

Д. І. Хвалін

Інститут проблем безпеки атомних електростанцій НАН України, вул. Лисогірська, 12, Київ, 03028, Україна

Особливості експлуатації турбогенераторів атомних електростанцій України

Ключові слова:

потужний турбогенератор,
атомна електростанція,
технічний стан,
конструкція,
безпека,
надійність,
ефективність

Показано, що збільшення кількості пошкоджень турбогенераторів енергоблоків атомних електростанцій України відбувається з причини відпрацювання або наближення до закінчення їхнього ресурсу експлуатації. Крім цього, деякі з цих генераторів працюють у маневрених режимах, що негативно впливає на їхній технічний стан. Відповідно до статистики експлуатації потужних турбогенераторів на атомних електростанціях України та за кордоном визначено найненадійнішу їхню конструкцію. Також показано основні причини порушення роботи турбогенераторів енергоблоків атомних електростанцій України та можливі шляхи підвищення їхньої надійності, безпеки й ефективності експлуатації.

Вступ

До 24.02.2022 р. понад 55 % електроенергії в Україні вироблялося енергоблоками атомних електростанцій (АЕС), з яких 2 експлуатуються з водо-водяними енергетичними реакторами типу ВВЕР-440 і 13 — з реакторами типу ВВЕР-1000. На всіх енергоблоках функціонує 17 турбогенераторів (ТГ) трьох типів виробництва колишнього ленінградського виробничого електромашинобудівного об'єднання «Електросила» (на сьогодні — завод «Електросила», філіал відкритого акціонерного товариства (ВАТ) «Силові машини», м. Санкт-Петербург, Росія), з яких 4 мають потужність 220 МВт і 13 — потужність 1000 МВт.

Переважна частина вироблення електроенергії забезпечується ТГ потужністю 1000 МВт, конструкція яких передбачає безпосереднє водяне охолодження обмотки статора (ОС) та водневе охолодження осердя статора й обмотки ротора. На енергоблоках № 1 і 2 Південноукраїнської АЕС (перший блок уведено в експлуатацію у грудні 1984 р.) та № 1–6 Запорізької АЕС (перший блок уведено в експлуатацію у грудні 1982 р.) встановлено 8 чотириполюсних («тихохід-

них») ТГ типу ТВВ-1000-4УЗ із частотою обертання 1500 об./хв. На енергоблоках № 1 і 2 Хмельницької АЕС (перший блок уведено в експлуатацію у грудні 1986 р.), № 3 Південноукраїнської АЕС (уведено в експлуатацію у вересні 1989 р.) та № 3 і 4 Рівненської АЕС (перший блок уведено в експлуатацію у грудні 1986 р.) працюють 5 двополюсних («швидкохідних») ТГ типу ТВВ-1000-2УЗ із частотою обертання 3000 об./хв.

Більшість ТГ відпрацювала або наближається до закінчення свого ресурсу, тому останнім часом відмови в роботі генеруючого обладнання АЕС відбуваються частіше. За таких умов здебільшого причинами цих відмов стають фактори, які на початку експлуатації ТГ не спостерігалися. Це підвищена вібрація елементів конструкції статора, зокрема в торцевій зоні генератора, яка в деяких випадках призводить до руйнування стяжних призм, зубців крайніх пакетів статора, а також до появи тріщин у з'єднувальних шинах ОС, через які витікає охолодний дистилат, здатний зволожити та замкнути вивідні кінці ОС і зумовити коротке замикання. Вібрація статора ТГ, яка є причиною сил віброзбудження електромагнітного та механічного походження, обумовлена послабленням

© Д. І. Хвалін, 2024

ущільнення (клинів) стержнів статора в пазу, послабленням кріплення та забрудненням лобових частин ОС, а також зношенням і зміною фізико-хімічних властивостей ізоляції. Підвищена вібрація прямо чи опосередковано свідчить про накопичення втомних комплектувальних матеріалів, теплового циклічного навантаження, втрату заземлення стержнів обмотки та осердя статора, утворення тріщин в ізоляції, ушкодження елементів кріплення, відшаровування, зменшення електричної та механічної надійності ізоляції, наявність розрядів (у пазу та лобових частинах обмотки), пробій ізоляції, перегрів, здрибнення матеріалу, витікання холодоагентів (води чи водню) в системі охолодження тощо. Також важливою є обставина, що ОС генераторів типу ТВВ-1000 має внутрішнє водяне охолодження, а це впливає на динамічні властивості обмотки та з'єднувальних шин, які знаходяться в середовищі водню під тиском 4,5 атм.

Основна частина

З усіх ТГ енергоблоків АЕС найненадійнішими є машини потужністю 1000 МВт у дво полюсному виконанні, що є додатковим джерелом небезпеки та неефективного функціонування станцій у цілому. Відповідно до висновку заводу-виробника основною причиною низької надійності їхньої роботи є те, що «ці генератори були спроектовані й виготовлені в габаритах генераторів потужністю 800 МВт, водночас обов'язковий цикл дороблення конструкції на електростанціях, що практикується всіма світовими фірмами для ТГ нового типу, для них не виконувався» (з протоколу засідання Науково-технічної ради Міністерства палива та енергетики України від 26.06.2006 р.). Загалом послаблення кріплення лобових частин ОС у вихідній конструкції ТГ типу ТВВ-1000-2УЗ є наслідком як підвищених у 1,56 раза динамічних зусиль між стержнями, так і недоліками конструкції та технології кріплення лобових частин. Зростання динамічних зусиль обумовлене підвищенням потужності ТГ з 800 до 1000 МВт за умов незмінної (24 кВ) напруги ОС і збільшеного на 25 % струму статора. Водночас кріпильний лавсановий шнур термічно не оброблений, що є однією з причин «крихкості» конструкції. Складання шин на натискній плиті знаходиться під дією вібромеханічних зусиль, що мають різні закономірності. Ці сили відмінні не тільки за амплітудою, але й за фазою, що зумовлює згинальні напруження з частотою 100 Гц. Якщо показники вібрації перевищують допустимі границі чи

близькі до цієї границі, задля уникнення зупину ТГ (та відповідного відключення енергоблоку) на АЕС України здійснюється зниження потужності, а пошкодження усувається під час найближчого планово-відновлювального ремонту. Як правило, у випадку перевищення значення вібрації за допустимої границі в межах, близьких до цієї границі ($\pm 5\%$), зниження активної потужності ТГ становить із 1000 до 850 МВт. На енергоблоці № 3 Рівненської АЕС унаслідок підвищеної вібрації відповідно до параметрів механічного контролю це зниження досягає 650 МВт [1].

Чотириполюсні ТГ енергоблоків АЕС України виконані на основі конструкції дво полюсних генераторів відповідної серії, але з іншою кількістю неявних полюсів ротора, що й забезпечує різну частоту обертання. Так, ТГ типу ТВВ-1000-4УЗ мають 4 полюси на роторі та частоту обертання 1500 об./хв, а ТГ типу ТВВ-1000-2УЗ — відповідно 2 полюси та частоту обертання 3000 об./хв. Оскільки колова швидкість ротора «тихохідних» генераторів у 2 рази нижча порівняно з дво полюсними, це призводить до зменшення механічного напруження відцентрових сил у масиві ротора та, як наслідок, підвищення надійності. Головною ж особливістю конструкції «тихохідних» ТГ є те, що діаметр ротора таких генераторів приблизно в $\sqrt{2}$ рази більший, ніж діаметр ротора дво полюсних («швидкохідних»), що дозволяє знизити відносну довжину та підвищити його вібростійкість. Проте більший діаметр ротора не зумовлює збільшення зовнішнього діаметра та маси осердя статора, оскільки за рахунок чотириполюсної конструкції ротора зменшення магнітного потоку на полюс дозволяє знизити висоту ярма осердя. Як результат, зовнішній діаметр чотириполюсного ТГ не набагато більший, ніж дво полюсного, що дало змогу застосувати жорстке кріплення осердя до корпусу статора. За рахунок меншого полюсного ділення довжина лобових частин ОС чотириполюсних ТГ суттєво менша, ніж у дво полюсних, що зумовлює зниження електромагнітного зусилля в лобових частинах обмотки, їхньої вібрації, а також електродинамічного зусилля, що виникає за умов можливого раптового короткого замикання. Крім цього, під час обертання ротора на осердя статора «тихохідного» ТГ діє зусилля від магнітного тяжіння у двох взаємно перпендикулярних напрямках, тому сумарна вібрація активної сталі статора є меншою в $\sqrt{2}$ рази порівняно з дво полюсним генератором [2]. Тому «тихохідні» ТГ з точки зору рівня вібрації є надійнішими порівняно зі «швидкохідними».

Зупин ТГ енергоблоку АЕС під час експлуатації є раптовою втратою навантаження для реактора, що вимагає його негайного охолодження до нижчого критичного рівня. Такі режими вважаються аварійними внаслідок короткочасної зміни температури активної зони реактора, що знижує ресурс елементів і вузлів її конструкції. У цілому надійність та ефективність експлуатації енергоблоку АЕС залежить від показників надійності кожного елемента технологічного ланцюга перетворення енергії «ядерний реактор — парогенератор — турбіна — генератор — блоковий трансформатор». Відповідно до аналізу інцидентів, обумовлених позаплановими відключеннями енергоблоків від мережі та зниженням навантаження, переважна частина (від 30 до 70 %) аварій зумовлена недостатньою надійністю електротехнічного обладнання. Найбільша частка в недовиробітку електроенергії з причини поломки обладнання припадає на ТГ (до 70–80 %), пристрої релейного захисту й автоматики (до 15 %), вимірювальні трансформатори (до 7,5 %), електропривод (5,8 %) і силові трансформатори (до 2,5 %) [3].

У табл. 1 наведено усереднені за весь період експлуатації значення недовиробітку електроенергії за добу через позапланові відключення енергоблоків АЕС, у тому числі з причини зупину ТГ, а також відповідні фінансові збитки (за фіксованої ціни 0,02 USD за 1 кВт·год). Необхідно зауважити, що наведені далі розрахунки відображають реальні дані тільки з якісного боку, оскільки кількісне врахування зміни тривалості позапланових відключень енергоблоків і варіації ціни електроенергії за весь період експлуатації АЕС недоцільне з причини відсутності впливу на достовірність отриманих результатів щодо порівняння ефективності ТГ, яка визначається за рівних умов для всіх їхніх типів, тобто головним показником під час аналізу є фактична номінальна потужність ТГ.

Таким чином, приблизний загальний за всіма енергоблоками АЕС недовиробіток електроенергії протягом доби становить 114 583,3 МВт, що відповідає орієнтовній вартості 2291,7 тис. USD. Загалом енергоблоки АЕС в Україні введено в експлуатацію приблизно 40 років тому. З причини зупину ТГ недовиробіток електроенергії за добу становить 47 413,2 МВт, що орієнтовно відповідає 948,3 тис. USD. Тобто загальна частка ТГ у недовиробітку електроенергії енергоблоками АЕС становить 41,38 %. Складово кожного типу ТГ від загальної частки така: ТВВ-220-2АУЗ — 1,34 %, ТВВ-1000-4УЗ — 29,17 %, ТВВ-1000-2УЗ — 69,49 %.

Відповідно до даних табл. 1 можна провести такий аналіз.

Експлуатація всіх ТГ типу ТВВ-1000-2УЗ на енергоблоках АЕС України в середньому за весь свій період обумовила протягом доби недовиробіток електроенергії 36 291,2 МВт, що відповідає орієнтовній вартості 725,9 тис. USD. З урахуванням затрат на ремонтно-відновлювальні роботи та відповідні витратні матеріали загальні фінансові збитки від зупину ТГ орієнтовно можна оцінити шляхом подвоєння збитків тільки від недовиробітку електроенергії [4]. Тобто недовиробіток електроенергії 36 291,2 МВт, що орієнтовно відповідає 725,9 тис. USD, обумовлює загальні фінансові збитки 1451,8 тис. USD за умов цього недовиробітку з причини зупину потужного генератора. Також для ТГ типу ТВВ-1000-2УЗ необхідно врахувати витрати на їхню модернізацію. Оскільки на енергоблоках АЕС України працює 5 таких ТГ, усереднено кожен з них обумовлює недовиробіток електроенергії 7258,24 МВт, що орієнтовно відповідає 145,18 тис. USD, тобто загальні фінансові збитки становлять 291 тис. USD. Кожен ТГ типу ТВВ-1000-2УЗ у середньому за добу не експлуатується 30 % часу, тобто 7,2 год. Загалом 1 доба експлуатації такого ТГ зумовлює збитки, які орієнтовно можна оцінити як 1 % його ціни, а загальні витрати за 100 діб експлуатації відповідають ціні генератора. Але з урахуванням номінальної потужності цей генератор за 830 діб в умовах такої експлуатації буде виробляти стільки електроенергії, вартість якої відповідає його ціні. Ці розрахунки усереднені, а найбільшу складову від загальної частки недовиробітку електроенергії з причини зупину ТГ типу ТВВ-1000-2УЗ мають такі енергоблоки: № 4 Рівненської АЕС — 100 %, № 2 Хмельницької АЕС — 98,1 %, № 3 Південноукраїнської АЕС — 84,4 %. Тобто для цих енергоблоків наведені вище показники будуть ще більшими.

Експлуатація всіх ТГ типу ТВВ-1000-4УЗ на енергоблоках АЕС України в середньому за весь свій період обумовила протягом доби недовиробіток електроенергії 11 085,1 МВт, що відповідає орієнтовній вартості 221,7 тис. USD, і спричиняє загальні фінансові збитки 443,4 тис. USD. Оскільки на енергоблоках АЕС України працює 8 таких ТГ, усереднено кожен з них обумовлює недовиробіток електроенергії 1385,64 МВт, що орієнтовно відповідає 27,71 тис. USD, тобто загальні фінансові збитки становлять 55,42 тис. USD. Кожен ТГ типу ТВВ-1000-4УЗ в середньому за добу не експлуатується 5,8 % часу, тобто 1,4 год. У цілому 1 доба експлуатації такого ТГ зумовлює збитки, які орієнтовно можна оцінити як 0,18 % його ціни, а загальні витрати за 550 діб експлуатації відповіда-

Таблиця 1. Позапланові відключення енергоблоків АЕС України, у тому числі з причини зупину ТГ

Енергоблок	Середній недовиробіток електроенергії за добу через позапланові відключення, МВт		Фінансові збитки, тис. USD	
	всього	у тому числі з причини зупину ТГ		
№ 1 Рівненської АЕС	339,2	18,3	6,8	0,4
№ 2 Рівненської АЕС	1035,8	18,6	20,7	0,4
№ 3 Рівненської АЕС	10 208,3	4001,7	204,2	80
№ 4 Рівненської АЕС	2958,3	2958,3	59,2	59,2
№ 1 Запорізької АЕС	10 583,3	1164,2	211,7	23,3
№ 2 Запорізької АЕС	13 000	2171	260	43,4
№ 3 Запорізької АЕС	2750	957	55	19,1
№ 4 Запорізької АЕС	4541,7	2293,6	90,8	45,9
№ 5 Запорізької АЕС	2708,3	208,5	54,2	4,2
№ 6 Запорізької АЕС	916,7	41,3	18,3	0,8
№ 1 Південноукраїнської АЕС	13 500	3955,5	270	79,1
№ 2 Південноукраїнської АЕС	17 291,7	294	345,8	5,9
№ 3 Південноукраїнської АЕС	9875	8334,5	197,5	166,7
№ 1 Хмельницької АЕС	7125	3583,9	142,5	71,7
№ 2 Хмельницької АЕС	17 750	17 412,8	355	348,3
Всього	114 583,3	47 413,2	2291,7	948,3

Примітка. Інформацію наведено станом на 01.01.2022 р.

ють ціні генератора. Але з урахуванням номінальної потужності цей генератор за 80 діб в умовах такої експлуатації буде виробляти стільки електроенергії, вартість якої відповідає його ціні. Ці розрахунки усереднені, а найбільшу складову від загальної частки недовиробітку електроенергії з причини зупину ТГ типу ТВВ-1000-4УЗ мають такі енергоблоки: № 4 Запорізької АЕС — 50,5 %, № 3 Запорізької АЕС — 34,8 %, № 1 Південноукраїнської АЕС — 29,3 %. Найменшу складову має енергоблок № 2 Південноукраїнської АЕС — 1,7 %.

Експлуатація ТГ типу ТВВ-220-2АУЗ на енергоблоках АЕС України в середньому за весь свій період обумовила протягом доби недовиробіток електроенергії 36,9 МВт, що відповідає орієнтовній вартості 0,8 тис. USD і загальним фінансовим збиткам 1,6 тис. USD. Оскільки на енергоблоках АЕС України працює 4 таких ТГ, усереднено кожен з них обумовлює недовиробіток електроенергії в 9,23 МВт, що орієнтовно відповідає 0,2 тис. USD, тобто загальні фінансові збитки становлять 0,4 тис. USD. Кожен ТГ типу ТВВ-220-2АУЗ в середньому за добу не експлуатується 0,17 % часу, тобто близько 3 хв. У цілому 1 доба

експлуатації такого ТГ зумовлює збитки, які орієнтовно можна оцінити як 0,003 % його ціни, а загальні витрати за 30 000 діб (більше 80 років) експлуатації відповідають ціні генератора. Але з урахуванням номінальної потужності цей генератор за 114 діб в умовах такої експлуатації буде виробляти стільки електроенергії, вартість якої відповідає його ціні. Ці розрахунки усереднені, складові від загальної частки недовиробітку електроенергії з причини зупину ТГ типу ТВВ-220-2УЗ на енергоблоках такі: № 1 Рівненської АЕС — 5,4 %, № 2 Рівненської АЕС — 1,8 %.

Таким чином, з одного боку, чим потужніший ТГ, тим більшу кількість електроенергії він може виробити, а з іншого — його зупин спричиняє значний її недовиробіток і відповідні фінансові збитки. Так, ТГ типу ТВВ-1000-2УЗ фактично виробляє в 3,2 раза більше електроенергії, ніж ТГ типу ТВВ-220-2АУЗ (замість 4,5 раза відповідно до номінальної потужності), але зумовлює фінансові збитки через її недовиробіток у 730 разів більші. А ТГ типу ТВВ-1000-4УЗ фактично виробляє в 4,3 раза більше електроенергії, ніж ТГ типу ТВВ-220-2АУЗ, водночас обумовлює фінансові збитки з причини її недовиробітку більші в 138 разів.

На практиці відповідно до ГОСТ 533-2000 за основні показники надійності генераторів прийнято напрацювання на відмову в роботі T та коефіцієнт готовності K_g . Для генераторів потужністю понад 350 МВт коефіцієнт K_g повинен бути не нижчим 0,995 (99,5 %), а напрацювання T — не менше 18 000 год. Від самого початку введення в експлуатацію ТГ типу ТВВ-1000-2УЗ на АЕС України спостерігалися низькі показники їхньої надійності: усереднена питома пошкоджуваність становить 0,476 на період експлуатації за (календарний) рік, що на порядок більше цього показника для ТГ типу ТВВ-1000-4УЗ (0,05). Так, за період 1986–1993 рр. усереднений за енергоблоками АЕС України коефіцієнт K_g мав значення 0,963–0,955 (96,3–95,5 %), відповідно, у 2006 р. цей коефіцієнт зменшився до 0,714 (71,4 %), станом на початок 2022 р. — до 0,665 (66,5 %). Усереднене напрацювання T для ТГ типу ТВВ-1000-2УЗ енергоблоків АЕС України — менше 15 000 год (для ТГ енергоблоків № 3 і 4 Рівненської АЕС — менше 5000 год).

Зростання вироблення електроенергії на енергетичному об'єкті характеризується збільшенням коефіцієнта використання встановленої потужності K_v . Для АЕС світу коефіцієнт K_v досягає 80 %, а на деяких АЕС перевищує 90 %. Станом на 2006 р. усереднений за енергоблоками АЕС України коефіцієнт K_v мав значення 68,9 %, а для всіх електростанцій України — тільки 37,4 % (у період 1980–1990 рр. цей показник становив 69 %). Це зумовлено значним часом як планових, так і позапланових ремонтів. Як приклад, за останні 10 років спостерігається тенденція значного зниження коефіцієнта K_v для ТГ типу ТВВ-1000-2УЗ: для енергоблоку № 3 Рівненської АЕС на 15,4 %, енергоблоку № 3 Південноукраїнської АЕС на 11,4 %. Необхідно зазначити, що підвищення коефіцієнта K_v енергоблоків АЕС України на 7 % для країни рівнозначно побудові нового енергоблоку потужністю 1000 МВт вартістю близько 5 млрд USD. Справедливе й протилежне твердження: зниження коефіцієнта K_v для АЕС України на 7 % відповідає втраті енергоблоку потужністю 1000 МВт вартістю близько 5 млрд USD.

Також необхідно брати до уваги таке.

Свого часу основна тенденція розвитку енергетики та турбогенераторобудування завжди полягала в постійному підвищенні одиничної потужності ТГ електростанцій, оскільки за таких умов зменшувалася питома вартість як їхнього виготовлення, так і будівельно-монтажних робіт, зменшувалися кількості експлуатаційного персоналу та витрата мате-

ріалів на одиницю встановленої потужності, а також підвищувався коефіцієнт корисної дії [5]. З урахуванням обмеження габаритів, підвищення потужності ТГ досягається за рахунок збільшення густини струму статора, яке можливе лише з одночасною інтенсифікацією охолодження. Але ускладнення конструкції та введення нових допоміжних систем для інтенсифікації охолодження зі зростанням одиничної потужності призводять до зниження надійності генератора [6]. Тому існує певна межа з одиничної потужності, яка відповідно до параметрів надійності умовно розділяє ТГ на «якісні» та «неякісні» — нижче та вище 800 МВт [7]. З боку оптимального співвідношення показників економічної ефективності й експлуатаційної надійності найкращим варіантом вважається для теплових електростанцій потужність 100–500 МВт, для АЕС — 1000 МВт, водночас оптимальна потужність ТГ для АЕС обумовлена насамперед конструкцією ядерного реактора. Але останнім часом велика увага у світі приділяється розробленню та впровадженню модульних блоків АЕС потужністю 300–500 МВт.

Тенденція підвищення одиничної потужності турбоагрегатів спостерігалася також у країнах колишнього СРСР. Усі ТГ енергоблоків АЕС України були виготовлені ще за часів СРСР на заводі, який знаходиться в Росії, що також вплинуло на їхню експлуатацію, насамперед через обслуговування персоналом заводу-виробника. Тривалий час спеціалісти заводу «Електросила» взагалі відмовлялися визнавати недоліки конструкції ТГ типу ТВВ-1000-2УЗ і, відповідно, впроваджувати заходи з їхнього усунення. Основною причиною цього було те, що завод-виробник не має відповідальності за технічний стан генераторів і не надає відповідні гарантійні послуги з усунення пошкоджень за умов експлуатації машин у позаштатних режимах. Іншими словами, на думку спеціалістів заводу «Електросила», ненормовані режими роботи цих генераторів на АЕС України є головною причиною їхніх ушкоджень і порушень у роботі.

Після розпаду СРСР і набуття Україною статусу незалежності, а також для усунення генерації електроенергії в країні колишньої Ради економічної взаємодопомоги АЕС західного регіону (Рівненська і Хмельницька) штучно «перевели» на довгі лінії електропередачі (ЛЕП) з напругою 330–750 кВ для постачання електроенергії на схід держави. Фізичною властивістю високовольтних мереж є генерування реактивної потужності. Так, транспортування електроенергії за допомогою ЛЕП з дотриманням вимог щодо припустимих втрат і слабодемпфированих

низькочастотних коливань економічно виправдане тільки на відстані до 75–90 км. Кожні 100 км лінії з напругою 220 кВ генерують 13 Мвар реактивної потужності, з напругою 330 кВ — 39 Мвар, з напругою 500 кВ — 96 Мвар. А лінія з напругою 750 кВ і довжиною 400 км за умов половинного навантаження може генерувати 700 Мвар реактивної потужності. Це зумовлює підвищення напруги мережі: в ЛЕП з напругою 330 кВ — до 335–365 кВ (на 1,5–10,6 %), з напругою 500 кВ — до 528–552 кВ (на 5,6–10,4 %). Для підтримання номінальної напруги необхідне застосування додаткових заходів регулювання реактивної потужності як у мережах, так і на самих АЕС. З одного боку, це додаткові витрати на обладнання (синхронні компенсатори, шунтувальні реактори), а з іншого — ТГ енергоблоків АЕС працюють в умовах, для яких вони не призначені (регулювання реактивної потужності). Таким чином, ТГ енергоблоків АЕС західного регіону країни вимушено беруть участь у регулюванні частоти, активної та реактивної потужності в мережі й експлуатуються з підвищеними коефіцієнтами потужності 0,94–0,98 (номінальне значення 0,9), що погіршує економічні показники та негативно впливає на технічний стан обладнання. Оскільки потужні генератори відрізняються високими електромагнітними, тепловими та механічними навантаженнями, то наслідки змінних режимів роботи для таких агрегатів досить важкі. Так, експлуатація за умов підвищеного коефіцієнта потужності зумовлює перегрів кінцевої частини статора, додаткові тепловиділення, циклічні термомеханічні навантаження та деформації, зниження ресурсу ізоляції тощо. Тому вартість ремонту генератора, який працює в маневреному режимі, у 2–3 рази більша, ніж для працюючого в базовому режимі [4]. Водночас поломки потужних ТГ пов'язані з тривалим часом на відновлення та великими витратами. Як приклад, позапланове відключення енергоблоку № 3 Рівненської АЕС у 2016 р. з причини пошкодження ТГ типу ТВВ-1000-2УЗ завдало збитків тільки через недовиробіток електроенергії понад 50 млн USD (при ціні 0,02 USD за 1 кВт-год), що перевищує вартість самого генератора. А з урахуванням затрат на ремонтно-відновлювальні роботи та відповідні витратні матеріали цю цифру необхідно подвоювати.

Загалом в Україні передавання електроенергії від електричних станцій до споживача здійснюється за допомогою ЛЕП з напругою 110–750 кВ. Об'єднана енергосистема України визначається не оптимальною структурою потужності генерування. До 24.02.2022 р.

переважна частина електроенергії вироблялася енергоблоками АЕС, які становлять лише 25 % генерації та відповідно до Технологічного регламенту мають експлуатуватися виключно в базовому діапазоні добового навантаження. Водночас споживання електроенергії значно змінюється протягом доби. Уночі, у святкові та вихідні дні ЛЕП недовантажені, тому генерують підвищене значення реактивної потужності. Підвищення величини та дальності транспортування електроенергії з одночасним зростанням номінальної напруги ЛЕП збільшує необхідність споживання генераторами реактивної потужності у періоди мінімального навантаження енергосистеми. Тому для забезпечення відповідності вироблення та споживання електроенергії за умов недостатньої кількості синхронних компенсаторів персонал електричних станцій вимушений переводити генератори у режим споживання реактивної потужності й експлуатувати з підвищеними коефіцієнтами потужності (іноді до 1,0) або ж переводити машини у «гарячий» (обертний) резерв, а деякі енергоблоки навіть зупиняти. Таким чином, на АЕС генератори працюють за умов зміни реактивної потужності (добові зміни досягають 100–200 Мвар і більше), а на теплових електростанціях, теплових електроцентралях і гідроелектростанціях — взагалі в режимі регулювання активної та реактивної потужності з великою кількістю пусків і зупинів. Таким чином, структура потужності генерування електроенергії та особливості її споживання в Україні зумовлюють маневрені режими енергоблоків теплових електростанцій, теплових електроцентралей і гідроелектростанцій за активною та реактивною потужністю, а також коливання реактивної потужності енергоблоків АЕС.

Але така специфіка енергосистеми України сформувалася за умов незалежності держави, тобто ізолювання електричних станцій, що територіально знаходяться в Україні, від споживачів інших країн. Водночас низькі показники надійності ТГ типу ТВВ-1000-2УЗ спостерігалися з самого початку введення в експлуатацію, тобто ще за часів СРСР. А згодом експлуатація в позаштатних режимах генераторів із закладеною ненадійною конструкцією зумовила велику кількість пошкоджень і порушень у роботі.

На сьогодні всі дво полюсні ТГ енергоблоків АЕС України модернізовані та мають маркування ТВВ-1000-2МУЗ. Витрати на виконання аварійно-відновлювальних і планових ремонтів, а також модернізацію перевищили 150 млн USD, у тому числі за рахунок заміни двох статорів ТГ енергоблоку № 1

Хмельницької АЕС (1990 і 1997 рр.), трьох статорів ТГ блоку № 3 Рівненської АЕС (1995, 2000 і 2005 рр.), модернізації та капітального ремонту статора ТГ енергоблоку № 3 Південноукраїнської АЕС, а також модернізації статора ТГ блоку № 2 Хмельницької АЕС з повною заміною ОС на обмотку, виготовлену за технологією фірми ALSTOM (2007 р.) [1].

На додаток, енергоблок АЕС потужністю 1000 МВт становить більше 2,5 % усієї генерації електроенергії, тому його аварійне відключення є суттєвим порушенням балансу активної потужності для об'єднаної енергосистеми України. Таке відключення зумовлює зниження частоти в енергосистемі зі швидкістю 0,2 Гц/с, що надалі стає причиною спрацьовування системи автоматичного частотного розвантаження з відключенням частини споживачів [3]. Відповідно до Технологічного регламенту безпечної експлуатації АЕС, за умов зниження частоти до 49 Гц, починається автоматичне розвантаження енергоблоку, а при 46 Гц він повинен бути зупинений. Тобто в разі раптового аварійного відключення одного потужного енергоблоку і неспрацьовування

системи автоматичного частотного розвантаження є ймовірність виникнення ланцюгової реакції розвалу («гасіння») енергосистеми. Для запобігання можливості виникнення такої аварійної ситуації має бути наявним постійний оперативний резерв аналогічної потужності.

Усе це дозволяє зробити висновок, що наявність енергоблоків АЕС потужністю 1000 МВт є певною проблемою для енергосистеми України. Крім цього, під час усіх найважчих аварій на теплових і атомних станціях водень був якщо не причиною самої аварії, то фактором багатократного підсилювання її наслідків, тому існує актуальне завдання забезпечення пожежо- і вибухобезпеки електроенергетичного обладнання станції, яке насамперед зумовлене циркуляцією водню в системі охолодження ТГ [6].

Водночас за кордоном у складі енергоблоків АЕС експлуатується 13 двополюсних генераторів потужністю 900–1300 МВт. У табл. 2 наведено усереднені за весь період експлуатації за кордоном значення недовиробітку електроенергії за добу через позапланові відключення енергоблоків АЕС, у тому числі з при-

Таблиця 2. Позапланові відключення енергоблоків атомних станцій потужністю 900–1300 МВт за кордоном, у складі яких експлуатуються двополюсні ТГ

Енергоблок, країна	Виробник ТГ	Середній недовиробіток електроенергії за добу через позапланові відключення, МВт		Фінансові збитки, тис. USD	
		всього	у тому числі з причини зупину ТГ		
№ 3 Калінінської АЕС № 4 Калінінської АЕС (Росія)	BAT «Силові машини»	9875 9875	5253,5 9875	197,5 197,5	105,1 197,5
AEC Gösgen AEC Leibstadt (Швейцарія)	Siemens ABB	2083,3 9858,3	1125 6930,4	41,7 197,2	22,5 138,6
№ 1 АЕС Olkiluoto № 2 АЕС Olkiluoto (Фінляндія)	ABB	3112,5 10 612,5	1425,5 9073,7	62,3 212,3	28,5 181,5
№ 1 АЕС Temelin № 2 АЕС Temelin (Чеська республіка)	BRUSH SEM s. r. o. (колишня Škoda)	23 125 14 416,7	2636,3 1456,1	462,5 288,3	52,7 29,1
AEC Trillo (Іспанія)	Siemens	5708,3	416,7	114,2	8,3

Примітка. Інформація наведена станом на 01.01.2022 р., але через недостатність або недостовірність даних у таблиці відсутня інформація щодо таких енергоблоків: № 1 АЕС Kudankulam (Індія) (запущений 31.12.2014 р.), № 1 АЕС Busher (Іран) (запущений 23.09.2013 р.), № 1 АЕС Tianwan (Китай) (запущений 17.05.2007 р.), № 2 АЕС Tianwan (Китай) (запущений 16.08.2007 р.), у складі яких експлуатуються ТГ типу ТВВ-1000-2УЗ виробництва BAT «Силові машини» (Росія).

чини зупину ТГ, а також відповідні фінансові збитки (при фіксованій ціні 0,02 USD за 1 кВт·год).

Відповідно до даних табл. 2 можна зробити висновки, що експлуатація двополюсних генераторів за кордоном має такі ж проблеми, як і в Україні, насамперед для енергоблоків, побудованих у 70–80-х рр. минулого століття. Виключенням можна вважати АЕС Trillo (Іспанія, ТГ фірми Siemens). Однак на цій АЕС були проблеми з ліцензуванням, тому її експлуатація певний час була обмежена. Також згідно зі статистикою експлуатації ТГ типу ТВВ-1000-2У3 енергоблоків № 3 і 4 Калінінської АЕС (уведені в експлуатацію у 2004 і 2012 рр. відповідно) можна стверджувати, що спеціалістами ВАТ «Силові машини» так і не були вирішені проблеми з цими генераторами.

З початку введення в експлуатацію ТГ типу ТВВ-1000-2У3 на АЕС України та до 2000 р. спостерігалися низькі показники їхньої надійності. Так, на генераторах енергоблоків № 3 і 4 Рівненської АЕС за період 1986–1995 рр. відбулися 12 позапланових відключень ТГ з причини таких дефектів статорів:

- тріщини у зварних швах напірного і зливного колекторів;
 - обрив болтів кріплення зливного колектора;
 - тріщини в паяних з'єднаннях голівок лобових частин обмотки;
 - нещільність порожніх провідників;
 - тріщини та «сплюснення» фторопластових шлангів, можливо, з причини підвищеного нагріву та перепаду тиску під час дії вібрації обмоток;
 - нещільність затягнення гайок штуцерів з'єднання фторопластових шлангів до голівок стержнів;
 - утомні тріщини в мідних водоз'єднувальних трубках виводів ОС біля пайки мідної трубки до сталюого штуцера, у тому числі в мідних патрубках охолодних шин;
 - підвищення вібропереміщення лобових частин під час номінального навантаження;
 - послаблення кріплення радіальних шпильок у лобових частинах обмотки з ушкодженням датчиків термоконтролю нижніх стержнів;
 - нещільності між камерами охолодження в кінцевих виводах, що зумовлювали перегрів виводів і прискорений процес кристалізації деталей ущільнення.
- Важливе значення мають такі ушкодження активної сталі статора:
- послаблення пресування;
 - підвищений нагрів окремих зубців осердя;
 - оплавлення окремих ділянок активної сталі;
 - сколення і викришування сегментів у кінцевій зоні;

поломка та випадання дистанційних розпірок.

Основними причинами порушення роботи ТГ на АЕС України є [8]:

- недоліки конструкції;
 - порушення режимів експлуатації;
 - недостатня інформація стосовно елементів конструкції під час проектування;
 - переважна частина цих ТГ наближається до закінчення робочого ресурсу або вже його відпрацювала.
- Підвищення надійності, безпеки й ефективності експлуатації ТГ енергоблоків АЕС можна забезпечити за рахунок [9, 10]:

- впровадження системи комплексного моніторингу технічного стану з використанням сучасних методів контролю та діагностики елементів і систем, а саме:
- інтелектуальних методів обробки й аналізу оперативної інформації, яка надходить від штатних систем контролю ТГ, що дозволяють об'єктивно оцінювати технічний стан активних елементів машини, визначати їхній залишковий ресурс, відповідно до реального стану планувати проведення ремонтно-відновлювальних робіт;
- методів інфрачервоної діагностики;
- віброакустичних методів діагностики;
- методу «часткових розрядів»;
- оптимізації режимів експлуатації;
- введення в експлуатацію гідроакумулюючих електричних станцій;
- їхньої модернізації з метою підвищення коефіцієнтів готовності K_T та використання K_B .

Висновки

На сьогодні більшість ТГ енергоблоків АЕС України відпрацювала чи наблизилась до закінчення свого робочого ресурсу. Конструкції генераторів є застарілими, а технічний стан не відповідає сучасним вимогам з ефективності, надійності та маневреності. Особливості експлуатації та фізичні процеси, які відбуваються в обладнанні, призводять до повільної зміни параметрів і характеристик, накопичення пошкоджень і дефектів, що зумовлює поступову деградацію устаткування та значне зниження його ресурсу.

З урахуванням високих вимог до надійності електротехнічного обладнання АЕС, завдання щодо забезпечення його стабільної експлуатації є актуальним. Вирішити це завдання можливо за умов значного збільшення обсягу діагностування з одночасним зменшенням термінів міждіагностичного періоду, а також шляхом використання додаткових ефектив-

них методів і засобів діагностики технічного стану ТГ безпосередньо під час експлуатації.

Водночас за допомогою комплексного обстеження та випробування ТГ, що мають різні запаси ресурсу як окремих вузлів, так і агрегату в цілому, необхідно приймати рішення щодо заміни або проведення реконструкції з можливим скороченням тимчасових і матеріальних витрат на виготовлення, транспортування та монтаж великогабаритних деталей. Важливим напрямом вирішення проблеми технічного оновлення в електроенергетиці, разом із комплексною заміною обладнання на нове, є забезпечення надійної та ефективної експлуатації ТГ з проведенням на основі останніх досягнень науки і техніки їхньої модернізації для підвищення техніко-економічних показників, а також подовження загального ресурсу.

Список використаної літератури

1. Штогрин А. В. Научно-технические мероприятия по уменьшению повреждаемости статоров мощных турбогенераторов, вызванной вибрацией в торцевых зонах: дис. ... канд. техн. наук: 05.09.01 / А. В. Штогрин. — Киев : НТУУ «КПИ», 2016. — 160 с.
2. Васьковський Ю. М. Електромагнітні вібробуджуючі сили турбогенератора в маневрених режимах роботи / Ю. М. Васьковський, А. М. Мельник // Технічна електродинаміка. — 2016. — № 2. — С. 35–41.
3. Кенсицький О. Г. Надійність генеруючого обладнання та перспективи розвитку атомної енергетики в Україні / О. Г. Кенсицький, Г. М. Федоренко // Проблеми безпеки атомних електростанцій і Чорнобиля. — 2016. — Вип. 26. — С. 69–74.
4. Розвиток наукових засад та розробка засобів підвищення показників безвідмовності потужних турбо- і гідрогенераторів (Звіт № ДР 0214U005180). — Київ: ІЕД НАН України, 2018. — 245 с.
5. Хуторецкий Г. М. Проектирование турбогенераторов / Г. М. Хуторецкий, М. И. Токов, Е. В. Толвинская. — Ленинград: Энергоатомиздат, 1987. — 256 с.
6. Khvalin D. I. A brief overview for main stages of technological progress in turbogenerator construction / D. I. Khvalin, S. A. Dovydkov // Colloquium-journal. — 2023. — № 3 (162). — Р. 33–37.
7. Титко А. И. Синхронно-асинхронные турбогенераторы / А. И. Титко, Ю. Н. Васьковский. — Киев : Наукова думка, 2010. — 248 с.
8. Хвалін Д. І. Підвищення надійності та ефективності експлуатації турбогенераторів електричних станцій / Д. І. Хвалін. — Бостон, США : Primedia eLaunch LLC, 2021. — 152 с.
9. Khvalin D. I. Diagnostic and monitoring of generators power plants / D. I. Khvalin. — Boston, USA : Primedia eLaunch LLC, 2023. — 131 p.
10. Створення нових типів та модернізація діючих турбогенераторів для теплових електричних станцій / Ю. В. Зозулін, О. Є. Антонов, В. М. Бичік [та ін.]. — Харків : ПФ «Колегіум», 2011. — 228 с.

D. I. Khvalin

*Institute for Safety Problems of Nuclear Power Plants,
NAS of Ukraine, 12, Lysogirska st., Kyiv, 03028, Ukraine*

The Operation Features of Nuclear Power Plants Turbogenerators of Ukraine

It is shown that the number of damages of turbogenerators on the Ukrainian nuclear power plants units increased due to the end or approach to the end of their operation life. In addition, some of these generators are operating in maneuverable conditions that negatively affect their technical state. The most unreliable design has been determined according to the statistics for the powerful turbogenerators operation at nuclear power plants in Ukraine and abroad. The main reasons for the falling work of turbogenerators on the Ukrainian nuclear power plants units and possible ways to improve their reliability, safety and operation efficiency are also shown. Ensuring stable operation of generators is possible under conditions of a significant increase in the volume of diagnostics with a simultaneous reduction in the terms of interdiagnostic period, as well as through the use of additional effective methods and means for diagnosing their technical state directly during operation. Diagnostics and control of the real state of power equipment are becoming almost the only measures that allow reducing the number of emergency shutdowns and avoiding accidents with heavy consequences as much as possible, and also increasing the economic efficiency of electricity generation. An important direction in solving the problem of technical renewal in the electric power industry together with the comprehensive replacement of equipment with a new one, is to ensure reliable and efficient operation of turbogenerators with their modernization based on the latest achievements of science and technology to increase technical and economic indices, as well as the extension of the total resource.

Keywords: powerful turbogenerator, nuclear power plant, technical state, construction, safety, reliability, efficiency.

References

1. Shtogrin A. V. (2016). [*Scientific and technical measures for decrease damage of the powerful turbogenerators stators caused by vibration in the end zones*] (PhD Dissertation). Kyiv: NTUU "KPI", 160 p. (in Rus.)
2. Vaskovskyi Yu. M., Melnyk A. M. (2016). [The electromagnetic vibration disturbing forces of turbogenerator in maneuverable operating condition]. *Tekhnichna Elektrodynamika*, vol. 2, pp. 35–41. (in Ukr.)
3. Kensytskyi O. G., Fedorenko G. M. (2016). [Reliability of generating equipment and prospects for development of nuclear power engineering in Ukraine. *Problems of Nuclear Power Plants Safety and of Chornobyl*, vol. 26, pp. 69–74. (in Ukr.)
4. *Development of scientific bases and elaboration of means for increase the faultless indicators of powerful turbo-and hydro-generators*. Report no. DR0214U005180. Kyiv: The Institute of Electrodynamics, NAS of Ukraine, 2018, 245 p. (in Ukr.)
5. Hutoretskyi G. M., Tokov M. I., Tolvinskaya Ye. V. (1987). *Proyektirovaniye turbogeneratorov* [Turbogenerators design]. Leningrad: Energoatomizdat, 256 p. (in Rus.)
6. Khvalin D. I., Dovydkov S. A. (2023). A brief overview for main stages of technological progress in turbogenerator construction. *Colloquium-journal*, vol. 162, no. 3, pp. 33–37.
7. Titko A. I., Vaskovskyi Yu. N. (2010). *Sinkhronno-asinkhronnyye turbogeneratory* [Synchro-asynchronous turbogenerators]. Kyiv: Naukova dumka, 248 p. (in Rus.)
8. Khvalin D. I. (2021). *Pidvyshchennya nadiynosti ta efektyvnosti ekspluatatsiyi turboheneratoriv elektrychnykh stantsiy* [Increase of the reliability and operation efficiency of turbogenerators power plants]. Boston, USA: Primedia eLaunch LLC, 152 p. (in Ukr.)
9. Khvalin D. I. (2023). *Diagnostic and monitoring of generators power plants*. Boston, USA: Primedia eLaunch LLC, 131 p.
10. Zozulin Yu. V., Antonov O. Ie., Bychik V. M., Kobzar K. O., Livshits A. L., Rakogon V. G., Rogovoy I. H., Haimovich L. L., Cherednik V. I. (2011). *Creation of new types and modernization of operating turbine generators for thermal power plants*. Kharkiv: Kolehium, 228 p. (in Ukr.)

Надійшла 28.02.2024

Received 28.02.2024