

Отриманий досвід та вивчені уроки щодо діяльності з переходу енергоблоків АЕС України до довгострокової експлуатації

- **Шугайло Ол-й П.**
Державне підприємство «Державний науково-технічний центр з ядерної та радіаційної безпеки», м. Київ, Україна
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0997-7830>
- **Гребенюк Ю. П.**
Державна інспекція ядерного регулювання України, м. Київ, Україна
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-1544-5478>
- **Зелений О. В.**
Державне підприємство «Державний науково-технічний центр з ядерної та радіаційної безпеки», м. Київ, Україна
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7153-3483>
- **Рижов Д. І.**
Державне підприємство «Державний науково-технічний центр з ядерної та радіаційної безпеки», м. Київ, Україна
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0068-5009>
- **Шугайло Ол-р П.**
Державне підприємство «Державний науково-технічний центр з ядерної та радіаційної безпеки», м. Київ, Україна
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-1044-0299>
- **Брік Д. С.**
Державне підприємство «Державний науково-технічний центр з ядерної та радіаційної безпеки», м. Київ, Україна
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2971-1802>
- **Черняк Я. П.**
Державне підприємство «Державний науково-технічний центр з ядерної та радіаційної безпеки», м. Київ, Україна
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1342-5679>

Атомна енергетика є стратегічною галуззю України і на сьогодні виробляє понад 50 % електроенергії країни. Протягом останнього десятиліття під час експлуатації енергоблоків АЕС України виявлено низку технічних питань, які ставлять певні задачі перед фахівцями, вирішення яких потребує залучення наукового потенціалу країни. Одним із таких питань є обґрунтування безпеки елементів і конструкцій АЕС у період, що є більшим за визначений у вихідному проєкті і визначається як перехід від проєктної до довгострокової експлуатації (ДСЕ).

З кінця 2010 року до початку 2020 року Державною інспекцією ядерного регулювання України (Держатомрегулювання) на підставі позитивних результатів державних експертиз ядерної та радіаційної безпеки (ЯРБ) Звітів з періодичної переоцінки безпеки (ЗППБ) для 11 енергоблоків АЕС України видано 11 ліцензій на ДСЕ за умови обов'язкової переоцінки безпеки кожні 10 років.

Такий результат став можливим завдяки злагодженій, сумлінній і багаторічній роботі висококваліфікованих фахівців-атомників, що фактично призвело до того, що на цей час Україна отримала унікальний досвід з підготовки до продовження строку експлуатації (ПСЕ) реакторів типу ВВЕР-440 і ВВЕР-1000 різних модифікацій. У цій статті описані узагальнені результати та вивчені уроки накопиченого досвіду і практики переходу енергоблоків України до ДСЕ.

Ключові слова: управління старінням, довгострокова експлуатація, ВВЕР-1000, ВВЕР-440, підвищення безпеки, кваліфікація обладнання.

© Шугайло Ол-й П., Гребенюк Ю. П., Зелений О. В., Рижов Д. І., Шугайло Ол-р П., Брік Д. С., Черняк Я. П., 2020

Загальні відомості та пріоритет безпеки над фінансовими аспектами ДСЕ

Станом на 2020 рік в Україні знаходяться в експлуатації 13 енергоблоків з реакторними установками (РУ) типу ВВЕР-1000 (В-320 (11 енергоблоків), В-302 (1 енергоблок) і В-338 (1 енергоблок)

та 2 енергоблоки з РУ ВВЕР-440/В-213 загальною встановленою потужністю 13 835 МВт. Оператором цих енергоблоків є Державне підприємство «Національна атомна енергогенеруюча компанія «Енергоатом» (далі – ДП «НАЕК «Енергоатом»).

У Таблиці 1 наведені дані щодо встановленої потужності та строків експлуатації енергоблоків АЕС України (проектної та довгострокової).

Таблиця 1 – дані щодо встановленої потужності та строків експлуатації енергоблоків АЕС України

АЕС	Енергоблок	Електрична потужність	Тип РУ	Початок експлуатації	Проектний строк експлуатації/ДСЕ
ЗАЕС	1	1000	В-320	10.12.1984	23.12.2015/ 23.12.2025
	2	1000	В-320	22.07.1985	19.02.2016/ 19.02.2026
	3	1000	В-320	10.12.1986	05.03.2017/ 05.03.2027
	4	1000	В-320	18.12.1987	04.04.2018/ 04.04.2028
	5	1000	В-320	14.08.1989	27.05.2020
	6	1000	В-320	19.10.1995	21.05.2026
ЮУАЕС	1	1000	В-302	31.12.1982	02.12.2013/ 02.12.2023
	2	1000	В-338	09.01.1985	12.05.2015/ 31.12.2025
	3	1000	В-320	20.09.1989	10.02.2020/ 10.02.2030
РАЕС	1	420	В-213	22.12.1980	22.12.2010/ 22.12.2030
	2	415	В-213	22.12.1981	22.12.2011/ 22.12.2031
	3	1000	В-320	21.12.1986	11.12.2017/ 11.12.2027
	4	1000	В-320	10.10.2004	07.06.2035
ХАЕС	1	1000	В-320	22.12.1987	13.12.2018/ 13.12.2028
	2	1000	В-320	07.08.2004	07.09.2035

Досвід експлуатації показує, що енергоблоки, за проєктами 70–80-х років минулого століття, мають певні недоліки, для усунення яких вимагається прийняття відповідних компенсуючих рішень. Втілення таких рішень стає все більш явним і відчутним, зважаючи на те, що одним з головних критеріїв ДСЕ є відповідність енергоблока нормам, правилам і стандартам з ЯРБ, чинним на період ПСЕ. Сучасні норми та правила з ЯРБ є більш жорсткими, ніж ті, що були застосовані під час проєктування, монтажу, експлуатації енергоблоків. Така ситуація зумовила уточнення науково-технічних підходів до оцінки безпеки енергоблоків АЕС. У межах цієї діяльності та за результатами низки перевірок і міжнародних експертних місій, зокрема МАГАТЕ, WANO, OSART тощо, були розроблені й реалізовані масштабні заходи, які суттєво підвищили рівень безпеки реакторних установок (РУ) енергоблоків АЕС, що експлуатуються. Реалізація низки заходів з підвищення безпеки [1] дозволила суттєво знизити значення частоти важкого пошкодження активної зони та частоти граничного аварійного викиду, і на поточний момент ці показники знаходяться на рівні кращих показників аналогічних РУ за кордоном, але природний процес старіння, тобто зміни характеристик матеріалів (деградація) у часі безперервно триває, тому під час проведення робіт з обґрунтування можливості ДСЕ енергоблоків АЕС особлива увага приділяється питанням управління старінням (УС). Такий підхід до ПСЕ діючих енергоблоків АЕС прийнято в багатьох європейських країнах та США [2], [3], тому що перехід на обґрунтовано безпечну ДСЕ енергоблоків є одним з найбільш ефективних шляхів для часткового вирішення проблеми заміщення генеруючих потужностей. Законом України [4] і вимогами НП 306.2.141-2008 [5] визначено безумовний пріоритет безпеки над виробничою та економічною діяльністю.

Ключові аспекти успішного переходу до ДСЕ

Накопичений досвід, практика та вивчені уроки ліцензійної діяльності з ПСЕ енергоблоків АЕС України свідчать про те, що до ключових аспектів для успішного переходу до їх ДСЕ можуть бути віднесені такі:

наявність сучасних норм, правил і стандартів з ЯРБ, які враховують найкращий міжнародний досвід, практику з ДСЕ;

виконання оцінки технічного стану, кваліфікації обладнання, підтвердження міцності та сейсмостійкості конструкцій, систем та елементів (КСЕ);

розробка та впровадження програм управління старінням (ПУС);

реалізація заходів з підвищення безпеки АЕС; періодична переоцінка безпеки і розробка відповідного звіту.

Загальна схема ключових аспектів ДСЕ зображена на рисунку 1.

Реалізація кожного з цих етапів передбачає значні часові, фінансові і людські витрати, як з боку експлуатуючої організації (ЕО), так і з боку Держатомрегулювання й організацій технічної підтримки.



Рисунок 1 – Ключові аспекти ДСЕ

Норми і правила

Основною метою ДСЕ та УС є забезпечення необхідного рівня безпеки енергоблока протягом всього строку експлуатації, а також досягнення максимальної ефективності його експлуатації завдяки виконанню технічно і економічно доцільних заходів, спрямованих на своєчасне виявлення і стримування в прийнятних межах деградації елементів енергоблоків унаслідок старіння.

Національну нормативну базу з питань ДСЕ та УС почали формувати на початку 2000 років в межах реалізації заходів Комплексної програми [6].

Держатомрегулювання під час розроблення нормативно-правових актів (НПА) притримується чіткої політики в тому, що регулюючі вимоги (рівня НП) у документах регулюючого органу повинні містити загальні вимоги з безпеки за відповідним напрямом, а деталізуватися та конкретизуватися ці загальні вимоги повинні в нормативних документах та стандартах ЕО (наприклад, СОУ НАЕК). Втілення цього підходу наочно продемонстровано на схемі основних нормативних документів [5], [7] – [10], [11] – [14] щодо вимог до ДСЕ та УС на рисунку 2.

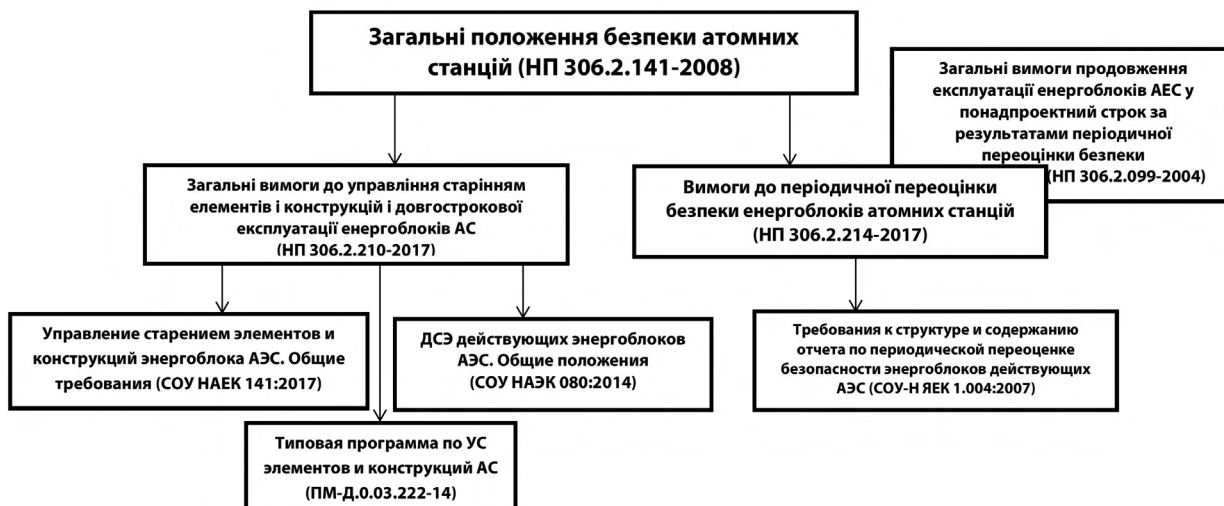


Рисунок 2 – Нормативні документи з питань ДСЕ та УС

Під час розробки нормативних документів виконується детальний аналіз на відповідність та врахування міжнародного досвіду та хорошої практики, зокрема НПА з ДСЕ та УС розроблено з урахуванням рекомендацій МАГАТЕ, WENRA [15]. На поточний час створено сучасну національну нормативну базу, яка дає змогу проводити роботи з переходу до ДСЕ та УС на міжнародно визнаному рівні.

Оцінка поточного технічного стану і кваліфікація обладнання

Оцінка поточного технічного стану. Метою робіт за цим напрямом є оцінка та визначення поточного стану систем і елементів, важливих для безпеки, його відповідності вимогам проекту. Визначення поточного стану систем та елементів енергоблока АЕС є найважливішим завданням ЗППБ, що здійснюється шляхом встановлення існуючої або очікуваної деградації внаслідок старіння [14]. Без відомостей щодо поточного стану неможливо сформулювати параметри технічного стану на період ДСЕ. Детальні вимоги до аналізу поточного технічного стану наведені у НП 306.2.214-2017 [9].

Розглянемо приклад виконання оцінки технічного стану для цілей ДСЕ на прикладі найбільш важливого і незамінного елемента – корпус реактора.

Етап 1. Попередня оцінка технічного стану (загалом охоплює аналіз проектно-конструкторської документації, умов експлуатації і циклів навантаження, результатів контролю стану металу, результатів випробувань зразків-свідків, а також встановлення параметрів і критеріїв технічного стану та механізмів старіння тощо).

Етап 2. Проведення додаткового контролю металу (як правило, призначається для визначення фактичних механічних характеристик металу, оцінки якості поверхні елементів з метою визначення можливості ПСЕ. Необхідність його проведення зумовлена недо-

статністю даних про фактичні механічні властивості металу та їх зміну впродовж експлуатації для встановлення параметрів технічного стану). Зауважимо, що ведеться багато дискусій про те, чи потрібно вимірювати твердість металу для відстеження у часі зміни механічних характеристик, оскільки похибка від вимірювання твердості та її перерахунку в механічні характеристики може сягати від 15 до 30 % залежно від значення, що обчислюється. Водночас це єдиний наближений спосіб та можливість відстежити тренд зміни механічних властивостей металу у часі за відсутності можливості вирізання зразків та проведення їх випробувань. На цей час вимірювання твердості та відстеження зміни механічних властивостей здійснюються відповідно до СОУ-Н НАЕК 133:2016 [16], розробленого ЕО та погодженого Держатомрегулюванням.

Отже, якщо за результатами аналізу механічні властивості металу відповідають вихідним та/або нормативним значенням і зміни механічних властивостей металу знаходяться в межах похибки вимірювання, результати оцінки механічних властивостей металу приймаються позитивними. У низці випадків періодичне вимірювання твердості зазначається у рішеннях про ПСЕ як захід з УС щодо відстеження зміни механічних властивостей металу в часі.

Етап 3. Розрахункове обґрунтування для цілей ПСЕ є одним із найважливіших елементів усього процесу оцінки та обґрунтування можливості ДСЕ. Для корпусу реактора виконується доволі значний обсяг розрахункових обґрунтувань (розрахунки флюенсу нейтронів, розрахунки теплогідравлічних параметрів та розрахунки на міцність). Відповідно до вимог ПНАЭ Г-7-002-86 [17] для корпусу реактора виконується така номенклатура розрахунків на міцність – оцінка статичної міцності, циклічної міцності, опір крихкому руйнуванню (ОКР) та оцінка сейсмостійкості. Зазначена група розрахунків на міцність є застосовною практично для всього обладнання та трубопроводів АЕС, крім розрахунків на ОКР. Необхідність проведення розрахунків

на ОКР чітко визначена вимогами ПНАЭ Г-7-002-86 [17]. Більша номенклатура розрахунків на міцність застосовується лише для внутрішньокорпусних (ВКП) пристроїв реактора. В такому разі до вже зазначених додаються ще розрахунок та аналіз поведінки ВКП при максимальній проєктній аварії, оцінка вібростійкості, оцінка прогресуючої формозміни.

Під час проведення державної експертизи ЯРБ документів-обґрунтувань ПСЕ реактора експертами ДНТЦ ЯРБ виконуються незалежні експертні перевірочні розрахунки, які охоплюють майже весь спектр розрахунків, виконаних ЕО.

Нині ДНТЦ ЯРБ за наявності сучасних програмних засобів і кваліфікованого персоналу є єдиною в Україні організацією, яка може виконати повний спектр незалежних експертних перевірочних розрахунків (нейтроно-фізичні, теплогідравлічні та міцнісні) й комплексно оцінити всі ті технічні рішення і обґрунтування безпеки, які направляються на погодження до Держатомрегулювання.

Корпус реактора є унікальним елементом, який не може бути замінений і загалом визначає строки та умови безпечної експлуатації енергоблока. Одним із найважливіших розрахунків на міцність є розрахунок на ОКР.

Вимоги та критерії оцінювання на ОКР, що діють в Україні, наведені в нормативних документах ПНАЭ Г-7-002-86 [16] і МТ-Д.0.03.391-09 [18]) та рекомендаціях МАГАТЕ IAEA-EBP-WWER-08 [19]. Додатково до вказаних вище документів під час ПСЕ корпусу реактора в Україні також використовувались такі документи, як РД ЭО 0606-2005 МРКР СХР [20] та «VERLIFE» [21].

Наразі на заміну МТ-Д.0.03.391-09 [17] у січні 2020 року набув чинності СОУ НАЕК 177:2019 [22], який складено з урахуванням сучасних науково-технічних досягнень, зокрема в частині уточнення підходів щодо постулювання дефектів, врахування наявного досвіду з питань ПСЕ корпусу реактора та оновлення нормативних документів, що набули чинності впродовж останніх років.

Застосування під час оцінювання на ОКР різних методик (з різними припущеннями, ступенем консерватизму та різними методичними підходами) призводить до доволі суттєвої розбіжності результатів через різність припущень, покладених в основу методики, що використовується.

У чому полягає різниця результатів розрахунків КР на ОКР залежно від застосованої методики продемонстровано в Таблиці 2.

Таблиця 2 – Різниця результатів розрахунків КР на ОКР залежно від застосованої методики

№ з/п	Вхідні дані (передумови розрахунку)		Методологія розрахунків		
			VERLIFE	МТ-Д.0.03.391-09	МРКР-СХР-2004
1	Глибина тріщини		0,1 S ¹⁾	0, 125 S/0,1 S	0,07 S
2	Тип тріщини (осьова, окружна a/c=0,3, a/c=0,7)		+	+	+
3	Функція тріщиностійкості	ОМ ЗШ	26+36·e ^[0,02·(Т-Тк)]	23+48·e ^[0,019·(Т-Тк)]	23+48·e ^[0,019·(Т-Тк)]
4	Визначення Тк		VERLIFE	згідно з підходами ПНАЭ Г-7-002-86	згідно з підходами ПНАЭ Г-7-002-86/МКТ-02-98
5	Тривимірний розрахункова модель		+	+	+
6	Моделювання тріщини в розрахунковій моделі		+	+	+
7	Оцінка міцності наплавлення		+	-	+

¹⁾ VERLIFE допускає зменшення глибини тріщини залежно від встановленої роздільної здатності системи експлуатаційного неруйнівного контролю

Аналіз відомостей, наведених у Таблиці 2, доводить, що різниця в отриманих результатах у розрахунку корпусу реактора на ОКР із застосуванням різних методик переважно обумовлена такими аспектами, як: глибина постульованої тріщини; функція тріщиностійкості; метод визначення критичної температури крихкості Тк. Отже, така ситуація фактично свідчить про те, що в Україні має використовуватись єдина сучасна національна методика розрахунку на ОКР. Доволі значні кроки в цьому напрямі вже впроваджені, з одного боку розроблено та введено в дію документ ЕО – СОУ НАЕК 177:2019 [22], а з іншого –

роботи з удосконалення методичних підходів продовжують розвиватись.

Кваліфікація обладнання (КО) й оцінка сейсмостійкості є невід'ємною частиною діяльності з переоцінки безпеки, що здійснюється під час підготовки енергоблоків до експлуатації в понадпроєктний строк. Відповідно до НП 306.2.099-2004 [7] та НП 306.2.214-2017 [9] КО є одним із ключових факторів безпеки під час складання ЗППБ і ухвалення рішення щодо ДСЕ енергоблока. Метою діяльності з КО є підтвердження можливості виконання системами безпеки й обладнанням, важливим для без-

пеки, своїх функцій під час можливих екстремальних впливів навколишнього середовища (так званих «жорстких» умов (ЖУ) – підвищених тиску, температури, вологості, радіації, хімічному складі оточуючого середовища), які можуть виникнути в процесі проєктних аварій, а також під час і після сейсмічних впливів.

Кваліфікації підлягає обладнання, яке виконує критичні функції безпеки: безпечна зупинка реактора й утримання його в такому стані необхідний час; відведення з активної зони і басейну витримки залишкового тепла протягом необхідного часу; обмеження наслідків аварій через утримання у встановлених межах радіоактивних речовин, що виділяються. Основні етапи КО:

Етап 1. Підготовка проєктних вихідних даних для проведення КО;

Етап 2. Оцінка стану (встановлення) КО;

Етап 3. Підвищення КО (в разі незадовільної оцінки);

Етап 4. Збереження КО.

Основними методами підвищення КО є: випробування, аналіз, врахування досвіду експлуатації або їх комбінація. Досвід розгляду матеріалів обґрунтувань матеріалів ЕО з КО енергоблоків АЕС України свідчить про такий розподіл застосування методів КО (див. Рисунок 3).

Досвід експлуатації є найбільш поширеним методом сейсмічної КО і заснований на багаторічному

досвіді експлуатації аналогічного обладнання на інших АЕС, а також використанні баз даних раніше проведених випробувань та аналізів (методологія GIP, розроблена в США [23], та GIP-BBER, модифікована для реакторів ВВЕР [24]). Водночас для КО на ЖУ є більшим відсоток застосування методів випробування та аналізу (зокрема, адаптації результатів випробувань аналогічного обладнання інших енергоблоків).

У період 1998-2015 рр. були проведені ґрунтовні дослідження сейсмічної небезпеки майданчиків АЕС України [25] – [29] із застосуванням сучасних методів і засобів досліджень та рекомендацій МАГАТЕ. За результатами цих досліджень [25] – [29] рівні сейсмічності майданчиків у порівнянні із прийнятим у вихідному проєкті суттєво збільшилися (див. Таблицю 3).

Така ситуація зумовила необхідність виконання робіт з переоцінки сейсмостійкості елементів і конструкцій АЕС. Проте, існуючі нормативні вимоги, а саме – документ колишнього СРСР ПНАЭ Г-5-006-87 [30], який не переглядався з часу його видання (грудень 1987 року), не враховував вимоги НП 306.2.141-2008 [2] щодо необхідності врахування досягнутого рівня науки та техніки в технічних та організаційних рішеннях із забезпечення безпеки АЕС, а також сучасні міжнародні підходи, зокрема рекомендації МАГАТЕ щодо оцінки сейсмостійкості енергоблоків АЕС. Протягом останніх років набув чинності новий нормативний документ НП 306.2.208-2016 [31], про розробку і переваги якого докладно описано в [32].

Особлива увага із забезпечення сейсмостійкості елементів і конструкцій АЕС приділяється енергоблокам, для яких ПСЕ вичерпується і енергоблок переходить до ДСЕ. Цьому питанню присвячується окремий розділ у факторі безпеки «Поточний технічний стан» ЗППБ. Для всіх енергоблоків, вказаних у Таблиці 1, які отримали ліцензію на ДСЕ, роботи із оцінки/переоцінки сейсмостійкості на нові рівні сейсмічності завершені, сейсмостійкість елементів і конструкцій підтверджена (в окремих випадках впроваджено/впроваджуються компенсуючі заходи з підвищення сейсмостійкості елементів).

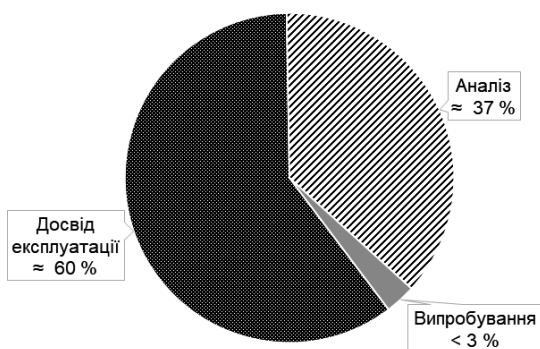


Рисунок 3 – Розподіл робіт за методами КО

Таблиця 3 – Рівні сейсмічності майданчиків АЕС України, враховані під час проєктування та за результатами останніх сейсмологічних досліджень

АЕС	Рівень сейсмічності (PGA (в долях g) для МРЗ)		
	Проєктний	За результатами досліджень	Прийнятий з урахуванням сейсмічного запасу на невизначеності
ХАЕС	0,05	0,08	0,1 (запас 20 %)
РАЕС	0,05	0,08	0,1 (запас 20 %)
ЮУАЕС	0,05	0,093	0,12 (запас 30 %)
ЗАЕС	0,05	0,115	0,17 ¹⁾ (запас 30 %)
ЧАЕС	0,05	0,1	0,1

¹⁾ Значення 0,17g прийняте з урахуванням результатів імовірнісного аналізу сейсмічної небезпеки майданчика ЗАЕС [29]

Програма управління старінням (ПУС)

Питання УС є одним з основних факторів забезпечення безпеки ядерної установки як на етапі проєктної, так і ДСЕ. Основною метою УС є забезпечення безпеки і максимальної ефективності експлуатації через упровадження технічно і економічно доцільних заходів, спрямованих на своєчасне виявлення і стримування в допустимих межах деградації елементів енергоблоків унаслідок старіння.

Термін «управління старінням» введений в експлуатаційну практику на початку 2000-х років, утім елементи УС знайшли своє застосування з початку проєктування та експлуатації енергоблоків, хоча і не визначались як «управління старінням», наприклад: прибавка до розрахункової товщини елемента конструкції на корозію, своєчасне проведення технічного обслуговування та ремонту (ТОіР); встановлення місць значної деградації й прийняття відповідних компенсуючих заходів; модернізація і заміна обладнання; зміни експлуатаційних режимів (за необхідності).

З боку Держатомрегулювання для організації ефективного процесу УС розроблені відповідні регулюючі вимоги [8]. Основоположні документи з УС згадані на Рисунку 2. Відповідно до цих вимог «старіння» визначено як загальний процес, за якого характеристики елементів і конструкцій змінюються у часі або в результаті використання. УС – це комплекс заходів, які здійснюються з метою утримання у визначених межах деградації через старіння і знос. Відповідно до новітніх підходів та нормативних вимог з УС, ЕО організує цей процес протягом таких етапів життєвого циклу АЕС, як: проєктування, будівництво, введення в експлуатацію, експлуатація (зокрема, довгострокова) та зняття з експлуатації.

УС виконується на системній основі й відповідним чином документується із внесенням відомостей в електронні бази даних. Застосовується підхід до УС, який базується на розумінні ефектів старіння і прогнозуванні розвитку деградації елементів і конструкцій. Розробка і реалізація ПУС є обов'язковою умовою для переходу енергоблока до ДСЕ. Потужним інструментом для визначення напрямів подальшого вдосконалення поточної практики та нормативної бази є висновки за результатами залучення міжнародних партнерських перевірок, зокрема місії МАГАТЕ, SALTO, OSART тощо, і такі місії постійно проводяться на АЕС України (протягом 2017-2019 були здійснені на майданчиках Рівненської та Южно-Української АЕС). Okремо необхідно відзначити участь України у першій партнерській перевірці за напрямом «Управління старінням», організованій під егідою ENSREG. За результатами цієї перевірки було розроблено національний звіт з аналізом управління

старінням в Україні та план дій з управління старінням, спрямований на вирішення питань, які визначені як покращення наявної національної практики [33].

Загальний рівень щодо питань стану УС в Україні наочно продемонстровано у [15] і [33] і зроблено висновок про те, що існуюча в Україні нормативно-правова база щодо вимог до УС знаходиться на рівні, співставному з документами та рекомендаціями з безпеки МАГАТЕ та WENRA. Це підтверджено результатами незалежних перевірок, виконаних заїдними експертами в межах міжнародних проєктів.

Заходи з підвищення безпеки

Реалізація заходів з підвищення безпеки є одним з основних завдань ЕО, які здійснюються протягом усього строку експлуатації і, безумовно, без цього перехід до ДСЕ не може розглядатися регулюючим органом, як прийнятний. Для підтвердження того, що підвищення безпеки є постійним еволюційним процесом починаючи з 80-х років минулого століття в Україні розпочато реалізацію відповідних програм підвищення безпеки. Першою програмою були – «Сводные мероприятия по повышению безопасности действующих энергоблоков с реакторами ВВЭР и РБМК» (СМ-88 та СМ-90). З 1994 року було ще декілька реалізованих програм безпеки і на поточний момент чинною є «Комплексна (зведена) програма підвищення безпеки енергоблоків АЕС України» (далі – КзППБ) [1]. За часи реалізації цих програм на енергоблоках АЕС України втілено більше тисячі заходів з безпеки, втім КзППБ [1] є найбільш масштабною за кількістю і складністю заходів, що впроваджуються. КзППБ [1] є узагальненою програмою і охоплює всі типи енергоблоків, що експлуатуються в Україні, загалом в ній заплановано виконання 1295 заходів і на кінець 2019 року виконано більш ніж 70 % з них.

Загальний підхід до формування та включення заходів у КзППБ [1] наведено на Рисунку 4.



Рисунок 4 – Загальний підхід до формування заходів для включення в КзППБ

Очікувані результати від реалізації КзППБ [1] на енергоблоках АЕС України такі: відповідність цільовим критеріям і принципам безпеки, стійкість до зовнішніх екстремальних природних впливів, забезпечення аварійної готовності, виконання основних функцій безпеки, втілення пост-фукусімських заходів з підвищення безпеки.

Періодична переоцінка безпеки

Результати діяльності за всіма зазначеними вище аспектами відображаються у ЗППБ, який розробляється для кожного з енергоблоків АЕС і охоплює всі аспекти, важливі для безпеки. ЗППБ містить 14 факторів безпеки, що узагальнюються у Комплексному аналізі безпеки (далі – КАБ), який є заключним документом і результатом всієї діяльності з переоцінки безпеки. Кожний ФБ ретельно розглядається та аналізується фахівцями Держатомрегулювання/ДНТЦ ЯРБ під час державної експертизи ЯРБ за різними науково-технічними напрямками, як це наведено на Рисунку 5.

Досвід та практика проведення державної експертизи ЯРБ матеріалів ЗППБ свідчить про те, що строк, який є необхідним для ретельного розгляду всіх факторів з урахуванням етапу усунення зауважень державної експертизи ЯРБ, складає від 12 до 24 місяців. При тому найбільш впливовими на результат та загальний висновок щодо можливості ПСЕ є результати аналізу за такими факторами як: «проект енергоблока», «поточний технічний стан систем та елементів», «кваліфікація обладнання» та «старіння».

Світові підходи до проектної і довгострокової експлуатації

Світові підходи до проектної і ДСЕ на прикладі 20 провідних країн, що експлуатують ядерні реактори, узагальнено в документі NEA No7504 [34]. Ці підходи загалом свідчать про те, що РУ можна умовно розділити на дві категорії – із визначеним строком дії ліцензії (може встановлюватись на 10 років (Аргентина, Канада, Іспанія), 30 років (Фінляндія, Угорщина, частково Корея, Румунія, Україна, Росія) та 40 років (Словенія, США, Корея (залежно від типу РУ можливий також строк 60 років), Японія; і з необмеженим строком дії ліцензії (характерно для таких країн, як Бельгія, Чеська Республіка, Франція, Словацька Республіка, Швеція, Швейцарія, Велика Британія).

Для ДСЕ існують два основні регулюючі підходи – переоцінка безпеки і відновлення ліцензії (license renewal), завдяки яким можливість ДСЕ обґрунтовується через оцінку безпеки або, залежно від країни, як повномасштабний регулюючий процес щодо відновлення ліцензії, який, відповідно, займає більше часу і є більш складним і ґрунтовним. Деякі країни у своїй регулюючій практиці користуються комбінацією підходів – переоцінка безпеки і відновлення ліцензії. До таких країн, як зазначено вище, належить Україна. Саме такий комбінований підхід застосовується в Україні на етапі переходу від проектної до довгострокової експлуатації. З рештою, й переоцінка безпеки, залежно від національних вимог країн, також може охоплювати безпосередньо перео-

Фактори/Аспекти безпеки

1) Технічний стан систем і елементів:

- «Проект енергоблока»
- «Поточний технічний стан систем та елементів»
- «Кваліфікація обладнання»
- «Старіння»

2) Аналіз безпеки:

- «Детерміністичний аналіз безпеки»
- «Імовірнісний аналіз безпеки»
- «Аналіз внутрішніх і зовнішніх подій»

3) Експлуатаційна безпека і зворотній зв'язок від досвіду експлуатації:

- «Експлуатаційна безпека»
- «Використання досвіду інших АЕС і результатів наукових досліджень»

4) Управління:

- «Організація і управління»
- «Експлуатаційна документація»
- «Людський фактор»

5) «Аварійна готовність і реагування»

6) «Вплив на навколишнє середовище».

Напрями оцінки:

- Експлуатаційна безпека і досвід експлуатації
- Теплогідрравлічні процеси
- Імовірнісний аналіз безпеки
- Нейтронно-фізичні розрахунки й фізика реактора
- Поводження з ВЯП і РАВ
- Міцність та сейсмостійкість елементів і конструкцій
- Надійність систем контролю і управління
- Радіаційний захист і аналіз дозових навантажень

Рисунок 5 – Фактори безпеки та напрями оцінки включення в КзППБ

цінку на основі аналізу та/або комплексного процесу переходу до ДСЕ (як показано на Рисунку 6).



Рисунок 6 – Підходи до ДСЕ

У цьому разі застосування переоцінки на основі аналізу полягає в тому, що такий аналіз виконується кожні 10 років і спрямований загалом на те, щоб продемонструвати відповідність вимогам національних НПА з ЯРБ, визначити заходи з безпеки, які мають бути впроваджені з урахуванням старіння, експлуатаційного досвіду, новітніх досліджень з безпеки тощо.

Окремі країни, які використовують у своїй практиці лише підхід з переоцінки на основі аналізу, роблять акцент на питаннях старіння і УС. Інші країни, які використовують комплексний процес переходу до ДСЕ, зазвичай, виконують такі роботи, як: детерміністичний аналіз безпеки, аналіз діяльності з УС, виконання аналізу, що визначає строк служби (TLAA) та демонстрацію того, що впроваджена ПУС здатна забезпечити стримування деградації та розвитку ефектів старіння у допустимих межах, зберігаючи якомога довше проєктні функції безпеки систем, елементів і конструкцій. Така діяльність здійснюється із проведенням відповідних аудитів та інспекцій, які також дають змогу впевнитись в ефективності ПУС та достовірності отриманих результатів аналізу TLAA.

Узагальнені дані щодо підходів до ДСЕ наведені в Таблиці 4. Безумовно, ці дані наведені не для всіх країн, які здійснюють ДСЕ. Більш детальну інформацію можна отримати із звіту OECD/NEA [35], але навіть ці відомості дають загальну картину того, що процес переходу до ДСЕ в Україні є одним із найбільш складних та комплексних. Одним із вагомих факторів та аргументів для переходу до ДСЕ, притаманний майже всім країнам, є питання «управління старінням» і виконання аналізів старіння, що визначають строк служби (TLAA).

Таблиця 4 – Узагальнені дані щодо підходів до ДСЕ у різних країнах

Країна	Проєктний строк експлуатації за вихідним проєктом / Строк дії ліцензії	Тип РУ	Продовжений строк експлуатації	Набір аналізів в межах ДСЕ	Примітка
Бельгія	40 років / Необмежений	PWR (7 ен/бл) 30-39 роки 4 ен/бл 40-49 роки 3 ен/бл	10 років (три енергоблоки отримали дозвіл на ДСЕ впродовж 10 років)	Огляд питань УС Технічне обслуговування і моніторинг технічного стану Кваліфікація обладнання Інспекційна діяльність Програма зразків-свідків TLAA Оцінка відповідності поточному ліцензійному базису (тобто чинним національним нормам, правилам і стандартам)	Будівництво нових енергоблоків не планується, Подальша ДСЕ не розглядається
Чеська Республіка	30 років / Необмежений	PWR (6 ен/бл) 10-19 років 2 ен/бл 30-39 роки 4 ен/бл	10 років (чотири енергоблоки отримали дозвіл на ДСЕ впродовж 10 років)	Оцінка старіння споруд, систем та компонентів (ССК), руйнування яких може вчинити вплив на виконання функцій безпеки Надійність ССК важливих для безпеки протягом всього періоду оцінки Відповідність елементів ССК проєктним критеріям і збереження запасів безпеки з урахуванням ефектів старіння	Не існує обмежень на строк ДСЕ, все залежить від поточного технічного стану, спроможності виконувати

Продовження таблиці 4

Країна	Проектний строк експлуатації за вихідним проектом / Строк дії ліцензії	Тип РУ	Продовжений строк експлуатації	Набір аналізів в межах ДСЕ	Примітка
				Здатність ССК виконувати свої проектні функції безпеки Достовірність та актуальність результатів ТЛАА Аналіз експлуатаційного досвіду	функції безпеки і результатів переоцінки
Фінляндія	30 (для PWR) або 40 років (для BWR) / Обмежений	PWR, BWR (4 ен/бл) 30-39 роки 3 ен/бл 40-49 роки 2 ен/бл	20 років (енергоблоки BWR та PWR отримали ліцензію на ПСЕ)	Ліцензія видається урядом на обмежений термін 20 років. Тобто під час переходу до ДСЕ виконуються роботи з відновлення ліцензії та переоцінки безпеки. При тому ліцензія має продемонструвати, що безпека і цілісність основних компонентів на продовжений період експлуатації забезпечуються на необхідному рівні. Відповідно, УС є одним із головних аспектів ДСЕ і вважається, що цей процес запущено з етапу проєктування. Питання УС дуже ретельно розглядаються в межах переоцінки. Ліцензія на подальшу експлуатацію видається урядом.	Кількість оновлень ліцензії не обмежена.
Франція	Необмежений (для окремого обладнання був встановлений на рівні 40 років) / Необмежений	PWR (58 ен/бл) 10-19 роки 1 ен/бл 20-29 роки 9 ен/бл 30-39 роки 43 ен/бл 40-49 роки 5 ен/бл	Переоцінка кожні 10 років. За результатами переоцінки приймається рішення про умови експлуатації на наступні 10 років.	Обсяги оцінки в межах переоцінки включають дві основні частини: перша частина – оцінка умов і відповідності елементів і конструкцій вимогам норм і правил з урахуванням аналізу старіння; друга частина – переоцінка безпеки, метою якої є підвищення безпеки завдяки набутому експлуатаційному досвіду, розвитку нових знань та технологій, урахування кращого міжнародного досвіду. На підставі цієї переоцінки ліцензіат визначає заходи з підвищення безпеки і строки їх реалізації. Втілення УС як: визначення механізмів старіння на основі національного та міжнародного досвіду, відповідних дослідницьких робіт; демонстрація міцності елементів і конструкцій на період, що є більшим за 40 років; управління фізичним та моральним старінням на період більший за 40 років.	Обмеження на строк експлуатації відсутні. Всі питання розглядаються в межах переоцінки безпеки. Такого поняття як «ДСЕ» у нормативній базі немає.

Країна	Проектний строк експлуатації за вихідним проектом / Строк дії ліцензії	Тип РУ	Продовжений строк експлуатації	Набір аналізів в межах ДСЕ	Примітка
Україна	30 років / Обмежений	PWR (15 ен/бл) 10-19 роки 2 ен/бл 20-29 роки 2 ен/бл 30-39 роки 11 ен/бл	У більшості випадків не обмежений. Умови експлуатації визначаються на підставі переоцінки кожні 10 років.	Відповідно до НП 306.2.210-2017 [8] встановлені такі заходи, що виконуються в межах переходу до ДСЕ: оцінка поточного технічного стану елементів і конструкцій включаючи аналіз безпеки, характерний для кожної АС та TЛАА аналізи; роботи з обґрунтування продовження строку експлуатації елементів і конструкцій або їх заміна; аналіз УС елементів і конструкцій; заходи з підвищення безпеки та кваліфікація обладнання (на сейсмічні впливи та жорсткі умови навколишнього оточення); програма поводження з РАВ на період ДСЕ та забезпечення умов зберігання ВЯП; усунення/компенсація відступів від норм та правил з ЯРБ та від проекту; розробка ЗППБ.	Обмеження на позапроектний строк експлуатації відсутні. Всі питання розглядаються в межах переоцінки безпеки

Висновки

Атомна енергетика є стратегічною галуззю України, яка виробляє понад 50 % електроенергії країни. Водночас упродовж експлуатації енергоблоків АЕС України виявлено низку технічних питань, що потребують вирішення із залученням наукового потенціалу країни. Одним із таких питань є обґрунтування безпеки елементів і конструкцій АЕС у період, що є більшим за визначений у вихідному проекті, і на поточний час визначається як перехід від проектної експлуатації до ДСЕ.

За минулі 15 років Україною накопичено унікальний досвід виконання робіт з переходу до ДСЕ енергоблоків АЕС різних проектів. Наразі ліцензії на ДСЕ за результатами переоцінки отримали 11 енергоблоків за проектами ВВЕР-440/В213, ВВЕР-1000/В-302, В-338, ВВЕР-1000/В320. Досвід та вивчені уроки ліцензування та експлуатації свідчать про те, що національний підхід до ДСЕ є можливим і успішно впровадженим завдяки таким аспектам як:

наявна сучасна нормативна база, яка почала створюватись на початку двохтисячних років на підставі рекомендацій МАГАТЕ та міжнародного і національного досвіду, цей факт неодноразово підтверджувався експертами МАГАТЕ та інших організацій;

удосконалення нормативно-технічних документів постійно триває як з боку Держатомрегулювання, так і з боку ЕО, особливо в напрямках щодо такого критичного (незамінного) елемента енергоблока АЕС, як корпус реактора;

виконання доволі значного обсягу розрахункових аналізів, які виконуються ЕО під час робіт з оцінки поточного технічного стану енергоблока та містять розрахунки флюенсу нейтронів, розрахунки теплогідравлічних параметрів та розрахунки на міцність. Ці обґрунтування оцінюються і на поточний час ДНТЦ ЯРБ, як організацією науково-технічної підтримки Держатомрегулювання, що спроможна виконувати незалежні експертні перевірочні розрахунки, які охоплюють майже весь спектр розрахунків, виконаних ЕО;

КО, що виконується для підтвердження його здатності виконувати свої функції в умовах проектних аварій та сейсмічних впливів протягом ДСЕ, збереження (підтримка досягнутого рівня) КО;

УС, як один з основних факторів забезпечення безпеки і максимальної ефективності експлуатації через впровадження технічно й економічно доцільних заходів, спрямованих на своєчасне виявлення і стримування в допустимих межах деградації елементів енергоблоків унаслідок старіння (ПУС діють на кожному енергоблоці АЕС України й оцінка їх ефективності виконується щорічно);

підвищення безпеки завдяки впровадженню програм підвищення безпеки (більш як тисячі заходів з модернізації, реконструкції, заміни обладнання, впровадження додаткових засобів безпеки).

Ці заходи спрямовані продемонструвати забезпечення міцності, цілісності та надійності елементів і конструкцій, важливих для безпеки, за для виконання ними проєктних функцій на весь період ДСЕ. У цьому сенсі питання забезпечення міцності елементів і конструкцій стає одним із основних, особливо у тих випадках, коли заміна таких елементів неможлива або недоцільна. У більшості випадків обґрунтування міцності елементів і конструкцій є можливим через наявність запасів міцності, закладених у вихідний проєкт та з урахуванням впровадження відповідних заходів з УС, які формуються за результатами оцінки поточного технічного стану елемента, конструкції з урахуванням прогнозного строку їх експлуатації.

Досвід ліцензування свідчить про те, що узагальнений строк виконання обґрунтування можливості переходу до ДСЕ для одного енергоблока складає 3 – 4 роки, в межах яких 1 – 2 роки займає державна експертиза ЯРБ матеріалів обґрунтувань ДСЕ і результатів переоцінки безпеки. Цей процес є дуже насиченим та працезатратним, в ньому беруть участь тисячі висококваліфікованих фахівців атомників та науковців. Під час впровадження заходів переходу до ДСЕ особлива увага приділяється відповідності цього процесу кращому міжнародному досвіду, практиці та рекомендаціям МАГАТЕ.

Підсумовуючи зазначене вище, зауважимо, що ДСЕ АЕС є усталеною світовою практикою, яка вже досить давно та успішно застосовується в провідних країнах, які експлуатують ядерні реактори. Обсяги обґрунтувань, що виконуються ЕО та затверджуються регулюючим органом у різних країнах відрізняються, в Україні пакет обґрунтувань для переходу до ДСЕ є одним із найбільш складних та комплексних, який всебічно висвітлює та обґрунтовує аспекти безпеки. Водночас для всіх країн характерною рисою є вагомість такого фактора, як УС. Саме аналіз ефективності реалізації ПУС та результатів аналізів, що визначають строк служби (TLAA) елементів і конструкцій, червоною стрічкою проходить в обґрунтуваннях ДСЕ як в Україні, так і в зарубіжних країнах [34].

Список використаної літератури

1. Комплексна (зведена) програма підвищення рівня безпеки енергоблоків атомних електростанцій. Затверджена постановою Кабінету Міністрів України від 7 грудня 2011 р. № 1270.
2. Елагин Ю. П. Управление сроком службы АЭС. *Атомная техника за рубежом*. М., 2001. № 3. С. 3–10.
3. «Звіт про науково-дослідну роботу. Технічна підтримка в частині міцнісних та матеріалознавчих аспектів щодо оцінки обґрунтувань безпечної довгострокової експлуатації корпусів реакторів та критичних елементів тепломеханічного обладнання АЕС. Визначення методології та підходів до аналізу старіння на основі міжнародного досвіду та досвіду КЯР США, для її застосування на енергоблоках АЕС України. (етап 2, проміжний)». Звіт ДНТЦ ЯРБ. Київ, 2011.
4. Закон України «Про використання ядерної енергії та радіаційну безпеку».
5. Загальні положення безпеки атомних станцій. НП 306.2.141-2008. Затвердж. наказом Держатомрегулювання України від 19.11.2007 за № 162, зареєстр. в М-ві юстиції України 25.01.2008 за № 56/14747.
6. Комплексна програма робіт щодо продовження терміну експлуатації діючих енергоблоків атомних електростанцій (затверджена постановою КМУ від 29.04.2004 № 263-р).
7. Загальні вимоги до продовження експлуатації енергоблоків АЕС у понадпроектний строк за результатами здійснення періодичної переоцінки безпеки. НП 306.2.099-2004. Затвердж. наказом Держатомрегулювання України від 26.11.2004 № 181, зареєстр. в М-ві юстиції України 15.12.2004 за № 1587/10185.
8. Загальні вимоги до управління старінням елементів і конструкцій та довгострокової експлуатації атомних станцій. НП 306.2.210-2017. Затвердж. наказом Держатомрегулювання від 13.04.2017 № 136, зареєстр. в М-ві юстиції України 05.05.2017 за № 578/30446.
9. Вимоги до періодичної переоцінки безпеки енергоблоків атомних станцій. НП 306.2.214-2017. Затвердж. наказом Держатомрегулювання від 30.08.2017 № 313, зареєстр. в М-ві юстиції України 20.09.2017 за № 1158/31026.
10. ПМ-Д.0.03.222-14. Типовая программа по управлению старением элементов и конструкций энергоблока АЭС.
11. СОУ НАЭК 080:2014. Эксплуатация технологического комплекса. Довгострокова експлуатація діючих енергоблоків АЕС. Загальні положення.
12. СОУ НАЭК 109:2016. Эксплуатация технологического комплекса. Мониторинг будівельних конструкцій АЕС. Загальні положення.
13. СОУ НАЭК 141:2017. Инженерная, научная и техническая поддержка. Управление старением элементов и конструкций энергоблока АЭС. Общие требования.
14. СОУ-Н ЯЕК 1.004:2007. Вимоги до структури і змісту звіту з періодичної переоцінки безпеки енергоблоків діючих АЕС.
15. Шугайло О. П., Плачков Г. І., Гребенюк Ю. П., Шевченко І. А., Дибач О. М., Зелений О. В., Москалішин Р. І. Основні результати аналізу стану управління старінням атомних електростанцій в Україні. *Ядерна та радіаційна безпека*. 2018. № 3 (79). – С. 3–9.

16. СОУ-Н НАЕК 133:2016. Інженерна, наукова та технічна підтримка. Методика визначення механічних властивостей металу за результатами випробувань на твердість.

17. ПНАЭ Г-7-002-86. Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок. М.: Энергоатомиздат, 1989. 524 с.

18. МТ-Д.0.03.391-09. Методика оценки прочности и ресурса корпусов реакторов ВВЭР в процессе эксплуатации.

19. IAEA-EBP-WWER-08 (Rev. 1). Guidelines on pressurized thermal shock analysis for WWER nuclear power plants. Revision 1, IAEA, 2006.

20. Методика расчета на сопротивление хрупкому разрушению корпусов реакторов АЭС с ВВЭР при эксплуатации (МРКР-СХР-2004). РД ЭО 0606-2005.

21. Unified Procedure for Lifetime Assessment of Components and Piping in WWER NPPs «VERLIFE», Version 5 – Final, EC 5th Euratom Framework Programme 1998-2002. September 200.

22. СОУ НАЕК 177:2019. Інженерна, наукова та технічна підтримка. Методика оцінки хрупкої прочності корпусів реакторів ВВЕР. Затверджена Наказом ДП «НАЕК «Енергоатом» від 26.12.2019 №1349, погоджена Держатомрегулюванням листом від 11.11.2019 №15-46/13199-13562.

23. Generic Implementation Procedure (GIP) for Seismic Verification of Nuclear Power Plant Equipment. SQUG [Seismic Qualification Utility Group]. Revision 2A, 1992.

24. Методология оценки сейсмостойкости оборудования для целей квалификации на сейсмические воздействия. ДИТ 300/376-RU/R.2.

25. Хмельницкая АЭС. Энергоблок № 2. Технический отчет о результатах работ по доисследованию сейсмической опасности в III томах.

26. Ривненская АЭС. Энергоблок № 4. Технический отчет о результатах работ по доисследованию сейсмической опасности в III томах.

27. Южно-Украинский энергокомплекс. Отчет по теме: «Получение расчетных акселерограмм, пиковых ускорений для проектного землетрясения (ПЗ) и максимального расчетного землетрясения (МРЗ) на поверхности грунта площадки ЮУ АЭС».

28. Сводный отчет по результатам «Дополнительных исследований сейсмических и сеймотектонических условий площадки Запорожской АЭС. Создание геодинамического полигона» 191-80-О-КО-13.

29. Технический отчет. Вероятностный анализ сейсмической опасности площадки ЗАЭС согласно рекомендациям МАГАТЭ SSG-9 по процедуре PSNA. № ЗАЭС.75/137-13.ОТ.01.

30. ПНАЭ Г-5-006-87. Нормы проектирования сейсмостойких атомных станций

31. Вимоги до сейсмостійкого проектування та оцінки сейсмічної безпеки енергоблоків атомних станцій. НП 306.2.208-2016. Затвердж. наказом Держатомрегулювання від 17.10.2016 № 175, зареєстр. в М-ві юстиції України 07.11.2016 року за № 1449/29579.

32. Рижов Д. І., Шугайло Ол-й П., Шугайло Ол-р П., Кендзеа О. В Мар'єнков М. Г., Шендерович В. Я., Бурк, Р. Я. Про сучасні вимоги до сейсмостійкого проектування та оцінки

сейсмічної безпеки енергоблоків атомних станцій України. *Ядерна та радіаційна безпека*. – 2017. № 2 (74) – С. 9 – 13.

33. Кузнецова Х. В., Шугайло О. П., Черняк Я. П., Москалишин Р. І. Результати розробки національного плану дій з управління старінням. XV Міжнародна науково-технічна конференція молодих вчених та фахівців «Проблеми сучасної ядерної енергетики». Тези доповідей. 13-15 листопада, 2019 р., м. Харків.

34. Legal Framework for Long Term Operation of Nuclear Power Reactors. OECD 2019. NEA No7504.

References

1. Comprehensive (Integrated) Safety Improvement Program for Nuclear Power Plants. Approved by Resolution of the Cabinet of Ministers of Ukraine on 07 December 2011 under No. 1270.

2. Yelagin, Yu. (2001). NPP lifetime management. *Nuclear Engineering Abroad*. Moscow, No. 3, 3–10.

3. R&D Report. Technical support on strength and material science aspects related to assessment of justifications of safe long-term operation of reactor pressure vessels and critical components of NPP thermomechanical equipment. Definition of the methodology and approaches to the ageing analysis based on international experience and U.S. NRC experience for its application at Ukrainian NPPs. (Stage II, Intermediate). SSTC NRS Report, Kyiv, 2011.

4. Law of Ukraine "On Nuclear Energy Use and Radiation Safety".

5. General Safety Provision for Nuclear Power Plants. NP 306.2.141-2008. Approved by SNRIU Order No. 162 dated 19 November 2007, registered in the Ministry of Justice of Ukraine on 25 January 2008 under No. 56/14747.

6. Comprehensive program of activities on long-term operation of NPP units (Resolution of the Cabinet of Ministers of Ukraine No. 263-r dated 29 April 2004).

7. General requirements for NPP long-term operation upon results of periodic safety review. NP 306.2.099-2004. Approved by SNRIU Order No. 181 dated 26 November 2004, registered in the Ministry of Justice of Ukraine on 15 December 2004 under No. 1587/10185.

8. General requirements for ageing management of components and structures and long-term operation of nuclear power plants. NP 306.2.210-2017. Approved by SNRIU Order No. 136 dated 13 April 2017, registered in the Ministry of Justice of Ukraine on 05 May 2017 under No. 578/30446.

9. Requirements for periodic safety review of NPP units. NP 306.2.214-2017. Approved by SNRIU Order No. 313 dated 30 August 2017, registered in the Ministry of Justice of Ukraine on 20 September under No. 1158/31026.

10. PM-D.0.03.222-14. Standard ageing management program for NPP components and structures.

11. SOU NAEK 080:2014. Operation of technological complex. Long-term operation of operating NPP units. General provisions.

12. SOU NAEK 109:2016. Operation of technological complex. Monitoring of NPP civil structures. General provisions.

13. SOU NAEK 141:2017. Engineering, scientific and technical support. Ageing management of NPP components and structures. General requirements.

14. SOU-N YaEK 1.004:2007. Requirements for structure and contents of the periodic safety review report of operating NPPs.

15. Shugailo, O., Plachkov, G., Grebenyuk, Yu., Shevchenko, I., Dybach, O., Zelenyi, O., Moskalysyn, R. (2018). The main results of ageing management state analysis of Ukrainian NPPs. *Nuclear and Radiation Safety*. 3(79), 3-9.

16. SOU-N NAEK 133:2016. Engineering, scientific and technical support. Methodology for defining mechanical peculiarities of metal upon strength test results.

17. PNAEG-7-002-86. (1989). Standards for strength calculation of NPP equipment and piping. Moscow, Energoatomizdat, 524.

18. MT-D.0.03.391-09. Methodology for assessing strength and life of WWER reactor pressure vessels during operation.

19. IAEA-EBP-WWER-08 (Rev. 1). Guidelines on pressurized thermal shock analysis for WWER nuclear power plants. Revision 1, IAEA, 2006.

20. Methodology for brittle fracture resistance calculation of WWER reactor pressure vessels during operation (MRKR-SkHR-2004). RD EO 0606-2005.

21. Unified Procedure for Lifetime Assessment of Components and Piping in WWER NPPs "VERLIFE", Version 5 – Final, EC 5th Euratom Framework Programme 1998-2002. September 2003.

22. SOU NAEK 177:2019. Engineering, scientific and technical support. Methodology for assessing brittle fracture resistance of WWER reactor pressure vessel. Approved by Energoatom Order No. 1349 dated 26 December 2019 and agreed by SNRIU Letter No. 15-46/13199-13562 dated 11 November 2019.

23. Generic Implementation Procedure (GIP) for Seismic Verification of Nuclear Power Plant Equipment. SQUG [Seismic Qualification Utility Group]. Revision 2A, 1992.

24. Equipment seismic resistance assessment methodology of qualification for seismic impacts. DITI 300/376-RU/R.2

25. Khmelnytsky NPP. Unit 2. Technical report on results of activities on additional research of seismic hazards in three volumes.

26. Rivne NPP. Unit 4. Technical report on results of activities on additional research of seismic hazards in three volumes.

27. South-Ukraine energy complex. Report on obtaining calculation accelerograms, peak accelerations for design-basis earthquake and safe shutdown earthquakes on the surface of SUNPP site soil.

28. Summary report on results of additional research efforts of seismic and seismotectonic conditions of ZNPP site. Creation of geodynamic polygon. 191-80-O-KO-13.

29. Technical report. Probabilistic analysis of seismic hazards of ZNPP site according to recommendations of IAEA SSG-9 following PSHA procedure. No. ZAES.75/137-13.OT.01.

30. PNAE G-5-006-87. Design standards of seismic resistant nuclear power plants.

31. Requirements for seismic resistant design and assessment of seismic safety of NPP units. NP 306.2.208-2016. Approved by SNRIU Order No. 175 dated 17 October 2016, registered in the Ministry of Justice of Ukraine on 07 November 2016 under No. 1449/29579.

32. Ryzhov, D., Shugailo, O., Shugaylo, Ol-r, Kendzera, O., Marienkov, M., Shenderovych, V., Buryak, R. (2017). About modern requirements for seismic resistance design and evaluation of seismic safety

of Ukrainian NPPs. *Nuclear and Radiation Safety*. 2(74), 9–13.

33. Kuznetsova, Kh., Shugailo, O., Cherniak, Ya., Moskalysyn, R. (2019). Results of developing the national action plan on ageing management. XV International Scientific and Technical Conference of Young Researchers and Specialists "Problems of Modern Nuclear Power Engineering". Theses, Kharkiv.

34. Legal framework for long-term operation of nuclear power reactors. OECD 2019. NEA No. 7504.

Experience Obtained and Lessons Learnt from the Transition of Ukrainian NPPs to Long-Term Operation

Shugailo O.¹, Grebenyuk Yu.², Zelenyi O.¹, Ryzhov D.¹, Shugaylo Ol-r¹, Brik D.¹, Cherniak Ya.¹

¹ State enterprise «State Scientific and Technical Center for Nuclear and Radiation safety», Kyiv, Ukraine

² State Nuclear Regulatory Inspectorate of Ukraine, Kyiv, Ukraine

Nuclear energy is a strategic Ukrainian industry that produces more than 50 % of electricity at present. Over the last decade during the operation of Ukrainian NPPs, the set of technical matters have been found and corresponding tasks shall be decided with engaging of scientific potential of the country. One of such matter is a safety justification of NPP components and structures for the period that is bigger than an initial design one and that is defined as transition from design operation to the long-term operation (LTO).

From the end of 2010 to the beginning of 2020, the State Nuclear Regulatory Inspectorate of Ukraine granted 11 licenses for 11 power units based on positive results of the state assessment and review of Periodic Safety Review Reports considering mandatory safety review each ten years.

These results became possible due to the coordinated, conscientious and longstanding work of thousands of highly qualified nuclear experts, which led to the fact that Ukraine now has a unique experience in preparation for a transition of various types of WWER-1000 and WWER-440 reactors to LTO. The summarized results and lessons learnt from the practice of transition to LTO are presented in this paper.

Keywords: aging management, long-term operation, WWER-1000, WWER-440, safety improvement, equipment qualification.

Отримано 10.02.2020