

УДК 621.313.322:621.311.25

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2021.58.100>

## ЕКСПЛУАТАЦІЙНА НАДІЙНІСТЬ ГЕНЕРУЮЧОГО ОБЛАДНАННЯ ЕНЕРГОБЛОКІВ АТОМНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ УКРАЇНИ

**О.Г. Кенсицький**, докт. техн. наук

Інститут електродинаміки НАН України,

пр. Перемоги, 56, Київ, 03057, Україна

e-mail: [kensitsky@ukr.net](mailto:kensitsky@ukr.net)

*Проведено аналіз статистичних даних ефективності експлуатації енергоблоків АЕС України. Визначена частка позапланових простоїв енергоблоків, причиною яких є відмови турбогенераторів. Розглянуто показники надійності трьох типів турбогенераторів, які експлуатуються в складі енергоблоків АЕС України. За результатами проведеного аналізу встановлено, що у 2015-2019 роках усереднені показники надійності турбогенераторів потужністю 1000 МВт (як двополюсних, так і чотириполюсних) не відповідають вимогам чинних нормативів. Наведено основні різновиди ушкоджень, серед яких найбільш небезпечними є розгерметизація стрижнів обмотки статора, поява тріщин у міжкатушкових перемичках обмотки ротора та витік водню в газоохолоджувачах. Проаналізовано можливі причини виникнення порушень у роботі елементів і вузлів конструкції та недоліки систем контролю технічного стану машин. Запропоновано дієві заходи з підвищення експлуатаційної надійності устаткування. Зокрема обґрунтована необхідність впровадження автоматизованих систем безперервного контролю вологості водню в корпусі турбогенератора. Бібл. 6, табл. 3.*

**Ключові слова:** турбогенератор, надійність, коефіцієнт готовності, наробіток до відмови.

На сьогодні атомна енергетика України є найбільш стабільним, надійним і прогнозованим виробником електроенергії. Надійність та техніко-економічна ефективність експлуатації енергоблоків атомних електростанцій обумовлює безперервність і стабільність забезпечення електроенергією споживачів, як промислових, так і побутових.

У 2019 році на атомних електростанціях було вироблено 80 млрд кВт-год електроенергії, що складає 53,9 % усього виробництва в країні. На чотирьох атомних електростанціях експлуатуються 15 енергоблоків загальною потужністю 13,835 ГВт, що становить приблизно 25 % загальної генерації країни.

Переважну частину енергоблоків (12) було введено в експлуатацію в 1981–1989 роках. Пізніше було побудовано ще три енергоблоки – № 6 Запорізької (1996 р.), № 2 Хмельницької (2005 р.) і № 4 Рівненської (2006 р.) АЕС.

Надійність та ефективність експлуатації енергоблоків АЕС загалом визначається показниками надійності кожного елементу технологічного ланцюга перетворення енергії «ядерний реактор – парогенератор – турбіна – генератор – блоковий трансформатор». Вихід із ладу будь-якої одиниці основного обладнання для ядерного реактора є раптовою втратою навантаження, що вимагає його негайного розвантаження до нижнього критичного рівня. Відповідно до регламенту безпечної експлуатації ядерного енергоблока такі випадки є аварійними, що пов'язано з короткочасною зміною температурного режиму активної зони реактора. Їхня кількість на весь строк експлуатації реактора обмежується (не більш ніж 150) за ресурсом конструкційних матеріалів елементів і вузлів саме активної зони.

Аналіз інцидентів, пов'язаних з незапланованими аварійними відключеннями енергоблоків від мережі та зниженням навантаження, свідчить про те, що їхня значна частка (від 30 до 70 %) – наслідок недостатньої надійності електротехнічного обладнання. Найбільша частка в недовиробітку електроенергії через відмови електротехнічного обладнання припадає на турбогенератори (до 70–80 %), пристрої релейного захисту й автоматики (до 15 %), вимірювальні трансформатори (до 7,5 %), електропривод (5,8 %) і силові трансформатори (до 2,5 %) [1]. Тобто турбогенератори на сьогодні є найбільш

проблемними (ненадійними) з погляду недовиробітку електроенергії, оскільки кожне ушкодження турбогенератора призводить до тривалого і вартісного ремонту.

У складі енергоблоків АЕС України сьогодні експлуатуються три типи турбогенераторів виробництва ВАТ «Силові машини» (колишнє ВАТ «Електросила», Росія):

- турбогенератори ТВВ-220-2АУЗ – 4 одиниць;
- турбогенератори ТВВ-1000-4УЗ – 8 одиниць;
- турбогенератори ТВВ-1000-2(М)УЗ – 5 одиниць.

Середньорічна частка позапланових простоїв енергоблоків через їхні відмови впродовж усього терміну експлуатації становить відповідно (табл. 1):

- ТВВ-220-2АУЗ – 3,7 %;
- ТВВ-1000-4УЗ – 21,0 %;
- ТВВ-1000-2(М)УЗ – 75,6 %.

Отже, найбільш ненадійними на сьогодні є турбогенератори потужністю 1000 МВт у двополосному виконанні (ТВВ-1000-2(М)УЗ). Необхідно зазначити, що доба простою енергоблоку потужністю 1000 МВт – це економічні втрати тільки від недовиробітку електроенергії в 480 тис. US\$ (за собівартості електроенергії 0,02 US\$).

Таблиця 1

Тип турбогенератора	Номер енергоблоку, АЕС	Дата введення в експлуатацію	Середня тривалість позапланових простоїв енергоблоку на рік, годин	
			Всього	Зокрема через відмови турбогенераторів, %
ТВВ-220-2АУЗ	№ 1 Рівненська АЕС	09.81	37	5,4
	№ 2 Рівненська АЕС	07.82	104	1,9
ТВВ-1000-4УЗ	№ 1 Запорізька АЕС	12.85	236	10,6
	№ 2 Запорізька АЕС	02.86	286	15,4
	№ 3 Запорізька АЕС	03.87	82	36,6
	№ 4 Запорізька АЕС	04.88	131	45,8
	№ 5 Запорізька АЕС	10.89	66	7,6
	№ 6 Запорізька АЕС	09.96	31	12,9
	№ 1 Південно-Українська АЕС	12.83	316	28,5
	№ 2 Південно-Українська АЕС	04.85	461	10,4
ТВВ-1000-2УЗ	№ 3 Рівненська АЕС	05.87	341	53,4
	№ 4 Рівненська АЕС	04.06	60	76,7
	№ 1 Хмельницька АЕС	08.88	303	72,6
	№ 2 Хмельницька АЕС	12.05	288	94,4
	№ 3 Південно-Українська АЕС	12.89	220	81,1

Основними показниками надійності турбогенераторів є наробіток до відмови та коефіцієнт готовності.

Середній наробіток до відмови визначається як відношення сумарного наробітку об'єкта, працездатність якого може бути відновлена, до математичного очікування кількості його відмов впродовж цього наробітку. Статистичну оцінку середнього наробітку до відмови для кожного турбогенератора можна дістати як відношення сумарного наробітку за заданий період до кількості відмов за цей період:

$$T = \frac{t_{\Sigma}}{r}, \quad (1)$$

де  $r$  – кількість відмов за час сумарного наробітку  $t_{\Sigma}$ .

Коефіцієнт готовності характеризує придатність об'єкта до використання за призначенням у будь-який час, за винятком запланованих періодів, коли його використання не передбачене. У нашому випадку він визначався як відношення наробітку за заданий період до суми наробітку і часу відновлення після відмов за цей же період

$$K_{\Gamma} = \frac{t_{\Sigma}}{t_{\Sigma} + t_{\text{в\text{с}}}}, \quad (2)$$

де  $t_{\text{в\text{с}}}$  – час, витрачений на відновлення після відмов за цей період.

Відповідно до ГОСТу 533-2000 показники надійності та довговічності турбогенераторів мають бути не нижчими наведених у табл. 2.

Одразу після пуску в експлуатацію в 1987-1989 рр. трьох енергоблоків, у складі яких експлуатуються турбогенератори ТВВ-1000-2У3, виникла проблема їхньої недостатньої надійності. Питома пошкодженість турбогенераторів цього типу склала 0,476 пошкодження на генератор-рік експлуатації, що в 9,5 раза перевищувало аналогічний показник турбогенераторів у чотириполюсному виконанні типу ТВВ-1000-4У3 (0,05) і у 2,38 раза турбогенераторів типу ТВВ-220-2У3 (0,2) [1].

Таблиця 2

Найменування показника	Середнє значення показника для турбогенератора потужністю	
	до 350 МВт	понад 350 МВт
Коефіцієнт готовності	0,996	0,995
Наробіток до відмови, годин	22000	18000
Ресурс між капітальними ремонтами, років	8	5
Повний призначений строк експлуатації, років	40	40

Усереднені показники надійності всіх генераторів склали:

- середній наробіток до відмови – 17460 годин;
- середній коефіцієнт готовності – 0,964.

Такі показники не відповідають вимогам ГОСТ 533-2000.

Головним чином, пошкодженням піддавалися стрижні в зоні лобових частин і з'єднувальні шини обмотки статора з боку збудника. За результатами проведених досліджень було встановлено, що основною причиною ушкоджень зазначених вузлів був їхній незадовільний вібраційний стан. До рівня навантаження 750-800 МВт амплітуди вібрації лобових частин і з'єднувальних шин обмотки статора були на допустимому рівні, а в разі подальшого збільшення навантаження вібрації стрімко зростали.

За таких обставин у 2007 р. було прийнято рішення з докорінної модернізації турбогенераторів ТВВ-1000-2У3 за участю спеціалістів фірми *ALSTOM*. До 2010 р. на всіх машинах була замінена обмотка статора включно з кріпленням лобових частин, з'єднувальних і вивідних шин. На трьох турбогенераторах також була замінена обмотка ротора. Усі турбогенератори пройшли модернізацію й дістали позначення ТВВ-1000-2МУ3. Наслідком проведеної модернізації було суттєве покращення експлуатаційної надійності машин у 2010-2015 рр.

Починаючи з 2011 р., на 10 енергоблоках із 13 (за винятком блоків № 6 Запорізької, № 4 Рівненської та № 2 Хмельницької АЕС) були проведені обстеження стану обладнання і виконаний комплекс робіт з подовження строків їхньої експлуатації. Зокрема зазначені заходи стосувались і електротехнічного обладнання включно з турбогенераторами та їхніми системами забезпечення. Результатом виконаних робіт стало подовження терміну експлуатації енергоблоків ще на 20 років понад нормативний (30 років).

Однак, починаючи з 2016 р., кількість відмов турбогенераторів почала зростати (табл. 3) [2–6]. Причому це стосується машин потужністю 1000 МВт як у двополюсному, так і в чотириполюсному виконанні.

Аналіз наявних даних дає змогу зробити висновок, що показники надійності трьох двополюсних турбогенераторів із п'яти і трьох чотириполюсних із восьми не відповідають вимогам ГОСТ 533-2000.

За 2015-2019 рр. маємо такі усереднені значення коефіцієнта готовності для різних типів турбогенераторів АЕС України:

- ТВВ-220-2АУЗ – 1,0;
- ТВВ-1000-4УЗ – 0,9908;
- ТВВ-1000-2МУЗ – 0,9364.

Їхня питома ушкодженість на 1 генератор-рік експлуатації становить:

- ТВВ-220-2АУЗ – 0;
- ТВВ-1000-4УЗ – 0,15;
- ТВВ-1000-2МУЗ – 0,2.

Отже, ушкодженість чотириполюсних турбогенераторів потужністю 1000 МВт за період 2015-2019 рр. проти 2004-2008 рр. зростає втричі.

Таблиця 3

АЕС, енергоблоку	№	Тривалість позапланових простоїв енергоблоків (верхній рядок), зокрема спричинених відмовами турбогенераторів (нижній рядок), годин					Усереднені значення коефіцієнта готовності	Наробіток до відмови, годин
		2015	2016	2017	2018	2019		
Рівненська	1	–	–	3	27	–	1,0	>38364
		–	–	–	–	–		
	2	–	–	–	25	–	1,0	>38048
		–	–	–	–	–		
3	7	2522	192	–	172	0,9297*	28540	
	–	2516	–	–	–			
	4	–	–	36	–	–	1,0	>36888
		–	–	–	–	–		
Хмельницька	1	–	–	–	1170	3478	0,7664*	14060*
		–	–	–	1170	3478		
	2	–	–	–	166	–	0,9989	36990
		–	–	–	33	–		
Запорізька	1	35	2874	13	–	91	1,0	>30745
		–	–	–	–	–		
	2	29	3248	146	136	–	1,0	>28291
		–	–	–	–	–		
	3	–	13	–	–	357	0,9914*	31215
		–	–	–	–	357		
4	14	168	334	–	–	0,9857*	15388*	
	–	21	334	–	–			
5	81	–	–	–	–	1,0	>33661	
	–	–	–	–	–			
6	17	52	110	20	–	0,9982	37480	
	–	52	–	–	–			
Південно-Українська	1	–	14	–	–	–	1,0	>36378
		–	–	–	–	–		
	2	–	668	815	84	–	0,9510*	14763*
	–	651	815	–	–			
	3	84	33	289	80	–	0,9872*	14717*
		54	–	280	–	–		

Примітка: символом \* позначені значення, що не відповідають вимогам ГОСТ 533-2000.

На сьогодні основними проблемами, виявленими в процесі експлуатації та виконання ремонтних робіт генераторів типу ТВВ-1000-4УЗ є:

- розгерметизація стрижнів обмотки статора;
- знос шийок валу ротора генератора в зоні масляного ущільнення;
- потрапляння парів олії в щітково-контактний апарат збудника та утворення на електроізоляційних деталях траверси графіто-масляної струмопровідної плівки;
- поява тріщин у місцях пайки з'єднань міжкотушкових перемичок обмотки ротора;
- витік водню із газоохолоджувача внаслідок тріщин трубки охолодження.

Треба зазначити, що випадки розгерметизації обмотки статора здебільшого виявляються в період планово-попереджувальних ремонтів, і тільки в шести випадках втрата герметичності обмотки статора спричинила аварійну зупинку енергоблоків. Попадання дистилляту всередину корпусної ізоляції у разі теч елементарних провідників спричинює поступове зволоження ізоляції та її пробій. Стрижень виходить з ладу.

Для виключення додаткового зволоження корпусної ізоляції у разі теч елементарних провідників під час проведення гідравлічних випробувань обмотки статора застосовується метод перевірки герметичності обмотки статора турбогенератора у зборі з електричними виводами та водопідводами (у період проведення ремонтних робіт) повітрям під тиском із додаванням інертного газу (фреону).

Крім того, ушкодження ізоляції стрижнів може з'явитися внаслідок замикання листів активної сталі в зоні пазів (місцевий нагрів із прискореним старінням ізоляції), порушення напівпровідного покриття і насамкінець з часом можуть розвиватися дефекти, пов'язані з неоднорідністю ізоляції.

З огляду на вищевикладене треба зазначити, що актуальною технічною проблемою є розроблення і впровадження ефективних методів раннього виявлення розгерметизації обмотки статора турбогенератора.

Методи і засоби контролю вологості водню, що сьогодні застосовуються, залишаються все ще недосконалими. Відповідно до вимог «Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж» (ГКД 34.20.507-2003) вимірювання точки роси холодагента в корпусі генератора проводиться персоналом тільки раз на тиждень.

У зв'язку з цим розроблення і вдосконалення методів і засобів безперервного автоматизованого контролю вмісту домішок (у тому числі й вологи) в холодагенті генератора є актуальним завданням.

На практиці для вимірювання відносної вологості (ОВ) застосовується декілька технологій, що використовують властивість різних структур змінювати свої фізичні параметри (місткість, опір, провідність і температуру) залежно від насичення водяною парою. Кожній із цих технологій властиві певні переваги та недоліки (точність, довготривала стабільність, час перетворення тощо).

Найбільш перспективним для вимірювання відносної вологості є використання ємнісних датчиків, що відрізняються стійкістю до дії високих температур, малим часом відгуку, високою лінійністю характеристики «вологість – ємність», а також стабільністю передатної характеристики в часі. Окрім цього, ємнісні сенсори планарного типу відрізняються високою надійністю та низькою вартістю.

Створення системи автоматизованого безперервного контролю вологості холодагента в корпусі турбогенератора передбачає вирішення ряду проблем:

- розроблення оптимальної структури схеми вимірювання;
- обирання оптимального типу сенсора;
- забезпечення інваріантності вимірів до зовнішніх дій (електромагнітні поля, забруднення середовища тощо);
- усунення впливу на точність вимірювання параметрів сенсора і з'єднувальних провідників (забезпечення дистанційності вимірювання);
- забезпечення необхідної точності вимірювання;
- забезпечення вибухо- та іскробезпеки сенсора і вимірювача.

Разом із проблемою герметичності обмотки статора є проблема зниження прохідності елементарних провідників обмотки статора, що впливає також і на герметичність обмотки.

Усі випадки деформації (сплющення) фторопластових шлангів, які зв'язують стрижень та зливний колектор, це підтверджують. У стрижні, що містить провідники зі зниженою прохідністю, підвищується температура міді, дистилляту, а у фторопластовому шлангу створюється розрідження, що разом з іншими чинниками та призводить до пошкодження шланга.

У разі достатньо тривалого терміну експлуатації турбогенератора виникає проблема вироблення робочої поверхні шийок ущільнення вала ротора, особливо з боку турбіни. Вироблення коливається від 0,07 до 0,25 мм, що практично не дає можливості встановити припустимі за формуляром проміжки між ущільнювальним кільцем і валом ротора (0,09-0,13 мм). Виконується шліфування шийок вала ротора турбогенератора як з боку турбіни, так і з боку збудника.

Кожух траверси щітково-контактного апарата збудника конструктивно виконаний без ущільнення шийки вала якоря. Внаслідок розрідження, створеного обертанням валу, повітря із ближнього навколишнього середовища потрапляє всередину траверси.

Для запобігання потрапляння парів олії в щітково-контактний апарат і утворення на електроізоляційних деталях траверси графіто-масляної струмопровідної плівки встановлюється повстяне ущільнення кожуха траверси. Задля дослідної експлуатації та порівняльного аналізу повстяне ущільнення замінюється на фторопластове.

**Висновки.** За підсумками 2015-2019 рр. показники надійності, а саме коефіцієнт готовності та наробіток до відмови трьох двополюсних та трьох чотириполюсних турбогенераторів потужністю 1000 МВт енергоблоків АЕС України не відповідають вимогам ГОСТ 533-2000. Найбільш небезпечними різновидами ушкоджень машин є розгерметизація стрижнів обмотки статора, поява тріщин у міжкотушкових перемичках обмотки ротора та витік водню в газоохолоджувачах.

Потрапляння дистилляту всередину корпусної ізоляції під час теч елементарних провідників призводить до її поступового зволоження та пробою. Разом із проблемою герметичності обмотки статора є проблема зниження прохідності елементарних провідників обмотки статора, що впливає також і на герметичність обмотки. У зв'язку з цим актуальним науково-технічним завданням є розроблення і вдосконалення методів і засобів безперервного автоматизованого контролю вмісту домішок (у тому числі й вологи) в холодагенті генератора.

*Фінансується за держбюджетною темою «Розвиток наукових засад та розроблення засобів підвищення ефективності функціонування чотириполюсних турбогенераторів граничної потужності АЕС» (Шифр «Турбоген-2»), що виконується за постановою Бюро ВФТПЕ від 08.11.16, протокол № 16, Державний реєстраційний номер роботи 0117U002585, КПКВК 6541030.*

1. Кенсиджий О.Г., Ключников А.А., Федоренко Г.М. Безопасность, надежность и эффективность эксплуатации электротехнического и электроэнергетического оборудования блоков АЭС: монография. Ин-т проблем безопасности АЭС, 2009. 240 с.
2. Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States (2016 Edition). Vienna: IAEA, 2016. 1 ел. опт. диск (CD).
3. Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States (2017 Edition). Vienna: IAEA, 2017. 1 ел. опт. диск (CD).
4. Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States (2018 Edition). Vienna: IAEA, 2018. 1 ел. опт. диск (CD).
5. Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States (2019 Edition). Vienna: IAEA, 2019. 1 ел. опт. диск (CD).
6. Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States (2020 Edition). Vienna: IAEA, 2020. 1 ел. опт. диск (CD).

## OPERATING RELIABILITY OF GENERATING EQUIPMENT OF POWER UNITS OF NUCLEAR POWER PLANTS OF UKRAINE

**O.H. Kensytskyi**

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,  
pr. Peremohy, 56, Kyiv, 03057, Ukraine  
e-mail: [kensitsky@ukr.net](mailto:kensitsky@ukr.net)

*Statistic data analysis of effective operation of power units of Ukraine NPP has been performed. It has been determined part of unscheduled downtime of power units which occurs due to failures of turbine generators. It was considered indicators of reliability of three types of turbine generators which are used as part of power units of Ukrainian NPPs. Based on analysis of results it was found that in 2015-2019 the average reliability indicators of 1000 MW turbine generators, both two-pole and four-pole, do not fit the requirements of the current standards. The main types of damage are mentioned. The most dangerous between them is depressurization of the stator winding rods, the appearance of cracks in the intercoil bridges of the rotor winding, and hydrogen leakage in gas coolers. Possible reasons for malfunctions in the operation of elements and construction units and shortcomings of the systems control of the technical condition of machines were analyzed. It was proposed effective measures to improve the operational reliability of equipment. In particular, it is mentioned the necessity of introducing automated systems for continuous monitoring of hydrogen moisture in the turbine generator. References 6, tables 3.*

**Keywords:** turbine generator, reliability, availability index, mean time between failures (MTBF).

1. Kensitskiy O.G., Klyuchnikov A.A., Fedorenko G.M. Safety, reliability and efficiency of operation of electrical and electric power equipment of NPP units: monograph. Institute for safety problems of nuclear power plants, 2009. 240 p. (Rus)
2. Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States (2016 Edition). Viena: IAEA, 2016. 1 el. opt. disc (CD).
3. Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States (2017 Edition). Viena: IAEA, 2017. 1 el. opt. disc (CD).
4. Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States (2018 Edition). Viena: IAEA, 2018. 1 el. opt. disc (CD).
5. Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States (2019 Edition). Viena: IAEA, 2019. 1 el. opt. disc (CD).
6. Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States (2020 Edition). Viena: IAEA, 2020. 1 el. opt. disc (CD).

Надійшла: 29.03.2021

Received: 29.03.2021