

А. О. Остаповець, В. І. Коньшин

Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»,
просп. Берестейський, 37, Київ, 03056, Україна

Дослідження методів і засобів підвищення ефективності експлуатації енергоблоків АЕС України за рахунок оптимізації планово-попереджувальних ремонтів

Ключові слова:

експлуатація енергоблоків АЕС, оптимізація технічних обслуговувань і ремонтів, ризик-інформоване прийняття рішень, критерії прийнятності

Представлено результати аналізів: досвіду використання ризик-інформованих підходів до проведення технічних обслуговувань і ремонтів (ТОіР) (використання імовірнісних оцінок ризику для оптимізації ТОіР) у світі та стану їхньої реалізації в АТ «НАЕК «Енергоатом»; відповідності процесу оптимізації ТОіР вітчизняній нормативній базі з ядерної та радіаційної безпеки. Визначено низку застережень/невідповідностей у частині вимог та положень нормативних документів України, які мають бути або усунуті, або належним чином обґрунтовані для можливості впровадження ризик-інформованих підходів до проведення ТОіР. Проаналізовано критерії прийнятності, яким має відповідати ризик-інформоване рішення та порядок обґрунтування дотримання критеріїв прийнятності.

Вступ

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;

© А. О. Остаповець, В. І. Коньшин, 2024

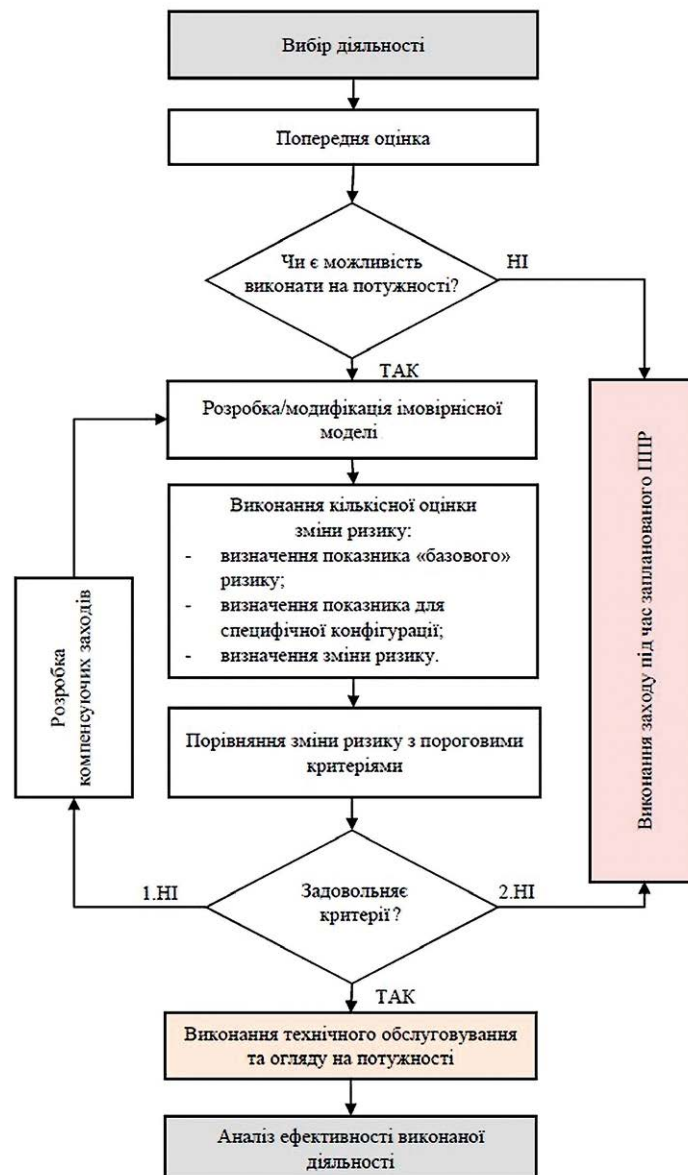
оптимізації графіка ППР;
реалізації стратегії ремонту за технічним станом обладнання.

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. Проект з оптимізації ТОіР з використанням зазначеного підходу впроваджувався на енергоблоці № 2 Запорізької АЕС (до початку повномасштабної агресії).

Планувалось, що реалізація цього проекту дасть змогу покращити економічні показники без зниження рівня безпеки енергоблоку за рахунок впровадження ризик-інформованого управління конфігурацією енергоблоку, загальний вигляд процесу представлено на рисунку.

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 (ремонту) дизель-генераторів системи аварійного (надійного) електропостачання збільшено з 3 до 15 діб. Збільшення допустимого часу неготовності дизель-



Загальна схема процесу ризик-інформованого управління конфігурацією енергоблоку АЕС

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 в умовах роботи 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).

Як видно з рисунка, для впровадження ризик-інформованого підходу під час планування та обґрунтування 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 (ЧГAB).

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 проект, спрямований на оптимізацію ТОіР на основі ризик-інформованого управління конфігурацією енергоблоку АЕС.

Пілотним енергоблоком для реалізації зазначеного проекту було обрано енергоблок № 2 Запорізької АЕС (за об'єктивних причин проект 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 в умовах роботи 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 перемикачів 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:

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.

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

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

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

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

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 глибокоєшелонованого 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 — 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 проекті.

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 Західно-європейської 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 табл. 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.

Таблиця 1. Результати порівняння нормативних документів

Сфера застосування	Нормативні документи США	Нормативні документи України	Результати аналізу
Застосування ризик-інформованих підходів	60 FR42622 [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 CFR50.36 [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 CFR50.65 [11]	НП 306.2.141-2008 [8]	Коригувань та доповнень не потребує
Вимоги до ризик-інформованої категоризації КСЕ за впливом на безпеку	10 CFR50.69 [11]	НП 306.2.141-2008 [8]	Потребує доповнення в частині альтернативної класифікації КСЕ
Вимоги до умов видачі змін до ліцензії	10 CFR50.92 [11]	НП 306.2.106-2005 [3]	Потребує уточнення критеріїв оцінки впливу модифікацій на безпеку
Вимоги до об'єму 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 проєкті 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. Також необхідно розробити відповідне керівництво

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 проекту 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 проекту оптимізації ТОіР на основі ризик-інформованого управління конфігурацією АЕС, а також внести відповідні зміни в проектну 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 табл. 2 наведено результати порівняльного аналізу цільових критеріїв безпеки для ІАБ у нормативних документах США та України.

На основі інформації, наведеної в табл. 2, варто констатувати:

в основі методології оптимізації ТОіР, 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.

Висновки

Використання ризик-інформованих підходів та проведення ТОіР (використання імовірнісних оцінок ризику для оптимізації ТОіР) може виконуватись за такими напрямками:

перегляд регламентного часу виведення з роботи обладнання СВБ АЕС у випадку планування проведення ТОіР під час роботи РУ на потужності або відмови чи незапланованої неготовності обладнання під час роботи РУ на потужності;

перенесення виконання ТОіР обладнання СВБ АЕС на період роботи РУ на потужності, ризик-інформоване управління конфігурацією АЕС;

збільшення інтервалу періодичності опробувань.

Оптимізація ТОіР обладнання СВБ АЕС має виконуватись із дотриманням таких принципів, установлених у нормативно-правових актах України:

дотримання критеріїв безпеки;

дотримання критеріїв ризик-інформованого прийняття рішення;

дотримання вимог нормативно-правових актів з ядерної та радіаційної безпеки;

забезпечення реалізації стратегії глибокоешелюваного захисту незалежно від значення ризику;

дотримання меж безпечної експлуатації;

забезпечення технічної якості ймовірнісного та детерміністичного аналізу безпеки.

Загальний порядок обґрунтування має складатись з окремих етапів, зокрема:

Таблиця 2. Порівняння цільових критеріїв безпеки для ІАБ у нормативних документах США та України

НП 306.2.141-2008	REGULATORY GUIDE1.174 [13]	NUREG/CR-6595	REGULATORY GUIDE1.200 [12]
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 неперевищення 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 перегрів активної зони, що, у свою чергу, призводить до окислення оболонок твелів та важкого пошкодження активної зони	—	—
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 неконтрольованого викиду летючих продуктів поділу з контейнмента в навколишнє середовище, протягом часу до виконання заходів з протиаварійного регулювання та захисних заходів за межами майданчика АЕС. Загалом до таких аварій належать радіоактивні викиди з «ранньою» відмовою контейнмента (до або одразу після відмови корпусу реактора), важкі аварії, що пов'язані з байпасуванням контейнмента або з його неізоляцією	Припущення щодо визначення «ранніх» та «пізніх» відмов контейнмента. Відмови контейнмента можуть бути таких категорій: 1) рання відмова або байпас (потенційно призводять до раннього великого викиду); 2) пізня відмова або збереження цілісності (потенційно не призводять 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 перешкодою 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 проєктної 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 контейнмента в навколишнє середовище до впровадження ефективних дій з аварійного реагування та захисних дій, що може призвести до раннього впливу на здоров'я
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	—	—	—

визначення переліку обладнання СВБ АЕС для оптимізації;

розроблення/доопрацювання ймовірнісної моделі, зокрема формування моделі для ризик-монітора;

визначення кількісних показників поточного ризику конфігурацій АЕС та проведення якісної оцінки ризику;

оцінка дотримання ймовірнісних і детерміністичних критеріїв;

застосування компенсуючих заходів для зниження ризику (у разі виявлення умов для необхідності їхньої реалізації);

моніторинг ефективності реалізації.

В умовах ризик-інформованого прийняття рішень визначаються критерії прийнятності, яким має відповідати рішення. До таких критеріїв прийнятності належать:

вимоги норм, правил та стандартів з ядерної та радіаційної безпеки — виконується аналіз нормативно-правового акта для визначення нормативних вимог, що стосуються рішення;

детерміністичні вимоги — визначаються критерії прийнятності, спрямовані на забезпечення відповідності ризик-інформованого рішення загальним принципам безпеки;

ймовірнісні вимоги — визначаються критерії, спрямовані на забезпечення відповідності ризик-інформованого рішення;

інші критерії прийнятності — зокрема (але не обмежуючись) радіаційний вплив на персонал АЕС та довкілля, експлуатаційні витрати, урахування досвіду експлуатації, забезпечення фізичного захисту, зменшення обсягів радіоактивних відходів.

Критерії прийнятності визначаються для кожного предмета ризик-інформованого рішення з урахуванням специфічних особливостей рішення.

Для кожного варіанта ризик-інформованого рішення виконуються оцінки дотримання критеріїв прийнятності.

Для обґрунтування дотримання детерміністичних вимог підтверджується таке:

зберігається баланс між запобіганням важкому пошкодженню активної зони і запобіганням виходу радіоактивних речовин у довкілля та пом'якшенням наслідків;

забезпечується виконання функцій безпеки з необхідним резервуванням та незалежністю систем;

зберігається захист від можливих відмов через загальні причини та виконується оцінка можливості появи нових механізмів відмов через загальні причини;

відсутнє зниження незалежності фізичних бар'єрів безпеки;

забезпечується захист від помилок персоналу;

забезпечується дотримання критеріїв прийнятності детерміністичного аналізу безпеки, прийнятих під час розробки звіту з аналізу безпеки, з урахуванням невизначеності аналізу.

Для обґрунтування дотримання ймовірнісних вимог підтверджується таке:

дотримуються ймовірнісні показники прийнятих ризик-інформованих рішень;

забезпечується достатній обсяг, рівень деталізації та технічна якість ІАБ для оцінки ризик-інформованого рішення;

виконується ідентифікація та аналіз наявних невизначеностей моделювання в частині вихідних даних, припущень моделювання та обсягу аналізу, а також стохастичного характеру ймовірнісних процесів. Невизначеності враховуються під час прийняття ризик-інформованого рішення.

У процесі реалізації ризик-інформованого рішення проводиться постійний моніторинг для оцінки реального впливу та наслідків рішення. Мета моніторингу полягає в тому, щоб упевнитися, що ризик-інформоване рішення коректно реалізовано й не призводить до несприятливих і небажаних результатів, які впливають на безпеку та експлуатацію АЕС. Оцінка фактичного впливу рішення на безпеку або експлуатацію енергоблоку виконується із застосуванням кількісних та якісних критеріїв прийнятності. Додатково можуть бути встановлені критерії прийнятності для оцінки досвіду експлуатації енергоблоку АЕС з урахуванням реалізованого рішення. За результатами моніторингу робиться висновок або щодо коректності рішення, або щодо необхідності його заміни на інше рішення, або щодо скасування.

Розробляється план впровадження та моніторингу ризик-інформованого рішення з визначенням термінів та обсягу реалізації, а також його впливу на зміни в надійності систем та елементів, яких стосується ризик-інформоване рішення. Для практичних завдань із високим ступенем невизначеності або впливом на різні споруди, системи й елементи застосовується поетапний підхід впровадження рішення.

Список використаної літератури

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 ТОiP на основі ризик-інформованого управління конфігурацією АЕС». — ДНТЦ ЯРБ, 2018. — 133 с.
6. 60 FR42622. 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 decision-making: inservice testing. Regulatory guide 1.175. — US NRC. — 2011. 38 p.

A. O. Ostapovets, V. I. Konshin

National Technical University of Ukraine “Ihor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”, 37, Beresteiskyi Ave, Kyiv, 03056, Ukraine

Research of Methods and Means of Operation Efficiency Increase of NPP Power Units Due to the Optimization of Repairs

The current state of nuclear energy in Ukraine is considered. It was determined that the most acceptable method of increasing the efficiency of nuclear power plants is to reduce the duration of repairs. The analysis of methods of optimization of maintenance and repairs was carried out. An analysis of the experience of using risk-informed approaches to maintenance and repairs in the world was performed. In particular, in such countries as Bulgaria, the Czech Republic, and the USA. General approaches to the process of risk-informed management of the configuration of the NPP power unit are considered. The experience of applying risk-informed configuration management in the USA is analyzed in more detail.

The current state of measures to implement the optimization of technical maintenance and repairs at JSC NNEGC “Energoatom” was considered. An analysis of compliance with the process of optimization of maintenance and repairs with the national regulatory base on nuclear and radiation safety was performed. The results of the analysis of the existing approaches of JSC NNEGC “Energoatom” to the planning of technical maintenance and repairs and the development of schedules for periodic repairs are also given.

The results of a comparative analysis of national regulatory documents with regulatory and technical documents of the United States, as well as with international documents of the IAEA and WENRA are given. Several inconsistencies in terms of regulatory requirements have been identified, which must either be eliminated or properly substantiated for the possibility of implementing risk-informed approaches to maintenance and repairs.

A comparative analysis of the safety criteria used in the optimization of maintenance and repairs at the US nuclear power plants was performed. The acceptability criteria that a risk-informed decision must meet and the procedure for substantiating compliance with the acceptability criteria have been analyzed.

Keywords: operation of NPP power units, optimization of maintenance and repairs, risk-informed decision-making, acceptance criteria.

References

1. SE NNEGC “Energoatom”. About the Company. Available at: <https://mind.ua/companies/350-energoatom>. (in Ukr.)
2. *Diablo Canyon Power Plant Departmental administrative procedure AD7.DC6. On-Line Maintenance Risk Management*.
3. NP 306.2.106-2005. *Requirements for carrying out modifications of nuclear installations and the procedure for assessing their safety*. Kyiv: State Nuclear Regulatory Inspectorate of Ukraine, 2008, 35 p. (in Ukr.)
4. SOU NAEK 033:2021. *Maintenance and repair. Rules for the organization of maintenance and repair of power unit equipment and general plant equipment of nuclear power plants*. SE NNEGC “Energoatom”, 2021, 46 p. (in Ukr.)
5. *Analysis of national regulatory requirements in comparison with US documents in order to determine the scope of adjustments for maintenance and repair optimization based on risk-informed management of NPP configuration*. Technical report. SSTC NRS, 2018, 133 p. (in Ukr.)
6. Nuclear Regulatory Commission (1995). 60 FR42622. *Use of Probabilistic Risk Assessment Methods in Nuclear Regulatory Activities*; Final Policy Statement. Federal Register, vol. 60, iss. 158, pp. 42622–42629.
7. NUREG-2150. *A Proposed Risk Management Regulatory Framework*. US NRC, 2012, 318 p.
8. NP 306.2.141-2008. *General safety provisions of nuclear power plants*. State Nuclear Regulatory Inspectorate of Ukraine, 2008, 35 p. (in Ukr.)
9. NP 306.2.162-2010. *Requirements for safety assessment of nuclear power plants*. State Nuclear Regulatory Inspectorate of Ukraine, 2010, 28 p. (in Ukr.)
10. NP 306.2.217-2017. *Requirements for risk-informed decision-making on the safety of nuclear plants*. State Nuclear Regulatory Inspectorate of Ukraine, 2017, 21 p. (in Ukr.)
11. Code of Federal Regulations (CFR). Title 10, part 50.65. *Requirements for monitoring the effectiveness of maintenance at nuclear power plants*. 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.

Надійшла 09.11.2023

Received 09.11.2023