А. Г. Нікуленков¹, Д. В. Самойленко¹,
Т. В. Нікуленкова²

¹ Відокремлений підрозділ «Науково-технічний центр»
ДП «НАЕК «Енергоатом», м. Київ, Україна

² Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»,
м. Київ, Україна

Дослідження впливу підвищення номінального рівня теплової потужності енергоблока АЕС на перебіг процесів за різних перехідних режимів

Наведено отримані з використанням розрахункового коду RELAP5/MOD3.2 та відповідної моделі енергоблока з ВВЕР-1000 (В-320) результати аналізу роботи реакторної установки на тепловій потужності, вищій за номінальну. Розрахункові аналізи виконано для квазістаціонарного стану роботи реактора та для перехідних режимів, пов'язаних з відмовою одного турбоживильного насоса та повним тривалим знеструмленням енергоблока. Оскільки збільшення витрати пари на турбоустановку в разі теплової потужності, вищій за номінальну, потребує додаткових досліджень щодо оцінки залишкового ресурсу її критичних елементів, для подальших досліджень запропоновано просторову модель ротора циліндра високого тиску швидкохідної турбіни. На основі виконаних розрахунків проведено порівняльний аналіз основних параметрів реакторної установки при номінальній та підвищеній тепловій потужності та оцінено фактори, які важливо врахувати в подальших дослідженнях з підвищення встановленої теплової потужності енергоблока АЕС.

Ключові слова: тепла потужність, просторова модель, за-
проектна аварія, перехідний режим, енергоблок, атомна станція.

Досвід експлуатації водо-водяних енергетичних реакторів (ВВЕР) як на українських, так і на закордонних АЕС підтверджує надійну й безпечну роботу основного обладнання, обслуговуючих систем і енергоблоків у цілому. При цьому фактичні характеристики реакторної установки (РУ), зокрема систем безпеки, активної зони та обладнання другого контуру, які визначають безпечні умови експлуатації, мають запаси. Закладання певних запасів на стадії проектування дає змогу врахувати певні невизначеності, пов'язані з обладнанням та діями персоналу, а також потенційно врахувати невідомі й непередбачувані механізми деградації чи феномени, що можуть виникнути в процесі гарантійної експлуатації ядерної установки. Досягнутий рівень наукових знань та технічних напрацювань у поєднанні із застосуванням сучасного розрахункового інструментарію та з аналізом досвіду експлуатації надає широкі можливості щодо зменшення консерватизму, закладеного на етапі проектування [1]. Наразі склалися об'єктивні передумови для пошуку шляхів збільшення економічної ефективності експлуатації енергоблоків АЕС із забезпеченням необхідного рівня безпеки. Одним з них є підвищення теплової потужності енергоблока понад номінальну. Комплекс робіт з підвищення теплової потужності потребує значного обсягу різних розрахункових обґрунтувань та модифікацій.

Підвищення теплової потужності до 104 % $N_{\text{ном}}$ для ВВЕР реалізовано на Балаковській АЕС (енергоблоки №№ 1—4), Волгодонській АЕС (енергоблоки №№ 1, 2), Калінінській АЕС (енергоблоки №№ 1—4) та АЕС «Темелін» (енергоблоки №№ 1, 2) [2, 3].

Водночас виникає потреба в поглибленні та розширенні аналізів з безпеки зважаючи на наслідки аварії на АЕС «Фукусіма-1», діяльність з диверсифікації палива, подовження строку експлуатації енергоблоків.

Мета роботи — дослідити вплив підвищення рівня теплової потужності енергоблока АЕС (до 104 % $N_{\text{ном}}$) на перебіг процесів у стаціонарному стані, у разі порушення нормальної експлуатації (з розвантаженням РУ до 50 % $N_{\text{ном}}$) та в аварійному режимі (запроектна аварія) і на підставі отриманих результатів оцінити фактори, які важливо врахувати в подальших дослідженнях з цього напрямку.

Режими роботи РУ та засоби, вибрані для проведення досліджень

В дослідженнях, відбір представницьких вихідних подій для зазначених режимів відбувався за такими критеріями:

- 1) для порушення нормальної експлуатації:
 - а) висока частота виникнення події;
 - б) наслідки події вимагають зниження потужності РУ до 50 % $N_{\text{ном}}$.
- 2) для аварійного режиму — найбільші негативні наслідки, що можуть бути викликані зовнішніми екстремальними впливами, які характерні для майданчиків атомних електричних станцій України.

Таким чином, для оцінки впливу підвищення рівня потужності на роботу РУ в разі порушення нормальної експлуатації з розвантаженням до 50 % $N_{\text{ном}}$, базуючись на частоті вихідної події, вибрано режим, пов'язаний з відключенням одного турбоживильного насоса. Цей режим характеризується зменшенням витрати живильної води на парогенератори (ПГ), спрацюванням прискореного попереджувального захисту (ППЗ) для швидкого зниження нейтронної потужності та подальшим штатним розвантаженням реактора та турбіни до 50 % $N_{\text{ном}}$ із забезпеченням стабілізації тиску в головному паровому колекторі. Проте, як показав досвід, під час такого

перехідного процесу можливе й спрацювання аварійного захисту, що є не характерним і досліджувалось в роботах [4, 5].

Для дослідження поведінки працюючої на підвищеному рівні потужності РУ і зважаючи на наслідки аварії на АЕС «Фукусіма-1», як ініціатор аварійного режиму розглядається аварія, спричинена повним тривалим знеструмленням з відмовою тепловідведення до кінцевого поглинача тепла і без дій оперативного персоналу. Вибір обумовлений найбільш імовірним негативним наслідком для РУ, до якого можуть призвести зовнішні екстремальні впливи на енергоблок. До того ж, моделювання такого сценарію уможливить оцінити наявний час для виконання дій відповідно до протиаварійних інструкцій.

Тривале повне знеструмлення енергоблока внаслідок втрати зовнішнього електроживлення й одночасної відмови всіх джерел аварійного живлення змінним струмом (відмова дизель-генератора) призводить до відключення основного устаткування РУ, зокрема головного циркуляційного насоса (ГЦН), турбоживильного насоса (ТЖН), допоміжного живильного електронасоса (ДЖЕН), а також до непрацездатності активних систем безпеки: аварійного охолодження активної зони високого та низького тиску (САОЗ ВТ/НТ), аварійного живильного електричного насоса (АЖЕН) тощо. У результаті припиняються примусова циркуляція теплоносія першого контуру та підживлення парогенераторів, через що погіршується тепловідведення від активної зони реактора. В подальшому це спричиняє кипіння теплоносія в реакторі, досягнення уставок на відкриття імпульсного запобіжного пристрою компенсатора тиску (ІЗП КТ), втрату теплоносія першого контуру, оголення оболонок твелів та важке пошкодження активної зони.

Розрахункові аналізи вказаних режимів РУ проводились із застосуванням теплогідрравлічного коду RELAP5/MOD3.2. За основу була використана модель ВВЕР-1000 (В-320) [6] з початковими умовами відповідно до [7], яка застосовувалася в процесі виконання аналізу запроектованих аварій та аналітичних обґрунтувань в підтримку розроблення інструкцій з ліквідації аварій для встановленого рівня номінальної теплової потужності. Особливістю цієї моделі є те, що активна зона в ній розділена на чотири сектори з поперечними зв'язками для моделювання перетікання теплоносія між ними, а область вхідних та вихідних патрубків розділена на вісім рівних частин для відображення кільцевих зазорів між шахтою та корпусом реактора. Це дає змогу моделювати незалежний рух теплоносія в межах однієї петлі і розділяти потоки в ході роботи окремих ГЦН.

Результати розрахунків перехідних режимів та їх аналіз

Квазістаціонарний стан. Квазістаціонарний стан РУ розрахований на кінець паливного завантаження із заданими параметрами, що відповідають реальному стану роботи енергоблока, з метою визначення характеристик у режимі нормальної експлуатації на потужності 104 % $N_{\text{ном}}$ при чотирьох працюючих ГЦН.

Результати розрахунку основних параметрів роботи РУ на потужності 104 % $N_{\text{ном}}$ і, для порівняння, на 100 % $N_{\text{ном}}$ наведено в табл. 1.

Збільшення витрати пари на турбоустановку при 104 % $N_{\text{ном}}$ потребує додаткових досліджень щодо оцінки залишкового ресурсу її критичних елементів. Одним із способів оцінки залишкового ресурсу є застосування

Таблиця 1. Основні параметри РУ в квазістаціонарному стані при роботі на потужності 100 % $N_{\text{ном}}$ та 104 % $N_{\text{ном}}$

Параметр	Розрахункові значення при роботі на потужності	
	100 % $N_{\text{ном}}$	104 % $N_{\text{ном}}$
Теплова потужність реактора, МВт	3000	3120
Різниця між температурами теплоносія на вході та на виході реактора (підігрів), °С	30,1	31,3
Максимальна температура зовнішньої оболонки твелів, °С	339,4	342,6
Витрата пара на турбіну, кг/с (т/год)	≈1622 (5840)	≈1706 (6140)

програмних засобів на базі кінцево-елементного методу. Для подальших досліджень у цьому напрямку розроблено просторову модель ротора циліндра високого тиску (ЦВТ) типової швидкохідної турбіни К-1000–60/3000 (рис. 1). Такий тип турбіни експлуатується на енергоблоках №№ 3, 4 Рівненської АЕС, №№ 1, 2 Хмельницької АЕС та № 3 Южно-Української АЕС.

Оцінка залишкового ресурсу критичних елементів турбоустановки з використанням програмних засобів на базі кінцево-елементного методу (наприклад, по методології [8]) дасть змогу не тільки прийняти рішення щодо можливості та доцільності підвищення встановленої номінальної теплової потужності, а також, у поєднанні з CFD-кодами, впроваджувати рішення щодо оптимізації експлуатації, управління старінням тощо.

Режим порушення нормальної експлуатації. У разі відмови одного ТЖН працюючої РУ на максимальних рівнях потужності відбуваються: різке зменшення надходження живильної води до ПГ і порушення тепловідведення через другий контур. Для забезпечення балансу між генерацією енергії в активній зоні і здатністю її відведення з першого контуру через ПГ при їх підживленні від одного ТЖН і ДЖЕН, відразу ж після порушення, згідно з проектом, спрацювають ППЗ та система розвантаження й обмеження потужності з метою зниження теплової потужності реактора до рівня 50 % $N_{\text{ном}}$ (рис. 2).

Після різкого падіння потужності (під дією ППЗ) відбувається її тимчасове зростання, що зумовлено вивільненням позитивної реактивності в результаті дії обернених зв'язків, спричинених зміною температури палива і густини теплоносія. При цьому, незважаючи на те, що в розрахунках приймалось однакове значення ефективності

Рис. 1. Просторова модель ротора ЦВТ турбіни К-1000–60/3000

Рис. 2. Зміна рівня теплової потужності ($N_{тепл}$) та реактивності (ρ) РУ у часі (τ):
1 — теплова потужність при 100 % $N_{ном}$; 2 — теплова потужність при 104 % $N_{ном}$; 3 — реактивність при 100 % $N_{ном}$; 4 — реактивність при 104 % $N_{ном}$

Таблиця 2. Основні параметри РУ після розвантаження до 50 % $N_{ном}$, спричиненого відмовою одного ТЖН

Параметр	Розрахункові значення при роботі на потужності	
	100 % $N_{ном}$	104 % $N_{ном}$
Теплова потужність реактора, МВт	1470	1472
Різниця між температурами теплоносія на вході та на виході з реактора (підігрів), °С	15,45	15,44
Максимальна температура зовнішньої оболонки твेलів, °С	308,21	308,26
Тиск в ГПК, МПа (кгс/см ²)	5,962 (60,8)	5,964 (60,82)
Витрата пари на турбіну, кг/с (т/год)	≈717 (2581)	≈721 (2595)

поглинаючих стрижнів групи ППЗ, внаслідок чого потужність РУ (початково працюючої на 104 % $N_{ном}$) під час повторного зростання сягала більших значень, в обох випадках (100 % $N_{ном}$ і 104 % $N_{ном}$) РУ розвантажилась до необхідного рівня. Одночасно зі зниженням потужності реактора відбувається проектне розвантаження турбіни і зниження електричної потужності енергоблока до 50 %, що супроводжується зниженням витрати пари на турбіну і стабілізацією тиску в ГПК (рис. 3).

Основні параметри РУ після її розвантаження до 50 % $N_{ном}$ внаслідок відмови одного ТЖН наведено в табл. 2.

Аварійний режим. У разі повного знеструмлення енергоблока відразу спрацьовує аварійний захист (АЗ), за сигналом якого відбувається падіння всіх органів регулювання системи управління захисту. Потужність РУ починає різко зменшуватися до рівня залишкових енерговиділень, а в першому контурі, після вибігу ГЦН, встановлюється природна циркуляція. Також у розрахунках передбачається виникнення течії з витратою 3,47 кг/с (12,5 т/год) через систему ущільнення вала ГЦН. Закриття стопорних клапанів турбіни в результаті спрацювання АЗ призводить до різкого зростання тиску в другому контурі та подальшого спрацювання швидкодіючих пристроїв із скидання пари в атмосферу (після досягнення тиску в паропроводах

Рис. 3. Зміна тиску пари в ГПК ($P_{гпк}$) та сумарна витрата пари ($D_{гр}$) на виході з чотирьох ПГ в часі (τ):
1 — тиск у ГПК при початковій номінальній потужності (100 % $N_{ном}$); 2 — тиск у ГПК при підвищеному рівні потужності (104 % $N_{ном}$); 3 — витрата пари при 100 % $N_{ном}$; 4 — витрата пари при 104 % $N_{ном}$

Рис. 4. Зміна тиску (P) та температури (T) теплоносія на виході реактора в часі (τ):

1 — температура теплоносія при початковій номінальній потужності (100 % $N_{ном}$);
2 — температура теплоносія при підвищеному рівні потужності (104 % $N_{ном}$);
3 — момент досягнення температури оболонки твела 1200 °С при 100 % $N_{ном}$;
4 — момент досягнення температури оболонки твела 1200 °С при 104 % $N_{ном}$;
5 — тиск теплоносія на виході реактора при 100 % $N_{ном}$;
6 — тиск теплоносія на виході реактора при 104 % $N_{ном}$

7,16 МПа (73 кгс/см²). У цьому сценарії повне розрядження акумуляторних джерел живлення постулюється через одну годину після настання вихідної події.

У зв'язку з відсутністю подачі живильної води в ПГ починається їх спустошення і, як наслідок, зниження ефективності тепловідведення. Це призводить до росту температури в першому контурі і, за рахунок температурного розширення теплоносія, — до зростання тиску (рис. 4).

За умови досягнення тиску в першому контурі 18,14 МПа (185 кгс/см²) (на 4641-й секунді при роботі РУ на потужності 100 % $N_{ном}$ і на 4437-й секунді при 104 % $N_{ном}$) відбувається відкриття контрольного ЗК КТ і, в подальшому, його періодичне спрацювання. Температура оболонок твेलів після спрацювання АЗ знижується до 295 °С, а потім поступово зростає в наслідок погіршення тепловідведення через другий контур. Після випарювання ПГ (на 6419-й секунді при роботі РУ на потужності 100 % $N_{ном}$ і на 6218-й секунді при 104 % $N_{ном}$) і подальшого зростання температури теплоносія першого контуру, внаслідок інтенсивного паротворення, утворюються гідрозатори в петлях головного

Рис. 5. Інтегральна витрата теплоносія (Q_{Σ}) внаслідок течі за час (τ):

1 — через ІЗП КТ, враховуючи ущільнення ГЦН та організовані протікання при 100 % $N_{\text{ном}}$; 2 — через ІЗП КТ, враховуючи ущільнення ГЦН та організовані протікання при 104 % $N_{\text{ном}}$; 3 — момент досягнення температури оболонки твела 1200 °С при 100 % $N_{\text{ном}}$; 4 — момент досягнення температури оболонки твела 1200 °С при 104 % $N_{\text{ном}}$; 5 — через систему ущільнення вала ГЦН при 100 % $N_{\text{ном}}$; 6 — через систему ущільнення вала ГЦН при 104 % $N_{\text{ном}}$

циркуляційного трубопроводу, що порушують природню циркуляцію теплоносія. Стійкий розігрів активної зони після втрати теплоносія в реакторі внаслідок течі через ІЗП КТ та систему ущільнення вала ГЦН (рис. 5) в обох випадках починається через 10563 і 10375 секунд з моменту аварії, а порушення критерію прийнятності — перевищення максимальної температури зовнішньої поверхні оболонок твелів 1200 °С — настає на 14483-й і 13958-й секундах (рис. 6).

Як показав розрахунковий аналіз, повне тривале знеструмлення енергоблока, без врахування дій відповідно до протиаварійної документації, призводить до максимального проектної межі пошкодження твелів. Відповідно до розрахунків, з використанням прийнятого підходу, а також відповідними допущеннями, мінімальний проміжок часу від початку аварії до порушення критерію прийнятності становить близько 13958 с (3,9 год). На відміну від результатів виконаних досліджень, що представлені в [9], отриманий результат є більш консервативним, оскільки після інтенсивного пароутворення і виникнення гідрозаторів в петлях головного циркуляційного трубопроводу, що порушують природню циркуляцію теплоносія, не відбувається їх прорив з подальшим потраплянням теплоносія до активної зони.

Висновки

1. У квазістаціонарному режимі роботи енергоблока, як показали з прийнятими допущеннями розрахунки (див. таблицю 1), підвищення рівня потужності до 104 % $N_{\text{ном}}$ призводить до зміни теплогідрравлічних характеристик РУ: температура оболонки твела зросла на 3,2 °С, різниця між температурами теплоносія на вході та на виході реактора збільшилася на 1,2 °С, витрата пари на турбіну зросла на 83,3 кг/с (300 т/год).

2. Збільшення витрати пари на турбоустановку при 104 % $N_{\text{ном}}$ потребує додаткових досліджень щодо оцінки залишкового ресурсу її критичних елементів. Для виконання подальших досліджень у цьому напрямку представлено просторову модель ротора ЦВТ турбіни К-1000–60/3000.

Рис. 6. Зміна температури (Т) зовнішньої поверхні оболонки твела та рівня (L) теплоносія в активній зоні в часі (τ):

1 — температура при 100 % $N_{\text{ном}}$; 2 — температура при 104 % $N_{\text{ном}}$; 3 — момент досягнення температури оболонки твела 1200 °С при 100 % $N_{\text{ном}}$; 4 — момент досягнення температури оболонки твела 1200 °С при 104 % $N_{\text{ном}}$; 5 — рівень теплоносія в активній зоні при 100 % $N_{\text{ном}}$; 6 — рівень теплоносія в активній зоні при 104 % $N_{\text{ном}}$

3. При порушенні нормальної експлуатації в разі відмови одного ТЖН протягом всього перехідного процесу РУ перебуває на більшому рівні теплової потужності, ніж при початковій роботі на 100 %, внаслідок чого збільшується час для її зниження до необхідного рівня. Однак це майже не впливає на проектне розвантаження і досягнення стабілізації енергоблока на новому рівні — 50 % $N_{\text{ном}}$.

4. В аварійному режимі в результаті аварії, пов'язаної з повним тривалим знеструмленням, при роботі РУ на початково підвищеному рівні потужності порівняно зі 100 % $N_{\text{ном}}$ спостерігається випередження в часі основних подій: періодичне відкриття ІЗП КД настало раніше на 204 с, як показано на рис. 4, втрата рівня теплоносія в реакторі сталася раніше на 294 с (див. рис. 6). Крім того, відсутність дій оперативного персоналу призводить до важкого пошкодження активної зони з перевищенням максимальної проектної межі пошкодження твелів, яке настає раніше на 525 с, що представлено на рис. 4–6, ніж за початкової проектної потужності. З огляду на зазначене, час для дій персоналу, які повинні бути спрямовані на забезпечення відведення залишкових енерговиділень від першого контуру, зокрема на підживлення парогенераторів за допомогою альтернативних джерел або відновлення (часткове відновлення) функції безпеки «Забезпечення надійного електропостачання», зменшується.

5. Отже, у подальших дослідженнях щодо обґрунтувань можливості підвищення потужності АЕС України, особливу увагу треба приділити:

— перегляду протиаварійної документації стосовно достатності часу, необхідного для успішних відновних дій під час запроектованих аварій, з метою недопущення перетікання запроектованої аварії у важку фазу;

— аналізу впливу впровадження нового палива компанії Westinghouse, зокрема для змішаного завантаження.

Список використаної літератури

1. Черноусенко О. Ю., Нікуленкова Т. В., Нікуленков А. Г. Аналіз можливості підвищення теплової потужності енергоблоків атомних електростанцій (Частина 1). Вісник НТУ «ХПІ». Серія: Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування. 2017. № 10(1232). С. 6–12. doi: 10.20998/2078-774X.2017.10.01.

2. Хрусталеv В. А. Повышение мощности энергоблоков АЭС с PWR в США. *Атомная техника за рубежом*. 1988. № 5. С. 10—14.
3. Шутиков А. В., Хрусталеv В. А. Обоснование способов и эффективности повышения мощности энергоблоков АЭС с ВВЭР выше номинального уровня. *Вестник СГТУ*. 2006. № 4(20). С. 32—39.
4. Борисенко В. І., Каденко І. М., Самойленко Д. В. Особливості перехідного процесу в реакторній установці ВВЕР-1000 при спрацюванні прискореного попереджувального захисту. *Ядерна фізика та енергетика*. 2009. Т. 10, № 2. С. 157—164.
5. Борисенко В. І., Горанчук В. В., Крушинський А. Г. Исследование режима работы ВВЭР-1000 при отключении последнего питающего турбонасоса с уровня мощности менее 25 % номинальной. *Проблеми безпеки атомних електростанцій і Чорнобиля*. 2013. Вип. 20. С. 37—44.
6. Технический отчет: Корректировка модифицированной 4-х петлевой модели RELAP 5 в связи с внедрением ТВСА / Запорожская АЭС; 2009. 735 с. № 05.ТН.ЗП.ОТ.167.
7. Типовой технологический регламента безопасной эксплуатации энергоблоков АЭС с реакторами ВВЭР-1000 / ГП «НАЭК «Энергоатом»; 2014. 384 с. № ПГ-Б.0.03.179—13.
8. Peshko V., Chernousenko O. Nikulenkova T., Nikulenkov A. Comprehensive rotor service life study for high & intermediate pressure cylinders of high power steam turbines, Propulsion and Power Research (2016), <http://dx.doi.org/10.1016/j.jppr.2016.11.008>.
9. Нікуленков А. Г., Черноусенко О. Ю., Нікуленкова Т. В. Аналіз впливу підвищення теплової потужності енергоблоку АЕС на перебіг запроектованої аварії. *Вісник НТУ «ХПІ»*. Серія: Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування. 2018. № 13(1289). С. 37—44. doi: 10.20998/2078-774X.2018.13.07.

References

1. Chernousenko, O. Yu., Nikulenkova, T. V. and Nikulenkov, A. H. (2017), «Analysis of the Opportunity for an Increase in the Thermal Power of Power Generating Units of Nuclear Power Plants (Part 1)», *Bulletin of NTU «KhPI»*. Series: Power and heat engineering processes and equipment, no. 10(1232), pp. 6—12, ISSN 2078-774X, doi: 10.20998/2078-774X.2017.10.01.
2. Khrustalev, V. A. (1988), «Power Uprate of NPPs with PWR reactors in the USA [Povyshenie moshchnosti energoblokov AES s PWR v SSHA]», *Nuclear technology abroad [Atomnaya tekhnika za rubezhom]*, No. 5, pp. 10—14.
3. Shutikov, A. V. and Khrustalev, V. A. (2006), «Justification of power uprate approaches above the rated power and their efficiency for NPPs with VVER reactors [Obosnovanie sposobov i effektivnosti povysheniya moshchnosti energoblokov AES s VVER vyshe nominal'nogo urovnya]», *Bulletin of the CSTU [Vestnik SGTU]*, No. 4(20), pp. 32—39.
4. Borysenko V.I., Kadenko I.M., Samoilenko D.V. (2009) WWER-1000 accelerated unit uploading activation transient features *Nuclear Physics and Power Engineering*. Vol. 10, № 2. — P. 157—164. (Ukr)
5. Borysenko V.I., Goranchuk V.V., Krushynsky A.G. (2013) Study of VVER-1000 operation in case of last main feedwater pump tripping under power no more than 25 %. *Problems of nuclear power plants' safety and of Chornobyl [Problemy bezpeky atomnyh elektrostantsiy i Chornobylya]*. Iss. 20. — P. 37—44. (Rus).
6. Technical report: Correction of the modified 4-loop RELAP 5 model in connection with the implantation of type A fuel assembly [Tehnicheskii otchet: Korrekcirovka modifitsirovannoy 4-h petlevoiy modeli RELAP 5 v svyazi s vnedreniem TVSA] / Zaporizhzhya NPP [Zaporozhskaya AES]; 2009. 735 p. № 05.ТН.ЗП.ОТ.167.
7. Typical technological regulations for the safe operation of power units of NPPs with VVER-1000 reactors [Tipovoy tehnologicheskii reglament bezopasnoy ekspluatatsii energoblokov AES s reaktorami VVER-1000] / «NNEGC Energoatom» [GP «NAEK «Energoatom»]; 2014. 384 p. № ПГ-Б.0.03.179—13.
8. V. Peshko, et al., Comprehensive rotor service life study for high & intermediate pressure cylinders of high power steam turbines, *Propulsion and Power Research* (2016), <http://dx.doi.org/10.1016/j.jppr.2016.11.008>.
9. Nikulenkov A. H., Chernousenko O. Yu., Nikulenkova T. V. «Analyzing the influence of an increase in the thermal power of energy generating unit at the nuclear power plant on the behavior of beyond the design basis accident». *Bulletin of NTU «KhPI»*. Series: Power and heat engineering processes and equipment, no. 13(1289). С. 37—44. doi: 10.20998/2078-774X.2018.13.07.

А. Г. Нікуленков¹, Д. В. Самойленко¹, Т. В. Нікуленкова²

¹ ОП «Научно-технический центр» ГП «НАЭК «Энергоатом», г. Киев, Украина

² Национальный технический университет Украины «Киевский Политехнический Институт имени Игоря Сикорского», г. Киев, Украина

Исследование влияния повышения номинального уровня тепловой мощности энергоблока АЭС на протекание процессов при различных переходных режимах

Приведены, полученные с использованием расчетного кода RELAP5/MOD3.2 и соответствующей модели энергоблока с ВВЭР-1000 (В-320), результаты анализа работы реакторной установки на тепловой мощности, превышающей номинальную. Расчетные анализы выполнены для квазистационарного состояния работы реактора и для переходных режимов, связанных с отказом одного турбопитательного насоса и полным длительным обесточиванием энергоблока. Поскольку увеличение расхода пара на турбоустановку при тепловой мощности, превышающей номинальную, требует дополнительных исследований оценки остаточного ресурса её критических элементов, для дальнейших исследований предложена пространственная модель ротора цилиндра высокого давления быстроходной турбины. На основе выполненных расчетов проведен сравнительный анализ основных параметров реакторной установки при номинальной и повышенной тепловой мощности и оценены факторы, которые важно учесть в дальнейших исследованиях по повышению установленной тепловой мощности энергоблока АЭС.

Ключевые слова: тепловая мощность, пространственная модель, запроектная авария, переходный режим, энергоблок, атомная станция.

A. G. Nikulenkov¹, D. V. Samoilenko¹, T. V. Nikulenkova²

¹ Separated subdivision «Scientific and Technical Center» OF NNEGC «ENERGOATOM», Kyiv, Ukraine

² National Technical University of Ukraine «Kyiv Polytechnic Institute by Igor Sikorsky»; Kyiv, Ukraine, Kyiv, Ukraine

Study of the impact of NPP rated thermal power uprate on process behavior at different transient conditions

Today, objective preconditions have been formed to find the ways on how to increase cost-effectiveness of NPPs operation, while providing the required safety level. One of such ways to increase thermal nominal power of power unit. The paper provides for the results of reactor behavior analysis at increased thermal power above nominal received using a one-dimensional system computer code RELAP5/MOD3.2 and relevant model of VVER-1000 (V-320) power unit. Calculation analyses are performed for quasi-static reactor operating conditions and transients using realistic approach in terms of initial performance parameters of reactor installation. In researches, representative initial events for transients have been selected according to the principle described further. For an abnormal operation, an event has been selected based on its high frequency and consequences, which require decreasing reactor power down to 50 % of nominal thermal power. For emergency conditions an event has been selected which is caused by external extreme impacts typical for Ukrainian NPP sites resulting in the worst consequences. Thus, the transients are represented by events associated with failure of a single turbine-driven feed water pump and total station blackout unit. To analyze emergency conditions caused by long-term blackout, they were additionally accompanied by a leakage through reactor coolant pump seals. Given that increase of steam flow in a turbine at increased thermal power above nominal requires additional studies on residual service life assessment of its critical components, a 3-D model of high-pressure rotor of a full speed turbine is proposed for further studies. Based on the calculations a comparative analysis of major parameters of the reactor at rated and increased thermal power is performed with assessment of significant factors to be considered in further studies on increase of installed thermal output of NPP unit.

Key words: thermal output, 3-D model, beyond design basis accident, transient, power unit, nuclear power plant.

Отримана 12.04.2018