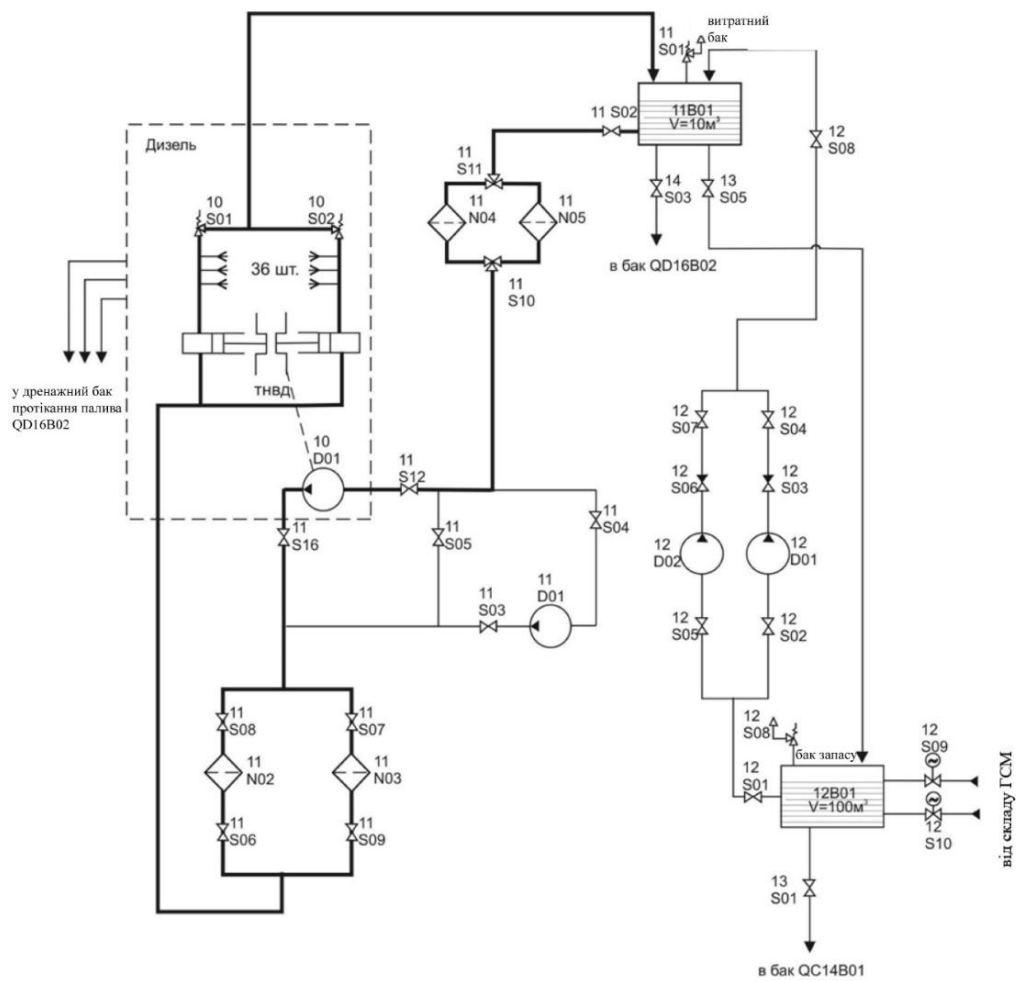


Рисунок В.20 – Технологічна схема паливної системи РДЕС QC

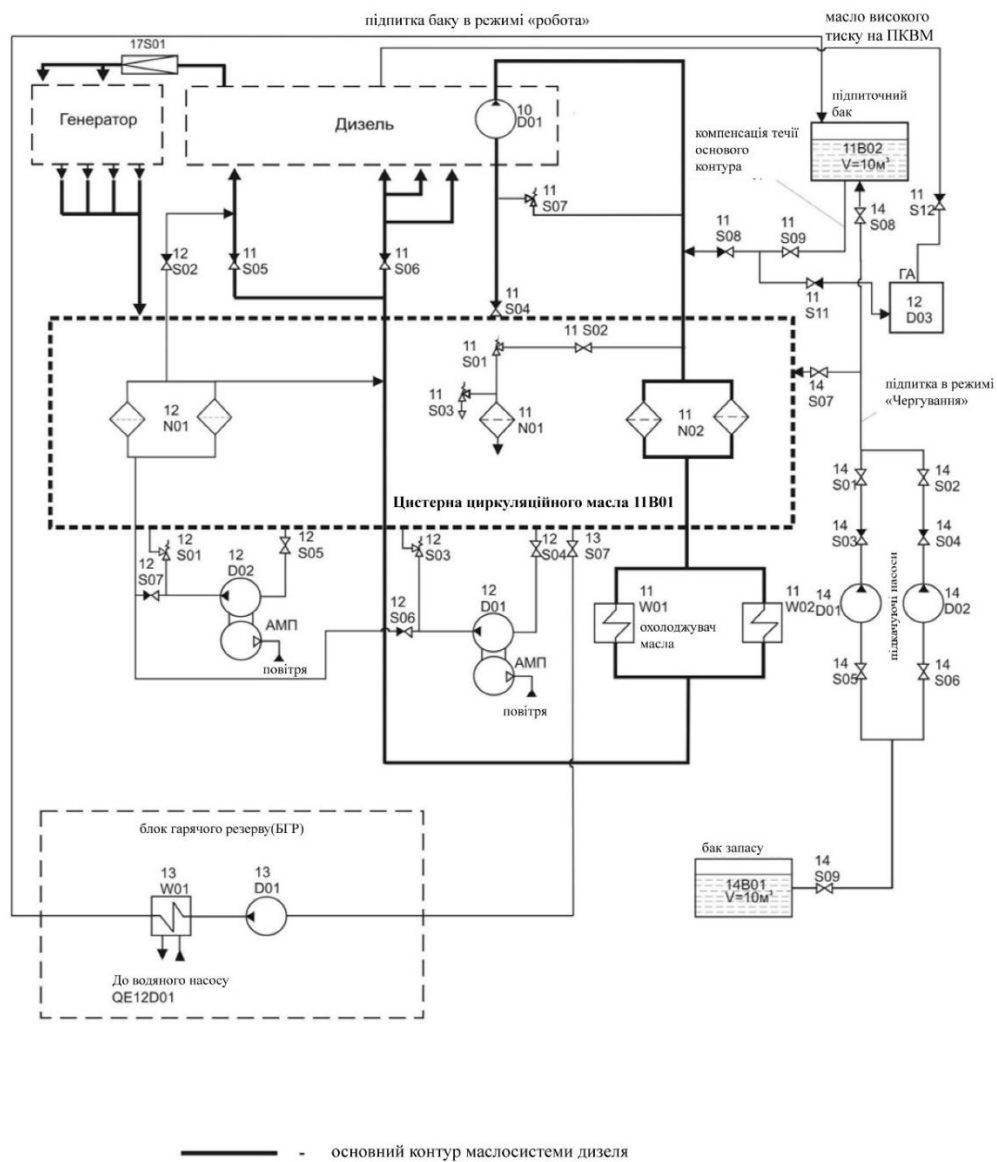


Рисунок В.21 – Технологічна схема масляної системи РДЕС QD
першої комірки ЕБ №5

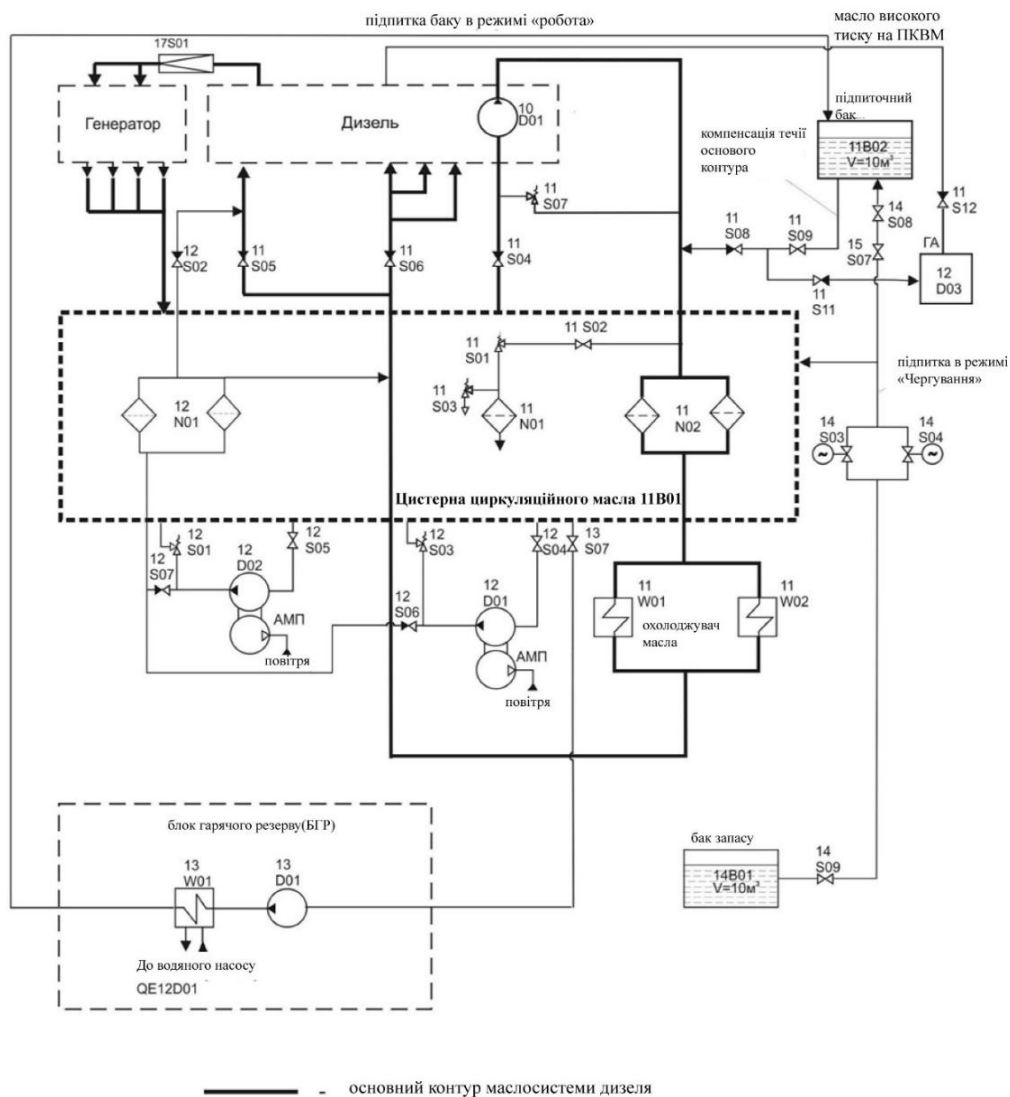


Рисунок В.22 – Технологічна схема масляної системи РДЕС
QD комірок 2 і 3 ЕБ №5

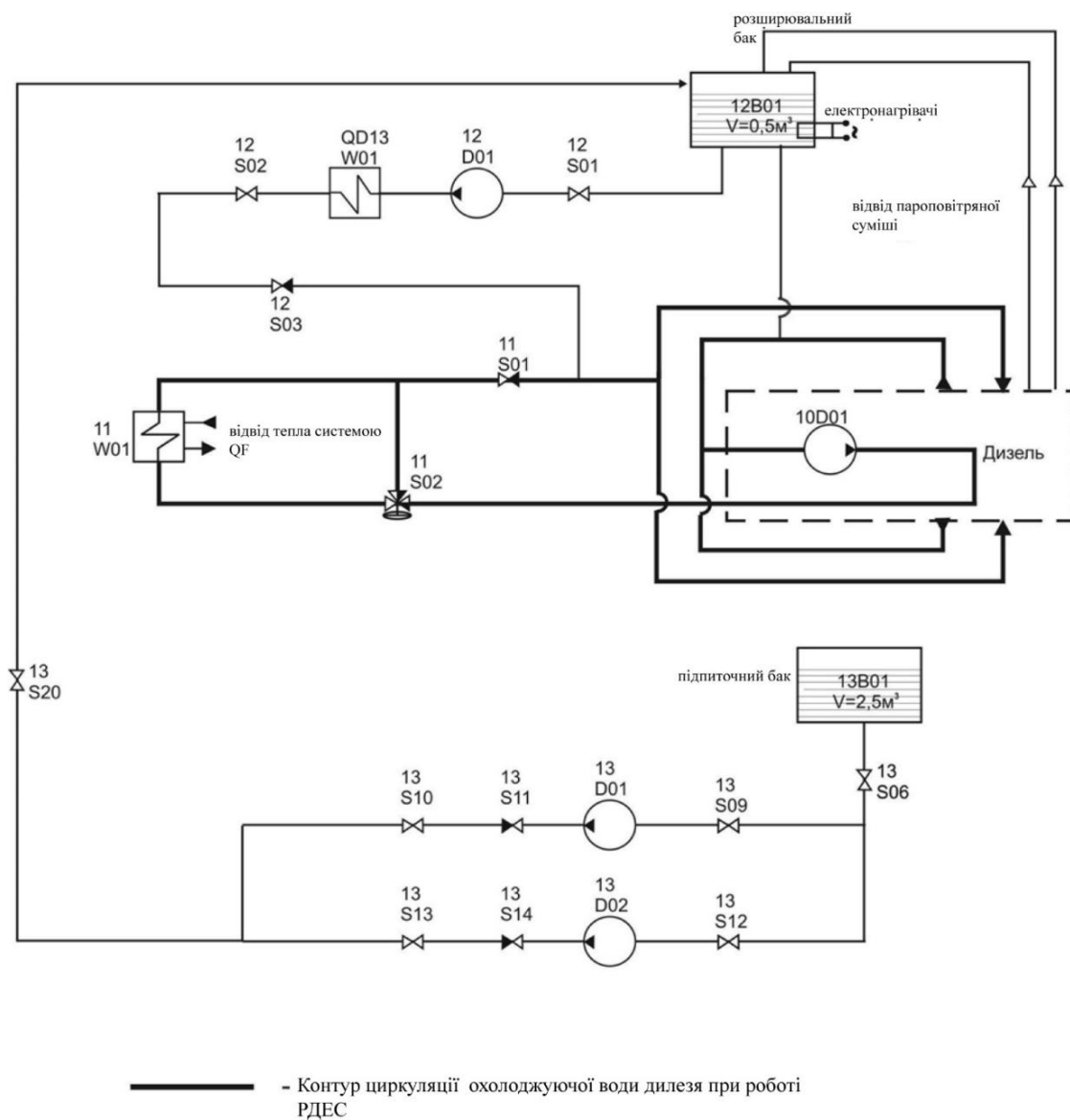


Рисунок В.23 – Технологічна схема системи водяного охолодження внутрішнього контуру РДЕС QE

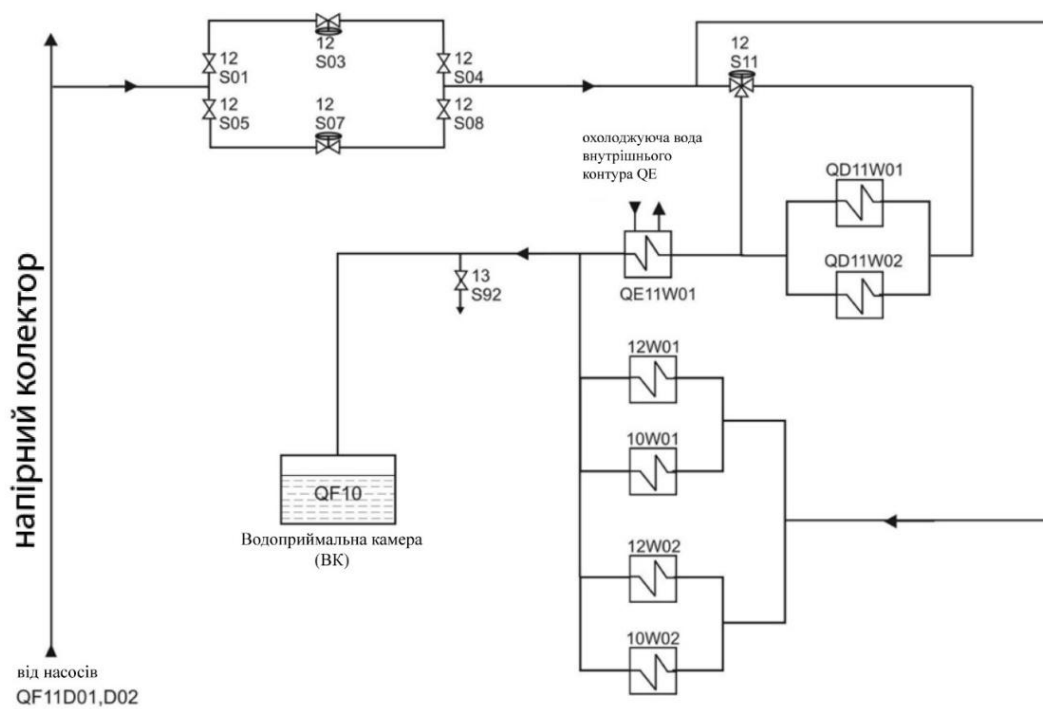


Рисунок В.24 – Технологічна схема системи водяного охолодження зовнішнього контуру РДЕС QF

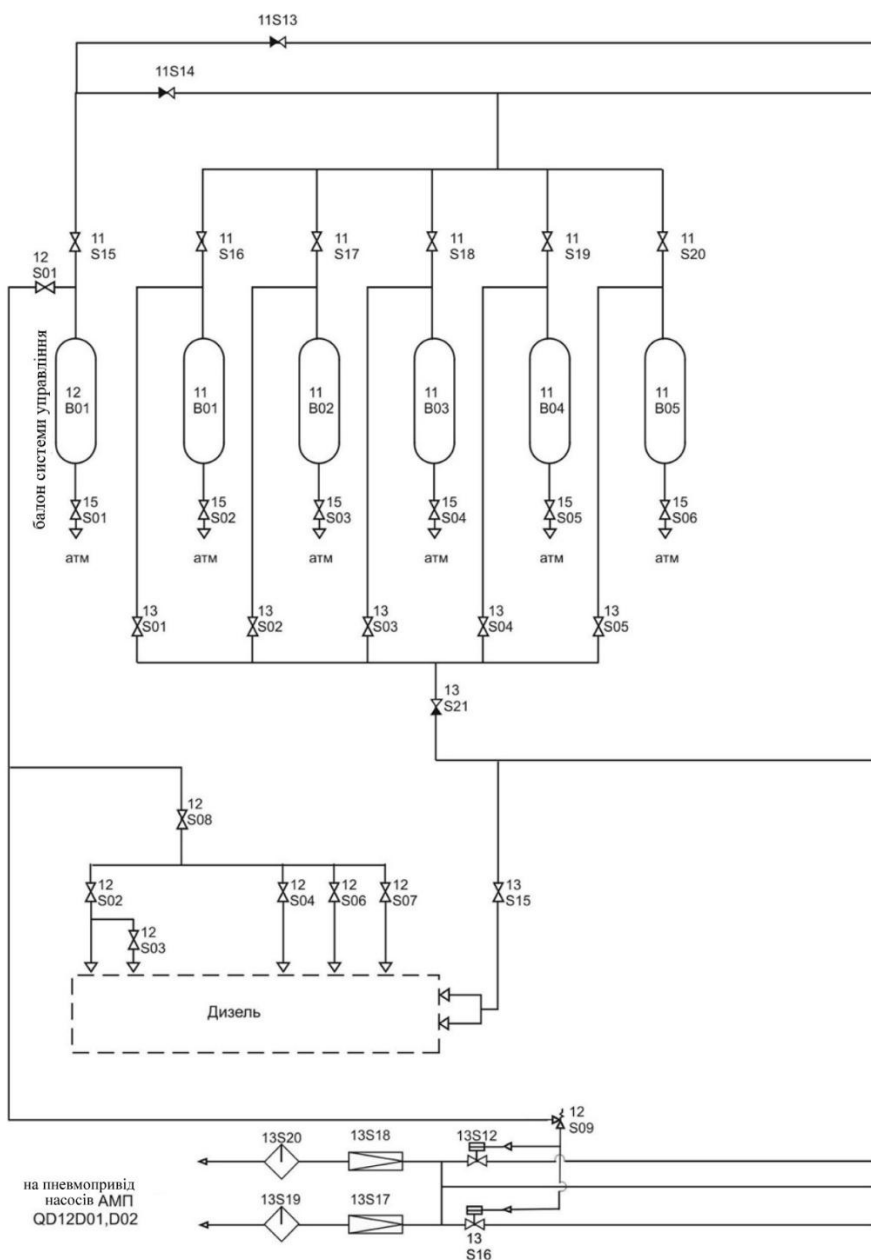


Рисунок В.25 – Технологічна схема системи пускового повітря РДЕС QG (рисунок на двох аркушах, ліва частина)

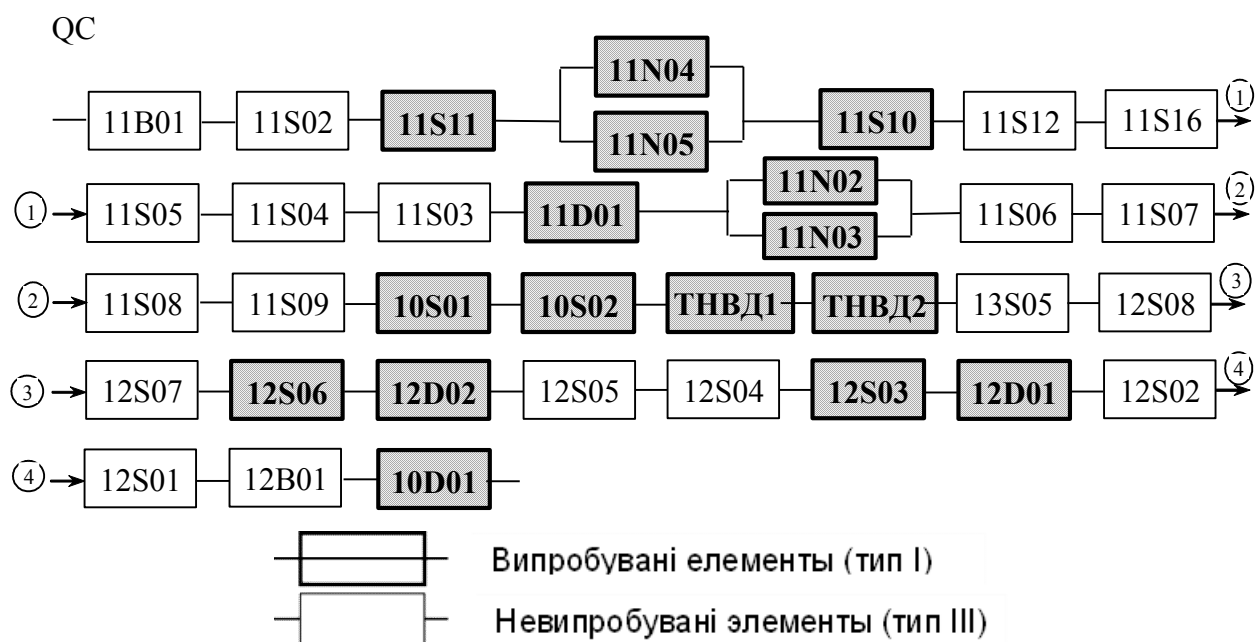


Рисунок В.26 – Логічна схема паливної системи РДЕС



Рисунок В.27 – Розрахункова схема роботи паливної системи

Таблиця В.7 – Дані для розрахункових елементів системи QC

№ елементів в розрахунко вій схемі, тип	Склад укрупненого елемента	Показник надійності	
		Найм., розмірність	Значення
QC1, (I) (випроб)	ТНВТ11, ТНВТ12 – паливний насос високого тиску (випроб)	λ , 1/год	7,458E-06
	QC10D01 – насос дизеля (випроб)	λ_p , 1/год	7,719E-03
	QC11D01, QC12D01, QC12D02 – насос з електроприводом (випроб)	μ , 1/год	4,348E-02
	QC10S01 QC10S02 – запобіжний клапан (випроб) QC11S10, QC11S11 – триходовий клапан (випроб)	ξ , 1/тр	4,972E-03
	QC11N02, QC11N03 – фільтр механічний (випроб) – група фільтров 1 QC11N04, QC11N05 – фільтр механічний (випроб) – група фільтров 2 (фільтри в одній групі дублювання, між групами з'єднані послідовно) QC12S03, QC12S06 – зворотний клапан (випроб)		
QC2, (III) (невипроб)	QC11B01, QC12B01 – бак (не опроб) QC11S02, QC11S03, QC11S04, QC11S05, QC11S06, QC11S07, QC11S08, QC11S09, QC11S12, QC11S16, QC12S01, QC12S02, QC12S04, QC12S05, QC12S07, QC12S08, QC13S05 – засувка ручна (невипроб) – 17 шт.	λ , 1/год	2,138E-06



Рисунок В.28 – Логічна схема маслосистеми РДЕС для різних компоновань

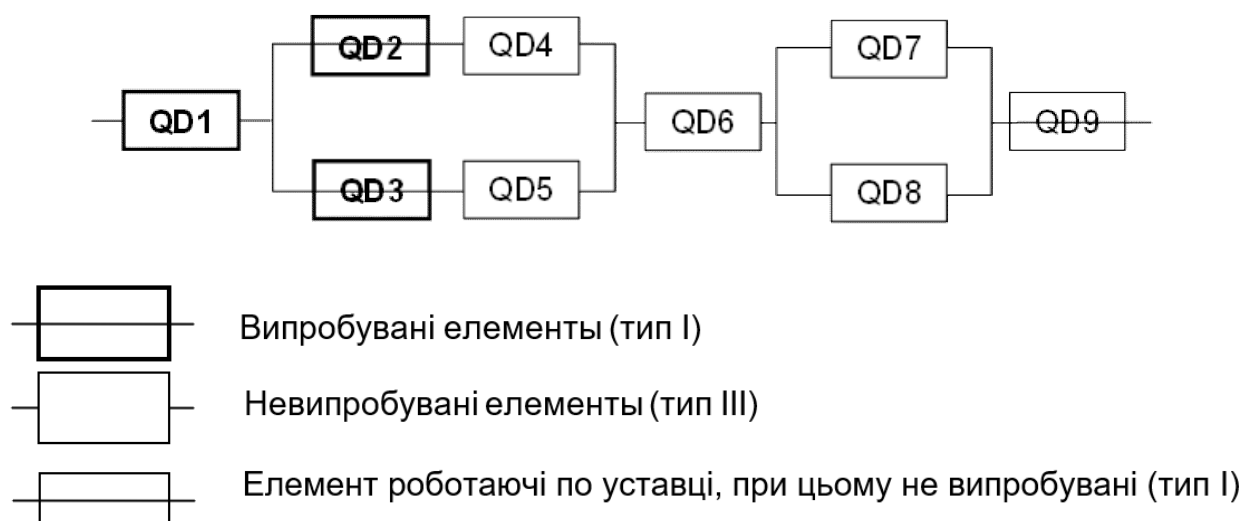


Рисунок В.29 – Розрахункова схема масляної системи РДЕС

Таблиця В.8 - Дані для розрахункових елементів системи QD

Види компоновок РДЕС	№ ел. в розрах. схемі, тип	Склад укрупненого елемента	Показник надійності	
			Найм., розмірність	Значення
1	2	3	4	5
5 РДЕС 1	QD1, (I) випроб	QD10D01 – насос дизеля (випроб) QD13D01 – насос БГР (випроб) QD12D03 – гідроаккумулятор (випроб) QD17S01 – редукційний клапан (випроб) QD11N01, QD11N02, QD12N01 – фільтр механічний (випроб) QD11S04, QD11S05, QD11S06, QD11S08, QD11S12, QD12S02 – зворотний клапан (випроб) – 6 шт	λ , 1/год	6,206E-06
			λ_p , 1/год	9,550E-03
			μ , 1/год	4,348E-02
			ξ , 1/тр	5,217E-03
	QD2, (I) випроб	QD12D01 – насос з пневмоприводом (випроб) QD12S06 – зворотний клапан (випроб)	λ , 1/год	9,246E-07
			λ_p , 1/год	1,287E-03
			μ , 1/год	4,348E-02
			ξ , 1/тр	7,710E-04
	QD3, (I) випроб	QD12D02 – насос з пневмоприводом (випроб) QD12S07 – зворотний клапан (випроб)	λ , 1/год	9,246E-07
			λ_p , 1/год	1,287E-03
			μ , 1/год	4,348E-02
			ξ , 1/тр	7,710E-04

Продовження таблиці В.8

1	2	3	4	5
	QD4, (III) невипроб	QD12S03 – перепускний та запобіжний клапан QD12S04 – засувка ручна (невипроб)	λ , 1/год	4,010E-07
	QD5, (III) не випроб	QD12S01 – перепускний та запобіжний клапан QD12S05 – засувка ручна (невипроб)	λ , 1/год	4,010E-07
	QD6, (III) невипроб	QD11B01 – цистерна циркуляційного масла QD11B02, QD14B01 – бак QD11S01, QD11S03, QD11S07, QD12S01 – перепускний та запобіжний клапан QD11S02, QD11S09, QD12S05, QD13S07, QD14S07, QD14S08, QD14S09 – засувка ручна (невипроб) QD11W01, QD11W02 – теплообмінник (невипроб) QD11S011 – зворотний клапан (невипроб)	λ , 1/год	5,343E-06
	QD7, (III) невипроб	QD14D01 – насос з електроприводом (невипроб) QD14S03 – зворотний клапан (невипроб) QD14S01, QD14S05 – засувка ручна (невипроб)	λ , 1/год	1,161E-06

Продовження таблиці В.8

1	2	3	4	5
	QD8, (III) невипроб	QD14D02 – насос з електроприводом (невипроб) QD14S04 – зворотний клапан (невипроб) QD14S02, QD14S06 – засувка ручна (невипроб)	λ , 1/год	1,161E-06
	QD9, (I) раб. по уставке, не опроб (БГР)	QD11W02 – теплообмінник (невипроб)	λ , 1/год	2,409E-07
			λ_p , 1/год	1,279E-07
			μ , 1/год	4,545E-02
5 РДЕС 2,3	QD1, (I) опроб	Склад елемента та ПН такі ж як для 5 РДЕС 1		
	QD2, (I) опроб	Склад елемента та ПН такі ж як для 5 РДЕС 1		
	QD3, (I) опроб	Склад елемента та ПН такі ж як для 5 РДЕС 1		
	QD4, (III) не опроб	Склад елемента та ПН такі ж як для 5 РДЕС 1		
	QD5, (III) не опроб	Склад елемента та ПН такі ж як для 5 РДЕС 1		
	QD6, (III) не опроб	Склад елемента та ПН такі ж як для 5 РДЕС 1		
	QD7, (III) не опроб	QD14S03 – засувка з електроприводом (не опроб)	λ , 1/ год	2,670E-07
	QD8, (III) не опроб	QD14S04 – засувка з електроприводом (не опроб)	λ , 1/ год	2,670E-07
	QD9, (I) раб. по уставке, не опроб	Склад елемента та ПН такі ж як для 5 РДЕС 1		

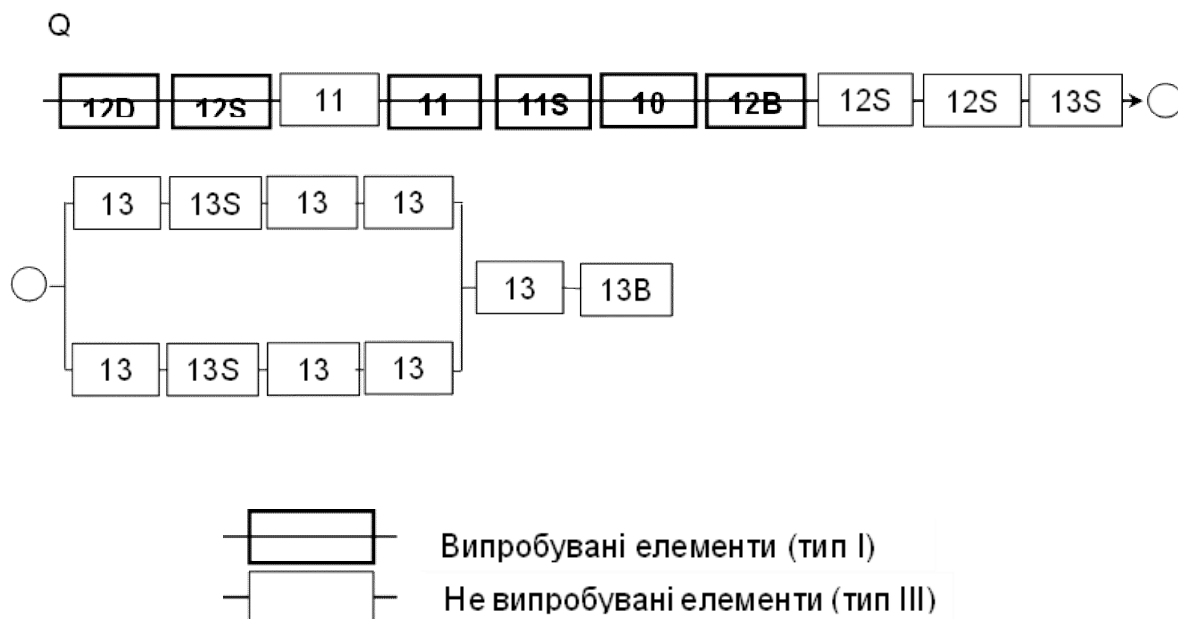


Рисунок В.30 – Логічна схема системи водяного охолодження внутрішнього контуру РДЕС

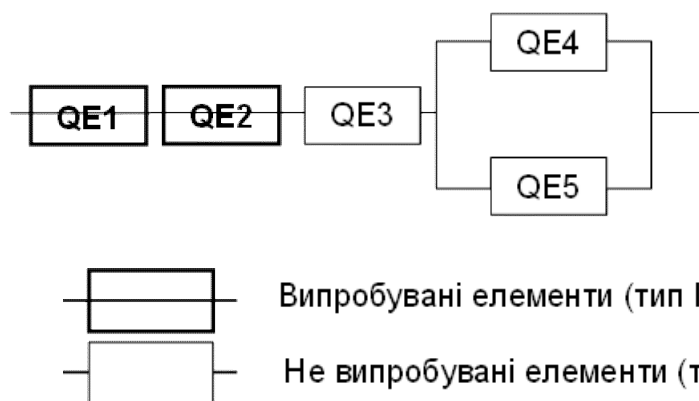


Рисунок В.31 – Розрахункова схема системи водяного охолодження внутрішнього контуру РДЕС

Таблиця В.9 - Дані для розрахункових елементів системи QE

№ елементів в розрахунковій схемі, тип	Склад укрупненого елемента	Показник надійності	
		Найм., розмірність	Значення
QE1, (I) випроб	QE10D01 – насос дизеля QE11S01 – зворотний клапан (випроб) QE11S02 – регулююча арматура (випроб)	λ , 1/год λ_p , 1/год μ , 1/год ξ , 1/тр	4,964E-06 2,574E-03 4,348E-02 1,641E-03
QE2 (I), випроб, роб по уставці (БГР)	QE12D01 – насос БГР QE12B01 – бак (випроб.) БГР QE12S03 – зворотний клапан (випроб.)	λ , 1/год λ_p , 1/год μ , 1/год ξ , 1/тр	3,046E-06 8,924E-06 4,348E-02 2,700E-03
QE3, (III) не випроб	QE11W01 – теплообмінник (не випроб.) QE13B01 – бак QE12S01, QE12S02, QE13S06, QE13S20 – засувка ручна (не випроб)	λ , 1/год	1,041E-06
QE4, (III) не випроб	QE13D01 – насос з електроприводом (не випроб) QE13S09, QE13S10 – засувка ручна (не випроб) QE13S11 – зворотний клапан (не випроб)	λ , 1/год	1,022E-06
QE5, (III) не випроб	QE13D02 – насос з електроприводом (не випроб) QE13S12, QE13S13 – засувка ручна (не випроб) QE13S14 – зворотний клапан (не випроб)	λ , 1/год	1,022E-06

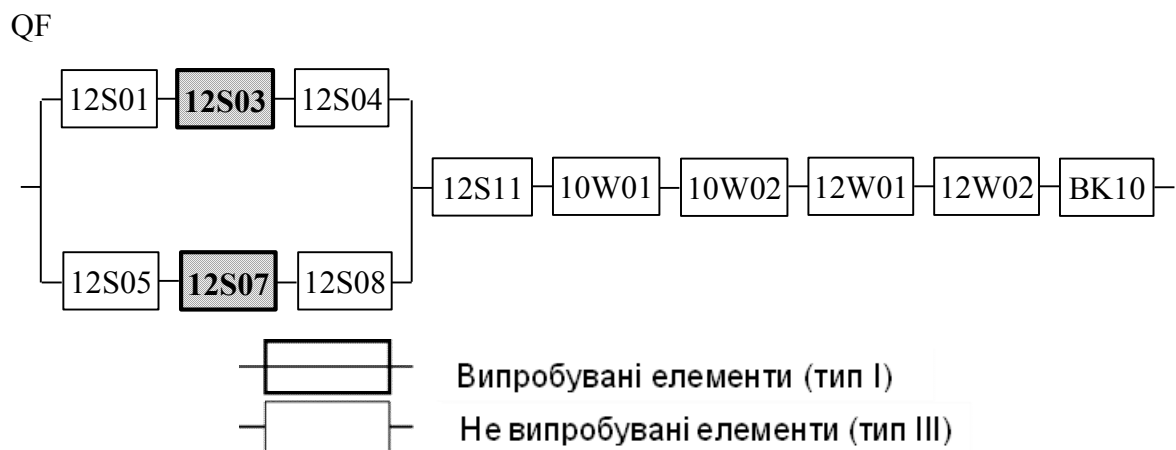


Рисунок В.32 – Логічна схема системи води зовнішнього контуру охолодження РДЕС

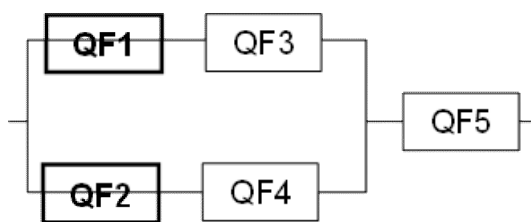


Рисунок В.33 – Розрахункова схема системи води зовнішнього контуру охолодження РДЕС

Таблиця В.10 - Дані для розрахункових елементів системи QF

№ елементів в розрахунковій схемі, тип	Склад укрупненого елемента	Показник надійності	
		Найм., розмірність	Значення
QF1, (I) випроб	QF12S03 – засувка з пневмоприводом (випроб)	λ , 1/год λ_p , 1/ год μ , 1/ год ξ , 1/тр	1,234E-06 2,779E-07 1,389E-02 4,287E-04
QF2 (I), випроб	QF12S07 – засувка з пневмоприводом (випроб)	λ , 1/ год λ_p , 1/ год μ , 1/ год ξ , 1/тр	1,234E-06 2,779E-07 1,389E-02 4,287E-04
QF3, (III) не опроб	QF12S01, QF12S04 – засувка ручна (не випроб)	λ , 1/ год	9,787E-08
QF4, (III) не випроб	QF12S05, QF12S08 – засувка ручна (не випроб)	λ , 1/ год	9,787E-08
QF5, (III) не випроб	QF12S011 – триходова засувка з пневмоприводом (не випроб) QF10W01, QF10W02, QF12W01, QF12W02 – теплообмінник (не випроб) BK10 – водоприймальна камера (не випроб)	λ , 1/ год	4,485E-06

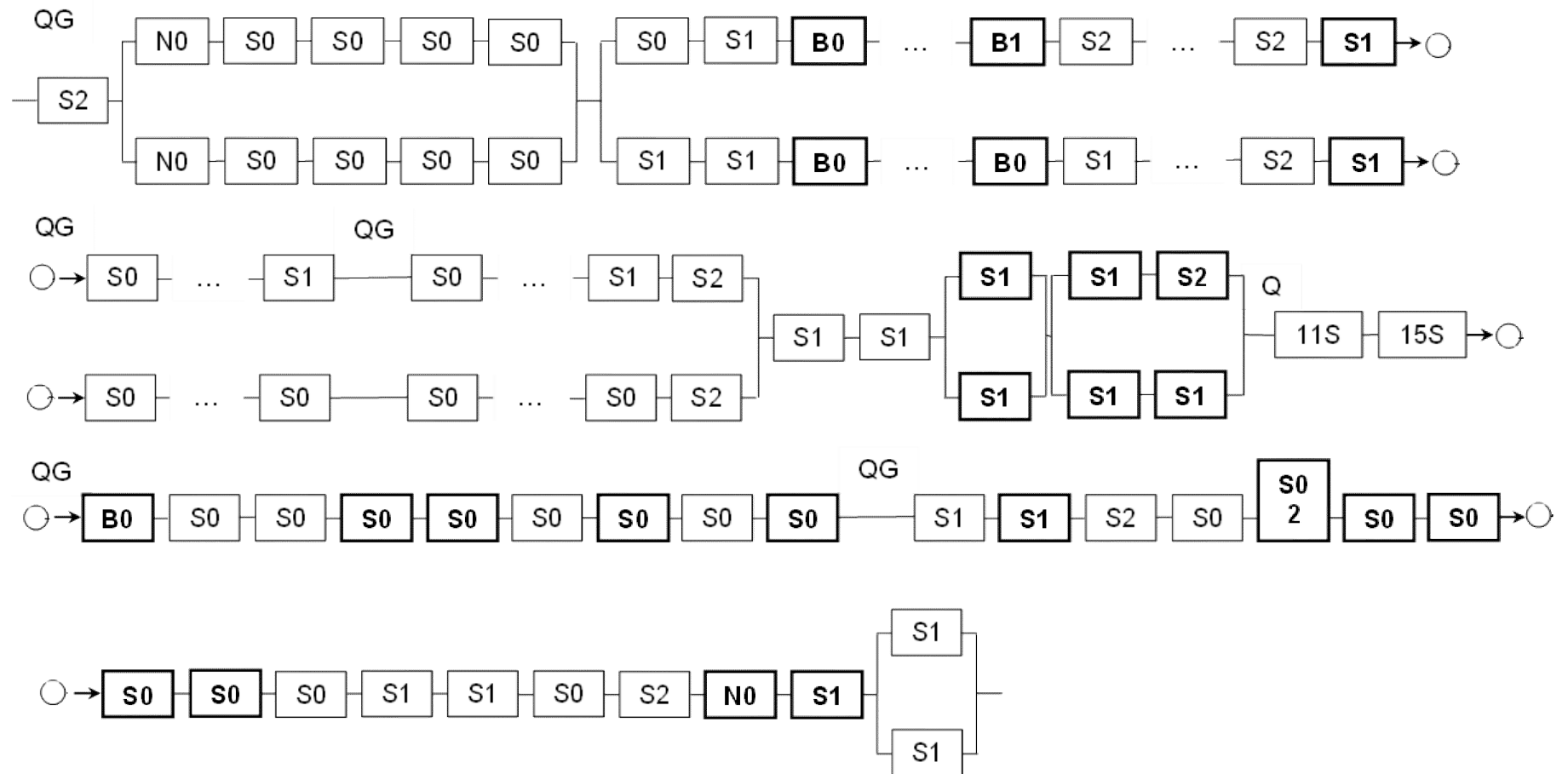


Рисунок В.34 – Логічна схема повітряної системи РДЕС

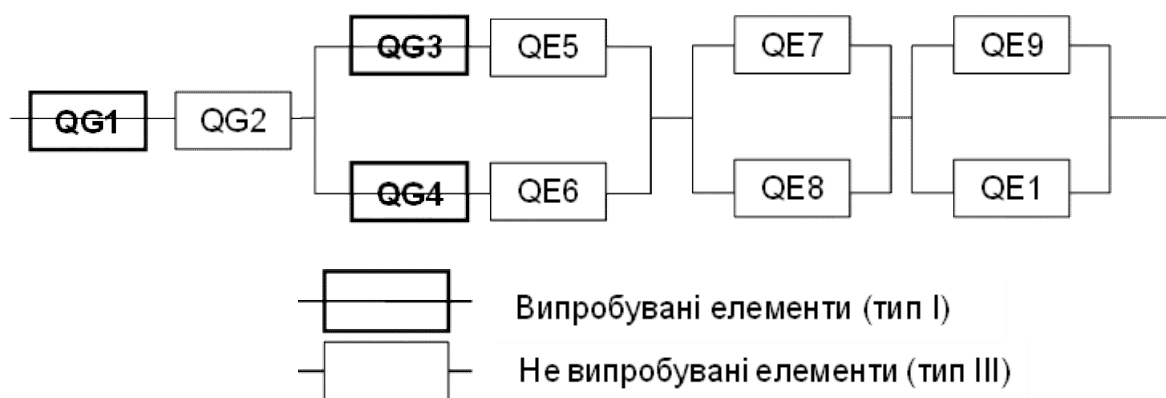


Рисунок В.35 – Розрахункова схема повітряної системи РДЕС



Рисунок В.36 – Розрахункова схема дизель-генератора, приладів і автоматики

Таблиця В.11 - Дані для розрахункових елементів системи QG

№ елементі в розрахунковій схемі, тип	Склад укрупненого елемента	Показник надійності	
		Найм., розмірність	Значення
1	2	3	4
QG1, (I) випроб	QG12B01 – повітряний балон (випроб) QG12S02, QG12S04, QG12S07, QG12S09 – електропневмоклапан (випроб) – 4 шт. QG14S17 – зворотний клапан (випроб) QG14S02 – запорний пневмоклапан (випроб) QG14S03, QG14S04, QG14S06, QG14S07, QG14S19 – редукційний клапан (випроб) – 5шт. QG14N01 – фільтр механічний (випроб) Паралельно встановлені два запорних пневмоклапана QG13S12 и QG13S16 Паралельно встановлені дві групи арматури випробуємі редукційний та зворотний клапани (в кожній групі) QG13S18, QG13S20 и QG13S17, QG13S19 відповідно	λ , 1/ год λ_p , 1/ год μ , 1/ год	2,566E-06 5,274E-03 4,348E-02
		ξ , 1/тр	2,907E-03

Продовження таблиці В.11

1	2	3	4
QG2 (I), не випроб	QG11S15, QG11S28, QG12S01, QG12S08, QG13S11, QG13S15, QG14S01, QG14S08, QG14S10, QG14S11, QG14S16, QG14S20, QG14S22, QG15S01 – засувка ручна (не випроб) – 14шт QG12S03, QG12S06 – електропневмоклапан (не випроб) QG14S05 – запорний пневмоклапан (не випроб)	λ , 1/ год	1,566E-06
QG3, (III) випроб	QG11B06-B10 – повітряний балон (випроб) – 5шт QG11S13 – зворотний клапан (випроб)	λ , 1/ год λ_p , 1/ год μ , 1/ год ξ , 1/тр	8,445E-07 1,170E-03 4,348E-02 7,126E-04
QG4, (III) випроб	QG11B01-B05 – повітряний балон (випроб) – 5шт QG11S14 – зворотний клапан (випроб)	λ , 1/ год λ_p , 1/ год μ , 1/ год ξ , 1/тр	8,445E-07 1,170E-03 4,348E-02 7,126E-04
QG5, (III) не випроб	QG11S09, QG11S11 – запобіжний клапан (не опроб) QG11S21-S25, QG13S06-S10, QG15S07-S11 – засувка ручна (не випроб) – 15шт QG13S22 – зворотний клапан (не випроб)	λ , 1/ год	1,835E-06
QG6, (III) не випроб	QG11S10, QG11S12 – запобіжний клапан (не опроб) QG11S16-S20, QG13S01-S05, QG15S02-S06 – засувка ручна (не випроб) – 15шт QG13S21 – зворотний клапан (не випроб)	λ , 1/ год	1,835E-06

Продовження таблиці В.11

1	2	3	4
QG7, (III) не випроб	QG11N01 – фільтр механічний (не випроб) QG11S01 – електропневмоклапан (не випроб) QG11S03 – редукційний клапан (не випроб) QG11S05 – засувка ручна (не випроб) QG11S07 – зворотний клапан (не випроб)	λ , 1/ год	6,496E-07
QG8, (III) не випроб	QG11N02 – фільтр механічний(не випроб) QG11S02 – електропневмоклапан (не випроб) QG11S04 – редукційний клапан (не випроб) QG11S06 – засувка ручна (не випроб) QG11S08 – зворотний клапан (не випроб)	λ , 1/ год	6,496E-07
QG9, (III) не випроб	QG14S013 – засувка ручна (не випроб)	λ , 1/ год	4,893E-08
QG10, (III) не випроб	QG14S012 – засувка ручна (не випроб)	λ , 1/ год	4,893E-08

Таблиця В.12 - Показники надійності структурних елементів системи дизель-генератор і КВПіА

Структурний елемент схеми, тип	Системи та прилади, Що входять до структурного елемента	Показник надійності	
		Найм., розмірність	Значення
QV, (I) випроб	Дизель з підшипниками, система зовнішнього повітряного забору і газовипуску	λ , 1/ год	3,702E-06
		λ_p , 1/ год	2,572E-03
		μ , 1/ год	1,389E-02
		ξ , 1/тр	1,286E-03
GV, (I) випроб	Генератор з підшипниками, еластична муфта (з'єднуюча дизель з генератором)	λ , 1/ год	1,762E-06
		λ_p , 1/ год	2,572E-03
		μ , 1/ год	1,389E-02
		ξ , 1/тр	1,286E-03
КВПіА, (I) випроб	Комплексний пристрій, контрольно - вимірювального пристрою, система автоматичного ругулювання	λ , 1/ год	3,702E-06
		λ_p , 1/ год	2,572E-03
		μ , 1/ год	1,389E-02

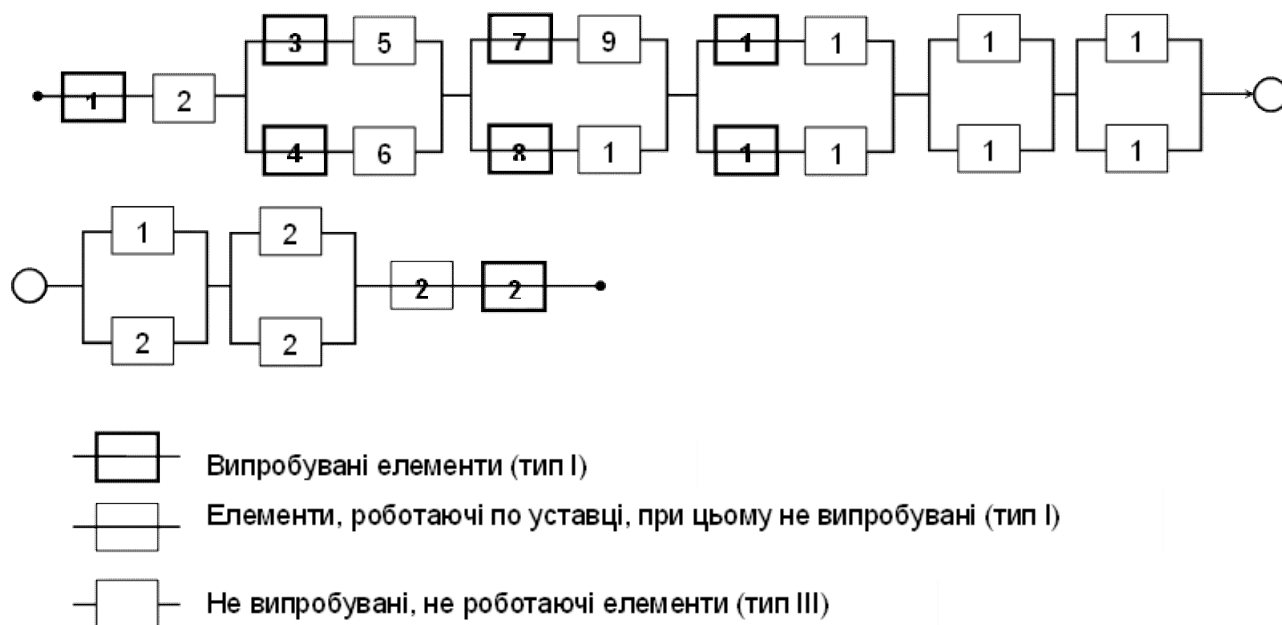


Рисунок В.37 – Розрахункова схема всієї РДЕС

Таблиця В.13 – Зведені дані для РДЕС

Види компоно вок РДЕС	Номер елемента в розрахунковій схемі, тип	Склад укрупненого елемента (складен з укрупнених елементів окремних систем РДЕС)	Показник надійності	
			Найм., розмірність	Значення
1	2	3	4	5
5 РДЕС 1	1, (I) випроб	QC1 QD1 QE1 QG1 QV GV КВПіА	λ , 1/ год	3,036E-05
			λ_p , 1/ год	3,283E-02
			μ , 1/ год	1,389E-02
			ξ , 1/тр	1,935E-02
	2, (III) не випроб	QC2 QD6 QE3 QF5 QG2	λ , 1/год	1,457E-05
	3, (I) випроб	QD2	λ , 1/ год	9,246E-07
			λ_p , 1/год	1,287E-03
			μ , 1/ год	4,348E-02
			ξ , 1/тр	7,710E-04
	4, (I) випроб	QD3	λ , 1/ год	9,246E-07
			λ_p , 1/ год	1,287E-03
			μ , 1/ год	4,348E-02
			ξ , 1/тр	7,710E-04
	5, (III) не випроб	QD4	λ , 1/ год	4,010E-07
	6, (III) не випроб	QD5	λ , 1/ год	4,010E-07
	7, (I) випроб	QF1	λ , 1/ год	1,234E-06
			λ_p , 1/ год	2,779E-07
			μ , 1/ год	1,389E-02
			ξ , 1/тр	4,287E-04
	8, (I) випроб	QF2	λ , 1/ год	1,234E-06

Продовження таблиці В.13

1	2	3	4	5
			λ_p , 1/ год	2,779E-07
			μ , 1/ год	1,389E-02
			ξ , 1/тр	4,287E-04
	9, (III) не випроб	QF3	λ , 1/ год	9,787E-08
	10, (III) не випроб	QF4	λ , 1/ год	9,787E-08
	11, (I) випроб	QG3	λ , 1/ год	8,445E-07
			λ_p , 1/ год	1,170E-03
			μ , 1/ год	4,348E-02
			ξ , 1/тр	7,126E-04
	12, (I) випроб	QG4	λ , 1/ год	8,445E-07
			λ_p , 1/ год	1,170E-03

Продовження таблиці В.13

1	2	3	4	5
			μ, 1/ год	4,348E-02
			ξ, 1/тр	7,126E-04
	13, (III) не випроб	QG5	λ, 1/ год	1,835E-06
	14, (III) не 13, (III) не випроб	QG6	λ, 1/ год	1,835E-06
	15, (III) не 13, (III) не випроб	QD7	λ, 1/ год	1,161E-06
	16, (III) не 13, (III) не випроб	QD8	λ, 1/ год	1,161E-06
	17, (III) не 13, (III) не випроб	QE4	λ, 1/ год	1,022E-06
	18, (III) не 13, (III) не випроб	QE5	λ, 1/ год	1,022E-06
	19, (III) не 13, (III) не випроб	QG7	λ, 1/ год	6,496E-07
	20, (III) не 13, (III) не випроб	QG8	λ, 1/ год	6,496E-07
	21, (III) не 13, (III) не випроб	QG9	λ, 1/ год	4,893E-08
	22, (III) не 13, (III) не випроб	QG10	λ, 1/ год	4,893E-08
	23, (I) не 13, (III) не випроб, роб. по уставці	QD9 – модулює БГР маслоситеми	λ, 1/ год	2,409E-07
			λ _p , 1/ год	1,279E-07
			μ, 1/ год	4,545E-02
	24, (I) 13, (III) не випроб, роб. по уставці	QE2 – модулює БГР води внутрішнього контуру	λ, 1/ год	3,046E-06
			λ _p , 1/ год	8,924E-06
			μ, 1/ год	4,348E-02
			ξ, 1/тр	2,700E-03
5 РДЭС 2,3	1, (I) 13, (III) не випроб	Склад елемента та ПН такі ж для для 5 РДЕС 1		
	2, (III) не 13, (III) не випроб	Склад елемента та ПН такі ж для для 5 РДЕС 1		
	3, (I) 13, (III) не випроб	Склад елемента та ПН такі ж для для 5 РДЕС 1		

Продовження таблиці В.13

1	2	3		
	4, (I) 13, (III) не випроб	Склад елемента та ПН такі ж для для 5 РДЕС 1		
	5, (III) не 13, (III) не випроб	Склад елемента та ПН такі ж для для 5 РДЕС 1		
	6, (III) не 13, (III) не випроб	Склад елемента та ПН такі ж для для 5 РДЕС 1		
	7, (I) 13, (III) не випроб	Склад елемента та ПН такі ж для для 5 РДЕС 1		
	8, (I) 13, (III) не випроб	Склад елемента та ПН такі ж для для 5 РДЕС 1		
	9, (III) не 13, (III) не випроб	Склад елемента та ПН такі ж для для 5 РДЕС 1		
	10, (III) не 13, (III) не випроб	Склад елемента та ПН такі ж для для 5 РДЕС 1		
	11, (I) 13, (III) не випроб	Склад елемента та ПН такі ж для для 5 РДЕС 1		
	12, (I) 13, (III) не випроб	Склад елемента та ПН такі ж для для 5 РДЕС 1		
	13, (III) не 13, (III) не випроб	Склад елемента та ПН такі ж для для 5 РДЕС 1		
	14, (III) не 13, (III) не випроб	QD7	λ , 1/час	2,670E-07
	15, (III) не 13, (III) не випроб	QD8	λ , 1/час	2,670E-07
	16, (III) не 13, (III) не випроб	Склад елемента та ПН такі ж для для 5 РДЕС 1		
	17, (III) не 13, (III) не випроб	Склад елемента та ПН такі ж для для 5 РДЕС 1		
	18, (III) не 13, (III) не випроб	Склад елемента та ПН такі ж для для 5 РДЕС 1		
	19, (III) не 13, (III) не випроб	Склад елемента та ПН такі ж для для 5 РДЕС 1		
	20, (III) не 13, (III) не випроб	Склад елемента та ПН такі ж для для 5 РДЕС 1		
	21, (III) не 13, (III) не випроб	Склад елемента та ПН такі ж для для 5 РДЕС 1		

Продовження таблиці В.13

1	2	3
	22, (III) не 13, (III) не випроб	Склад елемента та ПН такі ж для для 5 РДЕС 1
	23, (I) не 13, (III) не випроб, роб. по уставці	Склад елемента та ПН такі ж для для 5 РДЕС 1
	24, (I) 13, (III) не випроб, роб. по уставці	Склад елемента та ПН такі ж для для 5 РДЕС 1

ДОДАТОК Г. ПРАКТИЧНЕ ЗАСТОСУВАННЯ РОЗРОБЛЕНИХ
ПІДХОДІВ ТА РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕНЬ

„ЗАТВЕРДЖУЮ”

Директор філії «Науково-

технічний центр»

АТ НАЕК «Енергоатом»



Олег ЗЕЛЕНИЙ

2025 р.

АКТ

**про використання результатів дисертаційної роботи
«Розробка методів кваліфікації модернізацій стратегії експлуатації систем, важливих
для безпеки ядерних енергетичних установок»
Остаповця Андрія Олександровича**

Ми, що нижче підписалися: керівник служби технічної підтримки продовження експлуатації філії «Науково-технічний центр» АТ НАЕК «Енергоатом» Сергій РАДЧЕНКО та провідний інженер відділу підтримки довгострокової експлуатації філії «Науково-технічний центр» АТ НАЕК «Енергоатом» Андрій КЕЛІН, склали даний акт в тому, що результати дисертаційної роботи Остаповця Андрія Олександровича «Розробка методів кваліфікації модернізацій стратегії експлуатації систем, важливих для безпеки ядерних енергетичних установок» використані при обґрунтуванні технічних рішень з модернізації систем управління аваріями ядерних енергоустановок та в робочих програмах кваліфікації систем, важливих для безпеки ядерних енергоустановок.

В результаті проведених робіт було виявлено, що представлений метод кваліфікації модернізованих стратегії підвищення номінальної потужності реактора і стратегії експлуатаційних випробувань систем безпеки в умовах підвищення номінальної потужності з урахуванням збільшення тривалості “паливних кампаній” ядерних енергетичних установок з реакторами типу ВВЕР, підвищить надійність і поліпшить експлуатаційні характеристики обладнання ядерних енергетичних установок, а також при впровадженні результатів досліджень в практику забезпечать істотне підвищення економічності і довготривалості функціонування теплоенергетичного устаткування, скорочення термінів їх проектування і модернізації.

Науково-дослідна робота виконана на високому науковому рівні.

Керівник служби технічної підтримки
продовження експлуатації

Сергій РАДЧЕНКО

Провідний інженер відділу підтримки
довгострокової експлуатації

Андрій КЕЛІН

ПОГОДЖЕНО

Завідувач кафедри АЕ ННІАТЕ
Національного технічного університету
України "Київський політехнічний
інститут імені Ігоря Сікорського"

“ ” _____ Валерій ТУЗ
2025 р.

ЗАТВЕРДЖУЮ

В.о. директора ННІАТЕ
Національного технічного університету
України "Київський політехнічний інститут
імені Ігоря Сікорського"

“ ” _____ Євген ПИСЬМЕННИЙ
2025 р.

АКТ

Про впровадження в навчальному процесі кафедри атомної енергетики навчально-наукового інституту атомної та теплової енергетики Національного технічного університету України "Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського" результатів дисертаційної роботи Остаповця Андрія Олександровича "Розробка методів кваліфікації модернізації стратегії експлуатації систем, важливих для безпеки ядерних енергетичних установок".

Комісія у складі заступника директора навчально-наукового інституту атомної та теплової енергетики Національного технічного університету України "Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського" к.т.н., доц. Шевеля Є.В. (голова комісії) та викладачів кафедри атомної енергетики д.т.н., проф. Кравця В.Ю. і д.т.н., доц. Кондратюка В.А. розглянула матеріали дисертаційної роботи Остаповця А.О. при підготовці фахівців за спеціальністю 143 Атомна енергетика.

Комісія прийшла до висновку:

Матеріали дисертаційної роботи Остаповця А.О. входять до складу дисципліни "Кваліфікація обладнання АЕС", введенні теми "Методологія діяльності з кваліфікації обладнання АЕС" та "Формування переліку обладнання, що підлягає кваліфікації", введено практичне заняття на тему: "Розрахункова кваліфікація систем важливих для безпеки ядерних енергетичних установок".

Вищезазначені дисципліни викладаються студентам кафедри атомної енергетики за спеціальністю: 143 Атомна енергетика, освітня програма: атомні електричні станції, другий (магістерський) рівень освіти.

Голова комісії:

Члени комісії:

_____/к.т.н., доц. Євген ШЕВЕЛЬ/
_____/д.т.н., проф. Володимир КРАВЕЦЬ/
_____/д.т.н., доц. Вадим КОНДРАТЮК/

ДОДАТОК Д. СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

Публікації, в яких опубліковані основні наукові та практичні результати дисертації:

1. Остаповець А. О. Дослідження методів і засобів підвищення ефективності експлуатації енергоблоків АЕС України за рахунок оптимізації планово-попереджувальних ремонтів / А.О. Остаповець, В.І. Коньшин // Науково-технічний журнал «Ядерна енергетика та довкілля». – 2024. – № 1 (29). – С. 3-12. URL: <http://dx.doi.org/10.31717/2311-8253.24.1.1> Фахове видання включено до категорії «Б» переліку фахових видань України, індексується у міжнародних наукометричних базах Index Copernicus, Google Scholar, INIS, ResearchBib);

2. Остаповець А. О. Вимоги до технічного обслуговування і ремонту обладнання систем, важливих для безпеки атомних станцій / А.О. Остаповець , О.В. Кухоцький, Д.В. Гуменюк, О.І. Лігоцький, В.С. Потоскуєв, А.М. Шишута // Науково-технічний журнал «Ядерна та радіаційна безпека». – 2024. – № 3. – С. 52 – 59. URL:[https://doi.org/10.32918/nrs.2024.3\(103\).06](https://doi.org/10.32918/nrs.2024.3(103).06) (Фахове видання включено до категорії «А» переліку фахових видань України індексується у міжнародних наукометричних базах SCOPUS Q3, UGC CARE).

3. Остаповець А. О. Критеріальний метод кваліфікації стратегії підвищення номінальної потужності ядерних реакторів / А.О. Остаповець, В.І. Коньшин // Науковий журнал «Вісник Національного технічного університету «ХПІ». – 2024. – № 2 (1368). – С. 47 – 52. URL: <https://doi.org/10.20998/2220-4784.2024.02.05> Фахове видання включено до категорії «Б» переліку фахових видань України);

Публікації, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:

4. Остаповець А. О. Кваліфікація стратегії підвищення номінальної потужності ядерних енергоустановок / А.О. Остаповець, В.І. Коньшин // I International Scientific and Practical Conference «European congress of scientific discovery». Proc. – Madrid, Spain. – December 29 – 31. – 2024. – P. 238 – 243. (ISBN 978-84-15927-30-3). URL: <https://sci-conf.com.ua/i-mizhnarodna-naukovo-praktichna-konferentsiya-european-congress-of-scientific-discovery-29-31-12-2024-madrid-ispaniya-arhiv/>.

5. Остаповець А. О. Адаптація ризик-орієнтованого підходу кваліфікації

модернізації стратегій періодичності планових випробувань систем безпеки реактора / А.О. Остаповець, В.І. Коньшин // VI International Scientific and Practical Conference «Current trends in scientific research development». Proc. – Boston, USA. – January 16-18. – 2025. – P. 215 – 221. (ISBN 978-1-73981-122-8). URL: <https://sci-conf.com.ua/vi-mizhnarodna-naukovo-praktichna-konferentsiya-current-trends-in-scientific-research-development-16-18-01-2025-boston-ssha-arhiv/>.