

УДК 621.165.62

ОЦІНКА ІНДИВІДУАЛЬНОГО РЕСУРСУ РОТОРІВ ВИСОКОГО ТИСКУ ПАРОВИХ ТУРБІН АТОМНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ

О. Ю. Черноусенко,

д-р техн. наук

chernousenko20a@gmail.com

ORCID: 0000-0002-1427-8068

Національний технічний
університет України
«Київський політехнічний
інститут імені Ігоря
Сікорського»

03056, Україна, м. Київ-56,
пр. Перемоги, 37

Інтеграція української енергосистеми до європейської є складовою стратегічної мети України – входження до ЄС. Наша держава має достатньо потужні й розвинені газо-, нафтотранспортні й електричні мережі, поєднані з транспортними мережами ЄС і країн СНД, що дозволяє їй брати участь у формуванні Європейської енергетичної політики і спільного енергетичного ринку, відігравати важливу роль в енергетичній співпраці країн СНД і ЄС. У роботі проведено оцінку ресурсних показників роторів високого тиску парових турбін АЕС потужністю 220, 1000 МВт. Застосовано комплексний підхід до дослідження індивідуального ресурсу парових турбін і можливості продовження експлуатації енергетичного обладнання. Для енергоблоків № 6 Запорізької АЕС, № 4 Рівненської АЕС, № 2 Хмельницької АЕС сумарна пошкоджуваність роторів високого тиску дорівнює 59–83%, а залишковий ресурс складає 40604–94383 годин, що дозволяє продовжити експлуатацію на 40–50 тисяч годин. За результатами проведення розрахункових досліджень ресурсних показників роторів високого тиску турбін АЕС сумарна пошкоджуваність роторів високого тиску енергоблоків № 3–5 Запорізької АЕС, № 1 Хмельницької АЕС, № 2, 3 Південно-Української АЕС коливається у межах 85–90%, а залишковий ресурс складає 22403–34494 годин, якщо прийняти допустимий парковий ресурс 270 тисяч годин. Це дозволить продовжити експлуатацію роторів високого тиску парових турбін АЕС на 25 тис. год. Для енергоблоків № 1, 2 Запорізької АЕС, № 1, 2, 3 Рівненської АЕС, № 1 Південно-Української АЕС індивідуальний ресурс роторів високого тиску турбін АЕС вичерпано.

Ключові слова: статична пошкоджуваність, циклічна пошкоджуваність, залишковий ресурс, парова турбіна, малоциклова втома, довготривала міцність.

Вступ

Складовою стратегічної мети України, яка полягає у входженні до ЄС, є інтеграція української енергосистеми до європейської. До речі, наша держава, на відміну від країн нової хвилі розширення ЄС, має достатньо потужні й розвинені газо-, нафтотранспортні й електричні мережі, поєднані з транспортними мережами ЄС і країн СНД, що дозволяє їй брати участь у формуванні Європейської енергетичної політики та спільного енергетичного ринку, відігравати важливу роль в енергетичній співпраці країн СНД і ЄС.

Структура енергогенеруючих потужностей електричних станцій України за результатами 2000–2022 років має тенденцію до збільшення за рахунок введених потужностей на АЕС [1]. У загальній структурі встановлених потужностей енергетичної системи України максимальну частку, точніше біля 54%, складають ТЕС і ТЕЦ, наступними (із показником приблизно 25%) йдуть АЕС, а за ними (із часткою біля 10%) – ГЕС та ГАЕС. Останнє місце в загальній структурі встановлених потужностей належить блок-станціям й електростанціям на альтернативних джерелах (вітряні й сейсмічні електростанції, біомаса), частка яких дорівнює майже 10%.

Згідно із статистичними даними за 10 місяців 2021 року обсяг виробництва електричної енергії електростанціями, які входять до Об'єднаної енергетичної системи України, досяг 127 722,1 млн кВт/годин, що на 7 855,7 млн кВт/годин, або на 6,6%, більше, ніж за відповідний період 2020 року. При цьому ТЕС і ТЕЦ вироблено 37 178,6 млн кВт/годин електроенергії, що на 2 154,4 млн кВт/годин (на 5,5%) менше, ніж за відповідний період 2020 року. Натомість атомними електростанціями за 10 місяців 2021 року вироблено електроенергії 69 183,3 млн кВт/годин, що на 6 155,6 млн кВт/годин, або на 9,8%, більше порівняно з аналогічним показником 2020 року. Коефіцієнт використання встановленої потужності з початку 2021 року дорівнював 68,5% (за відповідний період 2020 року – 62,2%). Виробництво електроенергії ГЕС і ГАЕС збільшилося порівняно з мину-

Статтю ліцензовано на умовах Ліцензії Creative Commons «Attribution» («Атрибуція») 4.0 Міжнародна.
© О. Ю. Черноусенко, 2022

лорічними показниками на 2 732,0 млн кВт/годин (43,8%) і становило 8 972,5 млн кВт/годин. Варто відмітити, що порівняно з відповідним періодом 2020 року виробництво електроенергії відновлювальними джерелами енергії (вітряні й сейсмічні електростанції, біомаса) за 10 місяців 2021 року збільшилося на 1 358,4 млн кВт/годин, або на 14,0%, і дорівнювало 11 048,0 млн кВт/годин, а електростанціями інших видів (блок-станціями та іншими джерелами) зменшилося на 235,9 млн кВт/годин (на 15,0%) і становило 1 339,8 млн кВт/годин. Крім того, ТЕС й АЕС і районними котельнями за 10 місяців 2021 року відпущено 16 004,1 тисяч Гкал тепла, що на 1 692,6 тисяч Гкал (або на 11,8%) більше за показник відповідного періоду 2020 року.

Однак вітряні й сейсмічні електростанції характеризуються нестабільністю вироблення електроенергії (йдеться про вплив таких чинників, як сезонність, добова нерівномірність, погодні умови тощо) та створюють небаланси. У той же час збільшення в рази виробництва електроенергії відновлюваними джерелами енергії (вітряні й сейсмічні електростанції) і недостатність маневрових потужностей в енергосистемі України стануть причиною вимушених системних обмежень для вітряних й сейсмічних електростанцій, що полягають у лімітуванні прийняття в енергосистему 8–10% виробленої електроенергії.

Не варто скидати з рахунку й те/забувати й про те, що пиловугільні блоки потужністю 200–300 МВт проектувалися для роботи в базових режимах. Як показує аналіз технічних рішень заводів – виробників енергетичного обладнання і рішень проектних організацій по пускових схемах блоків від 150 до 300 МВт, такого завдання, як реалізація маневрених режимів, при проектуванні енергоблоків 200–300 МВт не ставилося. Хоча саме згаданий режим суттєво впливає на роботу корпусів котлів і турбін, які є одним з аварійно небезпечних елементів ТЕС.

Не менш важливо й те, що близько половини споживаної електроенергії виробляють АЕС. Саме ядерна енергетика займає провідне місце в забезпеченні енергетичних потреб народного господарства в Україні, а надійність її роботи позитивно впливає на соціально-економічний розвиток нашої держави. Однак у 2017–2018 роках вичерпався термін експлуатації енергоблоків № 3 Рівненської АЕС, № 3, 4 Запорізької АЕС та № 1 Хмельницької АЕС, а у 2020 року сплив термін проектної експлуатації атомних енергоблоків № 3 Південно-Української АЕС і № 5 Запорізької АЕС. До речі, у світовій атомній енергетиці протягом 2020 року приблизно 80 % енергоблоків АЕС вичерпали проектний ресурс.

Як показує світовий досвід, продовження термінів експлуатації енергоблоків АЕС після завершення проектного терміну експлуатації є потенційно можливим, а за умови виконання норм ядерної та радіаційної безпеки – одним з найбільш ефективних шляхів для часткового вирішення проблеми заміщення генеруючих потужностей [2, 3]. Звісно, в умовах поступового вичерпання ресурсу енергетичного обладнання й дефіциту органічного палива на теплових електростанціях вказане набуває особливого значення.

Враховуючи наведене, нині в Україні реалізується програма продовження термінів експлуатації енергетичного обладнання АЕС. Так, із п'ятнадцяти діючих у нашій країні енергоблоків на 10–20 років продовжено роботу блоків № 1, 2 Рівненської АЕС, № 1, 2 Запорізької АЕС і № 1, 2 Південно-Української АЕС. Досвід проведених робіт показав, що питомі фінансові витрати на виконання вимог нормативних документів, які забезпечують можливість отримання ліцензії на експлуатацію енергоблоків у період додаткового строку служби, значно менше витрат на будівництво нових енергоблоків [1].

Дослідження індивідуального ресурсу роторів високого тиску парових турбін АЕС

Розрахункове дослідження ресурсних показників ротора циліндра високого тиску (РВТ) парової турбіни К-1000-60/3000 блока 1000 МВт державного підприємства НАЕК «Енергоатом» під час експлуатації виконувалося згідно з нормативними документами [4, 5]. Виходячи з цього, застосовано комплексний підхід до вивчення індивідуального ресурсу парових турбін і продовження експлуатації енергетичного обладнання, що передбачає проведення аналізу індивідуального ресурсу й допустимої кількості пусків із різних теплових станів при циклічному навантаженні РВТ парової турбіни К-1000-60/3000; розрахункового дослідження індивідуального напруження при статичному навантаженні РВТ парової турбіни К-1000-60/3000; оцінки можливості подальшого продовження експлуатації понад парковий ресурс РВТ парової турбіни К-1000-60/3000.

Метою аналізу технічної (експлуатаційної, конструкторської і ремонтної) документації обстежуваного устаткування є виявлення елементів конструкцій і ділянок, що працюють у найбільш напружених умовах і/чи які зазнають впливу негативних факторів, що можуть спричинити аварії чи відмову в роботі; виявлення режимів, в яких можливі зміни у структурі і властивостях матеріалів; визначення динаміки розвитку дефектів; розробка програми експертного обстеження.

Відслідковування старіння устаткування енергоблоку здійснюється на всіх етапах життєвого циклу. Це передбачає розробку станційних програм управління старінням елементів і конструкцій енергоблоку; складання переліку елементів і конструкцій енергоблоку, які потребують ремонту чи заміни; виявлення і вивчення процесів старіння елементів і конструкцій енергоблоку (розуміння старіння); вжиття заходів із моніторингу процесів старіння елементів і конструкцій енергоблоку (контроль металу) і пом'якшення деградації; оцінку поточного технічного стану елементів енергетичного обладнання і прогнозування його заміни внаслідок старіння; оптимізацію програм технічного обслуговування, контролю і ремонту енергетичного обладнання енергоблоку електростанції; впровадження додаткових засобів контролю й діагностики поточного технічного стану елементів і систем енергоблоку електростанції; аналіз ресурсу і показників надійності конструкцій, систем і елементів, виконання робіт з перепризначення ресурсу елементів, заміни тих, які досягли граничного технічного стану; розробку технічних і організаційних заходів із модернізації й реконструкції енергетичного обладнання енергоблоку електростанції, а також мінімізації деградації елементів й управління їх старінням; безперервне вдосконалення програми управління старінням із врахуванням досвіду експлуатації і результатів досліджень, а також самооцінки й експертних оцінок (розробка і вжиття додаткових заходів із моніторингу й пом'якшення деградації); документування діяльності й створення і супроводження бази даних технічного стану елементів енергетичного обладнання й виявлених дефектів на базі узагальнення інформації про виготовлення, експлуатацію, технічне обслуговування, ремонти тощо.

Так, при оцінці залишкового ресурсу елементів парових турбін великої потужності, що відпрацювали парковий ресурс, необхідно виконувати повірочний міцностний розрахунок для елементів енергетичного обладнання, в яких відбувається зміння структури і властивостей металу й накопичується пошкоджуваність від повзучості і малоциклової втоми [6–8].

У випадку з роторами парових турбін АЕС при оцінці залишкового їх ресурсу виконується розрахункове дослідження теплового, напружено-деформованого стану, малоциклової втоми, статичної пошкоджуваності й індивідуального ресурсу, беручи до уваги фактичні дані як про режими експлуатації парової турбіни великої потужності АЕС і властивості металу її основних елементів, так і ремонтно-відновлювальних заходів щодо основних елементах обладнання [9, 10].

Розрахункова оцінка теплового й напружено-деформованого стану ротора високого тиску передбачає розв'язання крайової задачі нестационарної теплопровідності з граничними умовами теплообміну на поверхнях ротора згідно з розробленим програмним комплексом [11]. До уваги бралися схеми витоків пари в проточній частині й в ущільненнях, а також реальні графіки роботи за типових експлуатаційних режимів, а саме стаціонарного й пусків із холодного, неостиглого й гарячого станів. Для конструктивно складного ротора високого тиску геометрична модель виконана у тривимірній постановці з урахуванням основних конструктивних елементів на основі паспортного креслення турбіни К-1000-60/3000.

Напружено-деформований стан ротора високого тиску оцінювався у пружно-пластичній постановці з використанням методу скінченних елементів дискретизації розрахункової області. Значення надавалося основним типам напружень, а саме температурні, нерівномірність температурних полів, напруження від тиску й відцентрові сили. Результати розрахунку теплового й напружено-деформованого станів ротора високого тиску за типових режимів експлуатації наведені в роботі [11].

Крім того, відповідно до нормативних документів [5–8] розрахункова оцінка накопиченої циклічної та статичної пошкоджуваності турбінного обладнання реалізована за допустимими числами циклів пуску з різних теплових станів. Для цього застосовуються експериментальні криві малоциклової втоми й довготривалої міцності сталі. Ключовою особливістю розрахункової моделі є те, що експериментальні криві малоциклової втоми для сталі 30ХНЗМ1ФА, з якої виготовлений ротор, у літе-

ратурі відсутні, тому пропонується вести розрахунок допустимого числа циклів за кореляційними залежностями малоциклової втоми [9].

Тепловий та напружено-деформований стан для стаціонарного режиму роботи виконано у квазістаціонарній постановці [10]. Рівень температур складає 165–270 °С. Максимальна інтенсивність напружень спостерігається в осьовому й розвантажувальних отворах дисків усіх п'яти ступенів і дорівнює 158 МПа, що пояснюється великими значеннями відцентрових сил, які діють на диски ступенів тиску й робочі лопатки. Найвищий рівень напружень спостерігається у зоні п'ятого ступеня, який є наймасивнішим й облопачений найважчими лопатками.

Пускові режими роботи розглянуті в нестаціонарній постановці. Окремий інтерес на змінних режимах роботи становить інформація щодо нерівномірності температурних полів у часі, зображена у вигляді динаміки зміни градієнта температур для найбільш характерних областей [10]. Для пуску з холодного стану градієнт температур на початкових етапах пуску сягає 1200–1300 К/м, що свідчить про наявну нерівномірність температур.

Найвищі значення інтенсивності напружень спостерігаються на початкових етапах пуску з холодного стану і дорівнюють 231 МПа для розвантажувальних отворів диску першого ступеня. Вони залишаються незмінними до моменту часу 6800 с, коли частота обертання турбіни сягає номінального значення (3000 об/хв). У даному випадку зонами високих напружень стають галтельні переходи дисків ступенів й осьовий отвір ротора, де інтенсивності напружень дорівнюють 168 МПа. Аналогічні дані отримано і для режиму пуску з гарячого й неостиглого станів [10].

Проведені розрахунки дозволяють оцінити довготривалу міцність і стійкість до малоциклової втоми основного металу роторів високого тиску парових турбін АЕС потужністю 1000 МВт.

Згідно з даними НАЕК «Енергоатом» допустимий парковий строк експлуатації турбіни К-1000-60/3000 становить не менше 30 років, що для базових енергоблоків 220 тисяч годин відповідає тривалості експлуатації, допустима паркова кількість пусків – 600, кількість пусків упродовж року – 20. Строк експлуатації розрахований для досягнення граничного стану, виходячи із забезпечення максимально допустимої кількості циклів у рік.

Зокрема, під час проведення планово-попереджувальних ремонтних робіт на енергоблоці № 3 Рівненської АЕС у 2014 році показники напрацювання за період експлуатації склали (станом на 01.07.2014 р.): загальна кількість пусків – 230, кількість пусків з холодного стану (ХС) – 49, кількість пусків з гарячого стану (ГС) – 181, напрацювання – 177 919 годин. Таким чином, у відсотковому співвідношенні кількість пусків з холодного стану дорівнює 21,3%, кількість пусків з гарячого стану – 78,7%. Якщо припустити, що енергоблок наступні п'ять років експлуатували в аналогічному режимі, то станом на липень 2019 року напрацювання мало складати 209 690 годин, загальна кількість пусків – 271, кількість пусків з холодного стану – 58, кількість пусків з гарячого стану – 213.

Коефіцієнти запасу міцності в розрахунках прийняті такі: 10 – за кількістю циклів і 1,5 – за деформаціями згідно з нормативними документами відповідно [10].

Результати розрахункового дослідження ресурсних характеристик ротора високого тиску турбіни К-1000-60/3000 блока № 3 Рівненської АЕС наведені нижче. Малоциклова втома оцінена за допустимими значеннями чисел пуску з різних теплових станів, які були обчислені з використанням кореляційних залежностей втомлюваності сталі 30ХНЗМ1ФА, з якої виготовлений РВТ [9]. Розрахована циклічна пошкоджуваність основного металу становить 11%, при цьому статична дорівнює 95% (табл. 1). Це свідчить про менш вагомий вплив малоциклової втоми як механізму руйнування ротора порівняно з вичерпанням довготривалої міцності.

Статична пошкоджуваність оцінена за парковим ресурсом 220 тисяч годин згідно з нормативними документами [10], встановлено, що вона дорівнює 95%. Сумарна пошкоджуваність основного металу становить 107%, тобто перевищує 100%. Це говорить про вичерпання ресурсу РВТ турбіни К-1000-60/3000 при парковому напрацюванні 220 тисяч годин (табл. 1).

Були проведені експериментальні дослідження довготривалої міцності сталі 25Х1М1ФА за температури 500 °С, що застосовується під час виготовлення роторів високого й середнього тиску турбін К-200-130 [12]. За результатами досліджень виявлено можливість збільшення допустимої кількості годин роботи до 370 тисяч годин.

Таблиця 1. Ресурсні характеристики ротора високого тиску турбіни К-1000-60/3000 блока № 3 Рівненської АЕС

| Ресурсні характеристики | Значення | |
|---|----------------|---------------|
| Напрацювання енергоблоку | 209 690 годин | |
| Загальна кількість пусків | 271 | |
| Річне напрацювання | 6354 годин/рік | |
| Рік введення в експлуатацію | 1986 | |
| Поточне число пусків з різних теплових станів | ХС | 58 |
| | ГС | 213 |
| Інтенсивність напружень на номінальному режимі роботи | 158,5 МПа | |
| Допустима кількість циклів пуску з різних теплових станів | ХС | 1945 |
| | ГС | 2591 |
| Циклічна пошкодженість | 11,20 % | |
| Допустима кількість годин роботи | 220 000 годин | 270 000 годин |
| Статична пошкодженість | 95,4% | 77,66% |
| Сумарна пошкодженість | 106,6% | 88,86% |
| Залишковий ресурс | <0 годин | 2 6287 годин |

Додамо, що аналогічні дані щодо сталі 30ХНЗМ1ФА, з якої виготовлено РВТ турбіни К-1000-60/3000, у літературі, на жаль, відсутні. Зрозуміло лише те, що через відмінність фізико-механічних властивостей сталей 25Х1М1ФА і 30ХНЗМ1ФА криві їх довготривалої міцності також будуть відрізнятися. Проте, враховуючи, що робоча температура металу РВТ турбіни К-200-130 становить 540 °С, а турбіни К-1000-60/3000 дорівнює 270 °С, пропонується виконати оцінку статичної пошкодженості РВТ блока № 3 РАЕС із застосуванням кривих довготривалої міцності сталі 25Х1М1ФА за температури 500 °С як розрахунок у запас міцності. Додатково слід взяти до уваги те, що до турбін АЕС висуваються вищі вимоги стосовно надійності роботи. Тому зроблено пропозицію прийняти допустиму кількість годин експлуатації сталі РВТ турбіни К-1000-60/3000 на рівні 270 тисяч годин. Тоді розрахована статична пошкодженість дорівнюватиме 78%, а сумарна пошкодженість становитиме 89%.

Якщо експертна комісія, що складається згідно з СОУ-Н МПЕ 40.17.401:2004 [4] з представників електричної станції, спеціалізованих та інших організацій, може прийняти допустимий час роботи металу на рівні 270 тисяч годин, то розрахована сумарна пошкодженість становитиме 89%, а залишковий ресурс металу РВТ турбоагрегату К-1000-60/3000 енергоблоку № 3 Рівненської АЕС складе 26287 годин. Це дозволить продовжити експлуатацію РВТ парової турбіни К-1000-60/3000 на 25 тисяч годин.

Результати розрахункового дослідження ресурсних характеристик роторів високого тиску турбін енергоблоків АЕС, що працюють в Україні, наведені у табл. 2–3. При цьому малоциклова втома приймалася рівною для всіх енергоблоків у зв'язку з низькими значеннями температур у парових турбінах АЕС, тобто розрахована циклічна пошкодженість основного металу становила 11 %. Розрахована статична пошкодженість оцінювалася відповідно термінів вводу в експлуатацію енергоблоків АЕС. Річне напрацювання енергоблоків приймалося на рівні 6200–6300 годин з урахуванням роботи енергоблоків АЕС у базовому режимі навантаження.

Обговорення результатів роботи

Статична пошкодженість оцінена за парковим ресурсом 220 тис. год. згідно з нормативними документами [5]. Для енергоблоків № 6 Запорізької АЕС, № 4 Рівненської АЕС, № 2 Хмельницької АЕС сумарна пошкодженість роторів високого тиску знаходиться в межах 59–83%, а залишковий ресурс складе 40604–94383 годин. Це дозволить продовжити експлуатацію роторів високого тиску парових турбін АЕС на 40–50 тисяч годин. Всі інші енергоблоки мають напрацювання близько паркового ресурсу й не можуть далі експлуатуватися.

Таблиця 2. Ресурсні характеристики роторів високого тиску парових турбін АЕС енергоблоків № 1–6 Запорізької АЕС

| Ресурсні характеристики | № 1 | № 2 | № 3 | № 4 | № 5 | № 6 | |
|---|------------|------------|------------|------------|---------|---------|--------|
| Рік вводу в експлуатацію | 10.12.1984 | 10.12.1985 | 10.12.1986 | 10.12.1987 | 12.1989 | 10.1995 | |
| Напрацювання енергоблоку, років | 36 | 35 | 34 | 33 | 32 | 25 | |
| Напрацювання енергоблоку, годин | 226800 | 220500 | 214200 | 207900 | 201600 | 157500 | |
| Річне напрацювання, годин | 6300 | 6300 | 6300 | 6300 | 6300 | 6300 | |
| Допустима кількість годин роботи, годин | 270000 | 270000 | 270000 | 270000 | 270000 | 220000 | 270000 |
| Циклічна пошкодженість, % | 11,0 | 11,0 | 11,0 | 11,0 | 11,0 | 11,0 | 11,0 |
| Статична пошкодженість, % | 84,0 | 81,7 | 79,4 | 77,0 | 74,7 | 71,6 | 58,4 |
| Сумарна пошкодженість, % | 95,0 | 92,7 | 90,4 | 88,0 | 85,7 | 82,6 | 69,4 |
| Залишковий ресурс, годин | 11668 | 17035 | 22403 | 28004 | 33371 | 40604 | 71404 |

Таблиця 3. Ресурсні характеристики роторів високого тиску парових турбін АЕС енергоблоків № 1–4 Рівненської АЕС, № 1–2 Хмельницької АЕС, № 1–3 Південно-Української АЕС

| Ресурсні характеристики | Рівненська АЕС | | | | Хмельницька АЕС | | Південно-Українська АЕС | | |
|---|----------------|---------|--------|--------|-----------------|--------|-------------------------|------------|------------|
| | № 1 | № 2 | № 3 | № 4 | № 1 | № 2 | № 1 | № 2 | № 3 |
| Рік вводу в експлуатацію | 12.1980 | 12.1981 | 1986 | 2004 | 1987 | 2004 | 31.12.1982 | 06.01.1985 | 20.09.1989 |
| Напрацювання енергоблоку, років | 40 | 39 | 35 | 17 | 33 | 17 | 38 | 35 | 32 |
| Напрацювання енергоблоку, годин | 254160 | 247806 | 222390 | 108018 | 204600 | 105400 | 237500 | 218750 | 200000 |
| Річне напрацювання, годин | 6354 | 6354 | 6354 | 6354 | 6200 | 6200 | 6250 | 6250 | 6250 |
| Допустима кількість годин роботи, годин | 270000 | 270000 | 270000 | 220000 | 270000 | 220000 | 270000 | 270000 | 270000 |
| Циклічна пошкодженість, % | 11,0 | 11,0 | 11,0 | 11,0 | 11,0 | 11,0 | 11,0 | 11,0 | 11,0 |
| Статична пошкодженість, % | 94,2 | 91,8 | 82,4 | 49,1 | 75,8 | 47,9 | 88,0 | 81,1 | 74,1 |
| Сумарна пошкодженість, % | 105,2 | 102,8 | 93,4 | 60,1 | 86,8 | 58,9 | 99,0 | 92,1 | 85,1 |
| Залишковий ресурс, годин | <0 | <0 | 15536 | 93899 | 30312 | 94383 | 2319 | 18288 | 34494 |

Для продовження експлуатації необхідно провести експериментальні дослідження сталі 30ХНЗМ1ФА на довготривалу міцність і збільшити індивідуальний ресурс до 270 тис. год. Якщо експертна комісія дозволить прийняти такий допустимий час роботи металу, то сумарна пошкодженість роторів високого тиску енергоблоків № 3–5 Запорізької АЕС, № 1 Хмельницької АЕС, № 2, 3 Південно-Української АЕС лежить у межах 85–90 %, а залишковий ресурс складе 22403–34494 год. Це дасть змогу продовжити експлуатацію роторів високого тиску парових турбін АЕС на 25 тис. год.

Для енергоблоків № 1, 2 Запорізької АЕС, № 3 Рівненської АЕС, № 1 Південно-Української АЕС сумарна пошкодженість роторів високого тиску коливається у межах 92–99%, а залишковий ресурс складе 2319–18288 годин. Для енергоблоків № 1, 2 Рівненської АЕС сумарна пошкодженість роторів високого тиску становить 102–105%, тобто перевищує 100%. Це свідчить про вичерпання індивідуального ресурсу роторів високого тиску парових турбін АЕС цих енергоблоків. Продовження їх експлуатації потребує додаткових розрахункових й експериментальних досліджень, або заміни роторів високого тиску.

Якщо за результатами експериментальних досліджень сталі 30ХНЗМ1ФА на довготривалу міцність експертна комісія, що складається згідно з СОУ-Н МПЕ 40.17.401:2004 [4] з представників електричної станції, спеціалізованих та інших організацій, може прийняти допустимий час роботи металу на рівні 370 тисяч годин, то розрахована сумарна пошкодженість зменшиться до 64–80%, а залишковий ресурс металу РВТ турбоагрегатів енергоблоків АЕС складе 26287–50000 годин. Це дозволить продовжити експлуатацію роторів високого тиску на 25 тисяч годин.

Висновки

1. Для енергоблоків № 6 Запорізької АЕС, № 4 Рівненської АЕС, № 2 Хмельницької АЕС сумарна пошкоджуваність роторів високого тиску лежить у межах 59–83% за парковим ресурсом 220 тисяч годин, а залишковий ресурс складе 40604–94383 годин. Це дасть змогу продовжити експлуатацію роторів високого тиску парових турбін АЕС на 40–50 тисяч годин.

2. За результатами проведення розрахункових досліджень ресурсних показників роторів високого тиску парових турбін АЕС, якщо експертна комісія дозволить збільшити допустимий парковий ресурс до 270 тисяч годин, то сумарна пошкоджуваність роторів високого тиску енергоблоків № 3–5 Запорізької АЕС, № 1 Хмельницької АЕС, № 2, 3 Південно-Української АЕС коливається в межах 85–90%, а залишковий ресурс складе 22403–34494 години. Це дасть можливість продовжити експлуатацію роторів високого тиску парових турбін АЕС на 25 тисяч годин.

3. Для енергоблоків № 1, 2 Запорізької АЕС, № 3 Рівненської АЕС, № 1 Південно-Української АЕС сумарна пошкоджуваність роторів високого тиску лежить у межах 92–99%, а залишковий ресурс складе 2319–18288 годин. Для енергоблоків № 1, 2 Рівненської АЕС сумарна пошкоджуваність роторів високого тиску коливається в межах 102–105%, тобто перевищує 100%. Це свідчить про вичерпання індивідуального ресурсу роторів високого тиску парових турбін АЕС цих енергоблоків.

4. Якщо експертна комісія, що складається згідно з СОУ-Н МПЕ 40.17.401:2004 [1] з представників електричної станції, спеціалізованих та інших організацій, може прийняти допустимий час роботи металу на рівні 370 тисяч годин, то розрахована сумарна пошкоджуваність зменшиться до 64–80%, а залишковий ресурс металу РВТ турбоагрегатів енергоблоків АЕС складе 26287–50000 годин. Це дасть можливість продовжити експлуатацію роторів високого тиску на 25 тисяч годин.

Література

1. Черноусенко О. Ю., Риндюк Д. В., Пешко В. А. Оцінка залишкового ресурсу та подовження експлуатації парових турбін великої потужності (частина 3): монографія для науковців та докторів філософії за спеціальністю 144 «Теплоенергетика». Київ: НТУУ «КПІ імені Ігоря Сікорського», 2020. 297 с.
2. 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. Vol. 5. Iss. 4. P. 302–309. <https://doi.org/10.1016/j.jprr.2016.11.008>.
3. Chernousenko O., Butovsky L., Rindyuk D., Granovska O., Moroz O. Analysis of residual operational resource of high-temperature elements in power and industrial equipment. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies – Energy-saving technologies and equipment*. 2017. Vol. 1. No. 8 (85) P. 20–26. <http://dx.doi.org/10.15587/1729-4061.2017.92459>.
4. Контроль металу і продовження терміну експлуатації основних елементів котлів, турбін і трубопроводів теплових електростанцій: СОУ-Н МПЕ 40.17.401:2004. Офіц. вид. Київ: ГРІФРЕ: Міністерство палива та енергетики України, 2005. 76 с. (Нормативний документ Мінпаливенерго України, Типова інструкція).
5. Визначення розрахункового ресурсу та оцінка живучості роторів і корпусних деталей турбін. Методичні вказівки: СОУ-Н МПЕ 40.1–21677681–52:2011 / М. Г. Шульженко, П. П. Гонтаровський, Ю. І. Матюхін, І. І. Мележик, О. В. Пожидаєв. Київ: ОЕП «ГРІФРЕ»: М-во енергетики та вугільної пром-сті України, 2011. 42 с.
6. РТМ 108.020.16-83. Расчет температурных полей роторов и корпусов паровых турбин. Ленинград: НПО Центр. котлотурбинный институт, 1983. 112 с.
7. РТМ 108.021.103-85. Детали паровых стационарных турбин. Расчет на малоцикловую усталость. Москва, 1985. 49 с.
8. РД 34.17.440-96. Методические указания о порядке проведения работ при оценке индивидуального ресурса паровых турбин и продлении срока их эксплуатации сверх паркового ресурса. Офиц. издание. Москва, 1996. 153 с.
9. Черноусенко О. Ю., Риндюк Д. В., Пешко В. А. Напружено-деформований стан ротора турбіни К-1000-60/3000 при типових режимах експлуатації. *Вісник НТУ «ХПІ». Сер.: Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування*. 2019. № 3 (1328). С. 4–10. <https://doi.org/10.20998/2078-774X.2019.03.01>.
10. Chernousenko O., Peshko V. Assessment of resource parameters of the extended operation high-pressure rotor of the K-1000-60/3000 turbine. *Journal of Mechanical Engineering – Problemy Mashynobuduvannia*. 2019. Vol. 22. No. 4. P. 41–47. <https://doi.org/10.15407/pmach2019.04.041>.

11. Chernousenko O., Nikulenkova T., Peshko V., Nikulenkov A. Approach to impact assessment of the rated power uprate of NPP unit on the service life of the turbine critical elements. *Rocznik Ochrona Środowiska*. 2021. Vol. 22. No. 1. P. 105–116.
12. Черноусенко О. Ю. Оценка остаточного ресурса и продление эксплуатации паровых турбин большой мощности. Часть 2: монография. Харьков: ФОП Бровин А. В., 2017. 208 с.

Надійшла до редакції 15.02.2022

Оценка индивидуального ресурса роторов высокого давления паровых турбин атомных электростанций

О. Ю. Черноусенко

Национальный технический университет Украины
«Киевский политехнический институт имени Игоря Сикорского»
03056, Украина, г. Киев-56, пр. Победы, 37

Составляющая стратегической цели Украины является интеграция украинской энергосистемы в ЕС. Наша страна имеет достаточно мощные и развитые газо-, нефте- транспортные и электрические сети, объединенные с транспортными сетями ЕС и стран СНГ, что позволяет ей принимать участие у формирования Европейской энергетической политики и общего энергетического рынка. В работе проведена оценка ресурсных показателей роторов высокого давления турбин АЭС мощностью 220, 1000 МВт. Применен комплексный подход к исследованию индивидуального ресурса паровых турбин и продления эксплуатации энергетического оборудования. Для энергоблоков № 6 Запорожской АЭС, № 4 Ровенской АЭС, № 2 Хмельницкой АЭС суммарная повреждаемость ротора высокого давления турбины лежит в пределах 59–83%, а остаточный ресурс равен 40604–94383 часов. Это позволяет продлить эксплуатацию на 40–50 тысяч часов. По результатам проведения расчетных исследований ресурсных показателей роторов высокого давления турбины АЭС суммарная повреждаемость ротора высокого давления турбины энергоблоков № 3–5 Запорожской АЭС, № 1 Хмельницкой АЭС, № 2, 3 Южно-Украинской АЭС равна 85–90%, а остаточный ресурс – 22403–34494 часов, если принять допустимый парковый ресурс 270 тысяч часов. Это даст возможность продлить эксплуатацию роторов высокого давления турбины АЭС на 25 тысяч часов. Для энергоблоков № 1, 2 Запорожской АЭС, № 1, 2, 3 Ровенской АЭС, № 1 Южно-Украинской АЭС индивидуальный ресурс роторов высокого давления турбины К-1000-60/3000 исчерпан.

Ключевые слова: статическая поврежденность, циклическая поврежденность, остаточный ресурс, паровая турбина, малоцикловая усталость, длительная прочность.