

НАДІЙНІСТЬ ГЕНЕРУЮЧОГО ОБЛАДНАННЯ ТА ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ АТОМНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ В УКРАЇНІ

Розглянуто показники надійності генеруючого обладнання енергоблоків АЕС України в порівнянні з аналогічним обладнанням закордонних АЕС. За результатами проведеного аналізу доведено, що при визначенні одиначної потужності енергоблоків майбутніх АЕС необхідно враховувати стійкість енергосистеми до їхнього можливого аварійного відключення. Енергоблоки, що мають бути збудовані в Україні, доцільно оснащувати турбогенераторами вітчизняного виробництва з повітряним або повітряно-водяним охолодженням асинхронного або асинхронізованого типу. Розширені можливості останніх щодо регулювання перетоків реактивної потужності в енергосистемі дозволяють у цілому підвищити її стійкість і маневреність.

Ключові слова: турбогенератор, надійність, потужність, охолодження, маневреність.

Україна входить у десятку провідних держав світу по використанню ядерної енергії. На чотирьох АЕС країни експлуатуються 15 енергоблоків загальною потужністю 13,835 ГВт, що складає 25,5 % від загальної генерації. У 2015 р. АЕС було вироблено 87,6 млрд кВт-год електроенергії (53,6 % сумарного виробітку в країні).

Сьогодні атомна енергетика в Україні є найбільш стабільним, надійним і прогнозованим виробником електроенергії. Подальший розвиток електроенергетики країни відповідно до Енергетичної стратегії України до 2030 р. передбачає створення нових ядерних енергоблоків як на існуючих АЕС, так і на нових промислових майданчиках [3]. Уже сьогодні є доцільним визначитися як з оптимальною одиначною потужністю нових енергоблоків, так і з технічними характеристиками їхнього устаткування.

Надійність та ефективність експлуатації енергоблока АЕС у цілому залежить від показників надійності кожного елемента технологічного ланцюга перетворення енергії «ядерний реактор – парогенератор – турбіна – генератор – блоковий трансформатор». Аналіз інцидентів, пов'язаних із незапланованими відключеннями енергоблоків від мережі та зниженням навантаження, свідчить, що їхня значна частка (від 30 до 70 %) викликана недостатньою надійністю електротехнічного обладнання. Найбільша частка в недовиробітку електроенергії через відмови електротехнічного обладнання припадає на турбогенератори (до 70 - 80 %), пристрої релейного захисту та автоматики (до 15 %), вимірні трансформатори (до 7,5 %), електропривод (5,8 %) і силові трансформатори (до 2,5 %) [2].

Таблиця 1

Тип турбогенератора	Номер енергоблока, АЕС	Середня тривалість позапланових простоїв енергоблока на рік, год	
		Усього	У тому числі через відмови турбогенераторів, %
ТВВ-220-2АУЗ	№ 1 Рівненська АЕС	37	5,4
	№ 2 Рівненська АЕС	113	1,8
ТВВ-1000-4УЗ	№ 1 Запорізька АЕС	254	11,0
	№ 2 Запорізька АЕС	312	16,7
	№ 3 Запорізька АЕС	66	34,8
	№ 4 Запорізька АЕС	109	50,5
	№ 5 Запорізька АЕС	65	7,7
	№ 6 Запорізька АЕС	22	4,5
	№ 1 Южно-Українська АЕС	324	29,3
№ 2 Южно-Українська АЕС	415	1,7	
ТВВ-1000-2УЗ	№ 3 Рівненська АЕС	245	39,2
	№ 4 Рівненська АЕС	71	100,0
	№ 1 Хмельницька АЕС	171	50,3
	№ 2 Хмельницька АЕС	426	98,1
	№ 3 Южно-Українська АЕС	237	84,4

У складі енергоблоків АЕС України сьогодні експлуатуються три типи турбогенераторів виробництва ВАТ «Силові машини» (Росія). У табл. 1 наведено усереднені за весь строк експлуатації значення

ня тривалості позапланових простоїв енергоблоків на рік, а також їхня частка через відмови турбогенераторів [1]. Звідки можна визначити середню частку позапланових простоїв через відмови турбогенераторів по їхніх типах (у %): ТВВ-220-2АУЗ – 3,6; ТВВ-1000-4УЗ – 19,5; ТВВ-1000-2УЗ – 74,4.

Тут необхідно додати, що вартість турбогенератора в загальній вартості енергоблока АЕС із реактором на легкій воді потужністю 1000 МВт(е) становить не більше 4 % [2]. І слід очікувати, що їхня частка у тривалості позапланових простоїв енергоблоків також не повинна перевищувати наведеної величини. Звичайно, якщо надійність турбогенераторів буде відповідати надійності іншого обладнання. У нашому випадку тільки турбогенератори ТВВ-220-2АУЗ відповідають такому критерію.

Таким чином, із турбогенераторів, що експлуатуються у складі енергоблоків АЕС України, найбільш ненадійними є турбогенератори потужністю 1000 МВт у двополюсному виконанні (типу ТВВ-1000-2УЗ). З огляду на їхню високу пошкоджуваність (у середньому 0,7 пошкоджень на генераторо-рік експлуатації) у 2007 р. було прийнято рішення щодо їхньої докорінної модернізації за участю *ALSTOM* із повною заміною обмотки статора, включаючи кріплення лобових частин. На сьогодні всі турбогенератори даного типу пройшли модернізацію й мають позначення ТВВ-1000-2МУЗ.

За кордоном у складі енергоблоків АЕС експлуатуються 13 турбогенераторів аналогічної потужності 900-1300 МВт у двополюсному виконанні (табл. 2). Співставлення частки відмов турбогенераторів у тривалості позапланових простоїв блоків дозволяє зробити висновок, що проблеми із двополюсними турбогенераторами мають аналогічний характер, що і в Україні. Особливо це стосується енергоблоків, побудованих у 70 – 80-х роках минулого століття.

Таблиця 2

АЕС, країна	Виробник турбогенератора	Середня тривалість позапланових простоїв енергоблока за рік, год	
		Усього	У тому числі через відмови турбогенераторів, %
№ 3 Калінінська АЕС	ВАТ «Силові машини»	237	53,2
№ 4 Калінінська АЕС (Росія)		237	100,0
АЭС Gösgen	<i>Siemens</i>	50	54,0
АЭС Leibstadt (Швейцарія)	<i>ABB</i>	182	70,3
№ 1 АЭС Olkiluoto	<i>ABB</i>	83	45,8
№ 2 АЭС Olkiluoto (Фінляндія)		283	85,5
№ 1 АЕС Temelin	<i>BRUSH SEM s.r.o.</i> (колишня <i>Škoda</i>)	555	11,4
№ 2 АЕС Temelin (Чеська республіка)		346	10,1
АЕС Trillo (Іспанія)	<i>Siemens</i>	137	7,3

Примітка. Через недостатність інформації у таблиці не наведено дані щодо енергоблоків № 1 АЕС *Kudankulam* (Індія, запущено 31.12.14), № 1 АЕС *Bushar* (Іран, запущено 23.09.13), № 1 АЕС *Tianwan* (Китай, запущено 17.05.07), № 2 АЕС *Tianwan* (Китай, запущено 16.08.07), у складі яких експлуатуються турбогенератори ТВВ-1000-2УЗ виробництва ВАТ «Силові машини» (Росія).

Виключенням можна вважати енергоблоки АЕС *Temelin* (Чеська республіка, турбогенератори *Škoda*) і АЕС *Trillo* (Іспанія, турбогенератор *Siemens*). Однак для першої характерними були проблеми з турбінами, унаслідок чого енергоблоки значний час експлуатувалися при зниженому навантаженні. Експлуатація же АЕС *Trillo* певний час була обмежена внаслідок проблем із ліцензуванням.

Виходячи із статистики експлуатації турбогенераторів типу ТВВ-1000-2УЗ енергоблоків № 3 і № 4 Калінінської (запущені у 2004 і 2012 р. відповідно), можна прийти до висновку, що проблеми із цими машинами спеціалістами ВАТ «Силові машини» так і не були вирішені. Можливо саме тому в російському проекті енергоблока «АЕС-2006» потужністю 1200 МВт(е) передбачається використання турбогенератора з повним водяним охолодженням типу ТЗВ-1200-2. На сьогодні виготовлені два турбогенератори цього типу для Нововоронезької АЕС-2 та Ленінградської АЕС-2.

Турбогенератори з повним водяним охолодженням потужністю 1200 МВт є подальшим розвитком конструкції турбогенераторів ТЗВ-800-2 [4, 5], які у кількості 6 одиниць експлуатуються на Рязанській, Пермській (Росія) та Талімарджанській ДРЕС (Узбекистан).

Безперечною перевагою машин цього типу є відсутність водню в системі охолодження осердя статора, що особливо важливо для забезпечення вибухо- та пожежобезпеки енергоблоків атомної

електростанції. Осердя охолоджується силуміновими сегментами-охолоджувачами, по яких циркулює вода. Така конструкція осердя статора підвищує його жорсткість, що позитивно впливає на вібраційний стан машини в цілому.

Разом з тим такій конструкції притаманні деякі недоліки, які можуть впливати на надійність машини в експлуатації. Система охолодження осердя статора складається з великої кількості силумінових охолоджувачів, розташованих між пакетами. Окрім цього передбачене охолодження стяжних призм, натискних плит та екранів за допомогою розміщених у спеціальних пазах трубок, по яких циркулює вода. Тобто система охолодження турбогенератора містить велику кількість гілок охолодження і, як наслідок, велику кількість з'єднань металевих і фторопластових трубок. Тільки система охолодження осердя статора включає понад 2500 з'єднувальних трубок [5]. Навіть, якщо надійність (імовірність безвідмовної роботи) одного з'єднання «штуцер охолоджувача – з'єднувальна трубка» становить 0,99999 (що важко собі уявити), надійність всієї системи охолодження осердя статора становитиме 0,951. Що не можна вважати припустимим.

Окрім того, при заповненні корпусу турбогенератора повітрям виникають проблеми захисту лобових частин від озону, що може виникати внаслідок коронного розряду. До того ж виникають проблеми з охолодженням натискних плит осердя статора, адже на повітрі коефіцієнт охолодження їхніх поверхонь значно нижчий, ніж при використанні водню. Використання цих машин у складі енергоблока АЕС, щонайменше на початковому етапі, буде пов'язане з низкою проблем, обумовлених їхніми конструктивними особливостями, вирішення яких вимагатиме певних витрат часу і ресурсів.

Окремо необхідно зупинитися на обґрунтуванні оптимальної одиничної потужності атомних енергоблоків, що будуватимуться в Україні відповідно до «Енергетичної стратегії України на період до 2030 року» [3]. При цьому слід враховувати низку обставин.

По-перше. З огляду на сьогоднішні відносини з Російською Федерацією слід очікувати, що в найближчі 10 - 20 років енергосистеми двох країн будуть працювати окремо. Об'єднання з європейською системою *UCTE* поки що також малоймовірне через невідповідність якості електроенергії в Україні вимогам європейських стандартів. І Об'єднана енергосистема України працюватиме автономно, можливо, за виключенням міжсистемних зв'язків із Молдовою та Білоруссю.

По-друге. Виходячи із річного виробітку електроенергії в країні з урахуванням коефіцієнтів використання встановленої потужності атомних (74 %) і теплових (35 %) електростанцій можна визначити, що з понад 55 ГВт генеруючих потужностей енергосистеми сьогодні реально експлуатуються 38 - 40 ГВт. І енергоблок АЕС потужністю 1000 МВт становить більше 2,5 % всієї генерації.

З урахуванням викладено вище стає зрозумілим, що аварійне відключення енергоблока потужністю 1000 МВт для Об'єднаної енергосистеми є суттєвим порушенням балансу активної потужності. Не важко орієнтовно визначити рівень зниження частоти в системі із рівняння балансу моментів.

До виникнення аварійної ситуації в енергосистемі сумарний момент турбін (M_{ST}) дорівнював сумарному моменту навантаження (M_{SH})

$$J_{ST} \frac{dw}{dt} = M_{ST} - M_{SH} = 0, \quad (1)$$

де J_{ST} – сумарний момент інерції турбін енергосистеми.

У момент часу $t = 0$ стається відключення 2,5 % генерації. У цьому випадку можна записати

$$\left. \frac{df}{dt} \right|_{t=0} = \frac{M_{ST}^* - M_{SH}}{2pJ_{ST}^*} = \frac{0.975 - 1.0}{2p \times 0.975} = -0.004, \quad (2)$$

де M_{ST}^* і M_{SH} – сумарний момент турбін і навантаження відповідно в момент виникнення порушення; J_{ST}^* – сумарний момент інерції турбін у момент виникнення порушення.

Таким чином, відключення енергоблока 1000 МВт викликає зниження частоти в енергосистемі з темпом 0,2 Гц/с, що у свою чергу викликає спрацювання системи автоматичного частотного розвантаження (АЧР) із відключенням частини споживачів. У випадку подальшого зниження частоти до 49 Гц відповідно до технологічного регламенту безпечної експлуатації АЕС починається автоматичне розвантаження енергоблока, а при 46 Гц він має бути зупинений. Тобто при раптовому аварійному відключенні одного потужного енергоблока й неспрацьовуванні системи АЧР існує ймовірність виникнення ланцюгової реакції розвалу («гасіння») енергосистеми. Для запобігання можливості виникнення такої аварійної ситуації в енергосистемі має бути наявним постійний оперативний резерв ана-

логічної потужності. Із викладеного можна зробити висновок, що наявність енергоблоків АЕС потужністю 1000 МВт є певною проблемою для енергосистеми.

Окрім викладеного вище актуальною проблемою завжди є забезпечення пожежо- і вибухобезпеки обладнання атомних електростанцій. Для турбогенераторів це стосується перш за все наявності водню в їхніх системах охолодження.

Досягнення сучасного електромашинобудування при створенні устаткування великої потужності з безпосереднім охолодженням обмоток та активної сталі водою та воднем створили можливості для удосконалення конструкції турбогенераторів із повітряним і повітряно-водяним охолодженням на основі застосування найбільш ефективних схем безпосереднього охолодження, термореактивної корпусної ізоляції обмотки статора з підвищеною механічною й електричною міцністю, нових видів ізоляції ротора, електротехнічної сталі із зменшеними питомими втратами, сучасних конструктивних матеріалів. Наприклад, на АЕС *Olkiluoto* (Фінляндія) експлуатуються два турбогенератори потужністю 1000 МВт виробництва *ABB*, що мають водяне охолодження обмотки статора й ротора і повітряне охолодження осердя статора.

Провідні електромашинобудівні компанії світу поступово відмовляються від створення турбоагрегатів надвисокої потужності. Пріоритет віддається турбогенераторам потужністю до 600 МВА без застосування водяного охолодження обмоток з переходом на непряме водневе або навіть повітряне охолодження. Прикладами таких розробок є турбогенератори потужністю 500 МВА, 50 Гц з повітряним охолодженням фірми *Alstom Power* і потужністю 620 МВА, 50 Гц фірми *Toshiba* [2]. Розробляються генератори з розширеними можливостями з регулювання реактивної потужності асинхронного та асинхронізованого типу. Подальше підвищення одиничної потужності машин із повітряним охолодженням може бути досягнуте за рахунок підвищення тиску та швидкості циркуляції повітря.

Відродженню робіт по створенню потужних турбогенераторів з повітряним охолодженням сприяв ряд обставин [6]:

- на енергетичному ринку відбулися суттєві зміни – різко скоротилися замовлення на турбогенератори потужністю понад 500 МВт при одночасному зростанні попиту на турбогенератори потужністю 100 - 300 МВт;

- по ряду технічних причин для енергетичних установок із приводом від газових турбін турбогенератори з повітряним охолодженням опинилися поза конкуренцією;

- статистика надійності в експлуатації потужних турбогенераторів свідчить, що машини із форсованою системою охолодження мають підвищену пошкоджуваність унаслідок більш складної конструкції та великою кількістю допоміжного обладнання зовнішніх систем забезпечення.

Заслугує на увагу досвід будівництва АЕС *Temelin* (Чеська республіка), енергоблоки якої складаються з російської реакторної установки (ВВЕР-1000) та турбінного й генераторного устаткування чеського виробництва (*Škoda*). У цьому сенсі при створенні нових генеруючих потужностей АЕС в Україні має бути максимально використаний вітчизняний промисловий потенціал, перш за все таких підприємств, як ВАТ «Турбоатом» та ДП «Електроважмаш». Енергетичне обладнання майбутніх енергоблоків, у тому числі й електротехнічне, повинно відповідати найвищим світовим стандартам.

На ДП «Завод «Електроважмаш» розроблена серія турбогенераторів з повітряним охолодженням одиничною потужністю від 150 до 400 МВА, у тому числі асинхронізовані із поздовжньо-поперечним збудженням. Машини мають низку переваг у порівнянні з турбогенераторами з водневим та воднево-водяним охолодженням, які визначають технічну та економічну доцільність використання в енергоустановках із підвищеними вимогами щодо надійності та екологічної сумісності, розширення діапазону припустимих навантажень, зниження експлуатаційних витрат тощо.

Головними з них є:

- підвищений коефіцієнт готовності 0,997 - 0,998 у порівнянні з 0,95 - 0,995 для турбогенераторів із безпосереднім рідинним та водневим охолодженням;

- спрощені умови експлуатації та ремонту, скорочення терміну проведення та зниження вартості ремонтних робіт;

- підвищена вибухо- та пожежобезпечність;

- спрощеність конструкції, що є передумовою скорочення періоду розробки та початку виготовлення головних зразків;

- полегшення процедур автоматизації та діагностування стану машини;

- підвищена маневреність;

- менш газошільний корпус, відсутність масляних ущільнень вала;

- відсутність системи маслозабезпечення ущільнень вала;

відсутність необхідності використання дефіцитних матеріалів при виготовленні гумових ущільнень, фторопластових шлангів, порожнистих мідних провідників тощо.

Окремо необхідно відзначити, що серія також містить турбогенератори в асинхронізованому виконанні поздовжньо-поперечного збудження. Машини такого типу відрізняються підвищеною динамічною стійкістю та розширеним діапазоном регулювання реактивної потужності. Остання обставина особливо важлива при можливому розташуванні нових енергоблоків на майданчиках Рівненської та Хмельницької АЕС.

Сьогодні вироблена цими АЕС електроенергія постачається споживачам у центральних регіонах країни за допомогою ліній електропередач напругою 330 і 750 кВ, які при неповному завантаженні є потужними генераторами реактивної електроенергії. Як наслідок, на відкритих розподільчих устроях обох АЕС спостерігається підвищення напруг (9 - 13 %). Для компенсації надлишку реактивної електроенергії окрім штатних шунтувальних реакторів вимушено використовуються турбогенератори енергоблоків, які експлуатуються з підвищеними значеннями коефіцієнта потужності на рівні $\cos \varphi \approx 1,0$, у той час як номінальних значенням $\cos \varphi \approx 0,9$. Це у свою чергу призводить до підвищеного нагріву елементів і вузлів кінцевих зон осердя статора, збільшення вібрацій лобових частин обмотки, прискореного вичерпання ресурсу головної ізоляції.

Використання асинхронних та синхронізованих турбогенераторів у складі енергоблоків дозволить вирішити проблему компенсації реактивної потужності, знизити рівні напруг і тим самим забезпечити штатні режими експлуатації не тільки турбогенераторів, а й усього електротехнічного обладнання енергоблоків.

Уже сьогодні українськими електромашинобудівниками при застосуванні рідинного (водяного) охолодження обмотки статора й ротора може бути створений асинхронізований турбогенератор потужністю 600 - 1000 МВт, який не міститиме водню й дозволить підвищити стійкість і маневреність енергосистеми в цілому.

Висновок

Проблеми з надійністю турбогенераторів потужністю 1000 МВт, особливо у двополосному виконанні, є характерними для всіх АЕС світу незалежно від виробника обладнання. В Україні аварійне відключення енергоблока АЕС потужністю 1000 МВт є додатковим навантаженням для Об'єднаної енергосистеми, що вимагає наявності постійного оперативного резерву аналогічної потужності.

При створенні нових генеруючих потужностей АЕС в Україні вже сьогодні необхідно визначитися як з оптимальною одиничною потужністю нових енергоблоків, так і з технічними характеристиками їхнього устаткування. Має бути максимально використано світовий та вітчизняний досвід експлуатації АЕС, а також потенціал вітчизняного потужного енергомашинобудування, перш за все таких підприємств, як ВАТ «Турбоатом» та ДП «Електроважмаш». Енергетичне обладнання майбутніх енергоблоків, у тому числі й електротехнічне, повинно відповідати найвищим світовим стандартам, перш за все щодо надійності та пожежо- і вибухобезпеки, а також його маневрених характеристик.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. *Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States in 2014/CD.* – Vienna: IAEA, 2015.
2. *Кенсицький О.Г., Ключников А.А., Федоренко Г.М.* Безопасность, надежность и эффективность эксплуатации электротехнического и электроэнергетического оборудования блоков АЭС. – Чернобыль: Ин-т проблем безопасности АЭС НАН Украины, 2009. – 240 с.
3. *Енергетична стратегія України на період до 2030 року // Відомості Міністерства палива та енергетики України. Спеціальний випуск.* – К.: Міністерство палива та енергетики, 2006. – 144 с.
4. *Глебов И.А., Быков В.М., Данилевич Я.Б.* Турбогенераторы с полным водяным охлаждением – следующая ступень развития турбогенераторостроения // Исследования генераторов с полным водяным охлаждением. Сб. науч. тр. – Ленинград: ВНИИЭ, 1983. – С. 3 - 11.
5. *Журавлев Г.С., Иогансен В.И., Кади-Оглы И.А. и др.* Отработка конструкции и опытная эксплуатация турбогенераторов типа ТЗВ-800-2 мощностью 800 МВт, 3000 об/мин с полным водяным охлаждением // Исследования генераторов с полным водяным охлаждением. Сб. науч. тр. – Ленинград: ВНИИЭ, 1983. – С. 11 - 22.
6. *Зозулін Ю.В., Антонов О.С., Бичік В.М. та ін.* Створення нових типів та модернізація діючих турбогенераторів для теплових електричних станцій. – Харків: ПФ «Колегіум», 2011. – 228 с.

О. Г. Кенсичкий¹, Г. М. Федоренко²

¹ Інститут проблем безпеки АЕС НАН України, ул. Лысогорская, 12, Киев, 03028, Украина

² Інститут електродинамики НАН України, просп. Победы, 56, Киев-57, 03680, Украина

НАДЕЖНОСТЬ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В УКРАИНЕ

Рассмотрены показатели надежности генерирующего оборудования энергоблоков АЭС Украины в сравнении с аналогичным оборудованием зарубежных АЭС. По результатам проведенного анализа доказано, что при определении единичной мощности энергоблоков будущих АЭС необходимо учитывать устойчивость энергосистемы к их возможному аварийному отключению. Энергоблоки, строящиеся в Украине, целесообразно оснащать турбогенераторами отечественного производства с воздушным или воздушно-водяным охлаждением асинхронного или асинхронизированного типа. Расширенные возможности последних по регулированию потоков реактивной мощности в энергосистеме позволяют в целом повысить ее устойчивость и маневренность.

Ключевые слова: турбогенератор, надежность, мощность, охлаждение, маневренность.

O. G. Kentsytskyi¹, G. M. Fedorenko²

¹ Institute for Safety Problems of Nuclear Power Plants NAS of Ukraine, Lysohirska str., 12, Kyiv, 03028, Ukraine

² Institute of Electrodynamics NAS of Ukraine, Peremohy av., 56, Kyiv-57, 03680, Ukraine

RELIABILITY OF GENERATING EQUIPMENT AND PROSPECTS OF NUCLEAR POWER DEVELOPMENT IN UKRAINE

Considered indicators of the reliability of generating equipment of NPP power units of Ukraine in comparison with similar equipment of foreign nuclear power plants. The results of the analysis proved that in determining the unit capacity of power units of the future nuclear power plants it is necessary to consider the stability of the power system to possible emergency shutdown. The power units under construction in Ukraine it is expedient to equip the domestic production of turbogenerators with air or air-water-cooled asynchronous type. Enhanced capacity to regulate the reactive power flows in the power system allows improving its stability and maneuverability.

Keywords: turbogenerator, reliability, power, cooling, mobility.

REFERENCES

1. *Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States in 2014/CD.* – Vienna: IAEA, 2015.
2. *Kentsitskiy O. G., Kliuchnykov A. A., Fedorenko G. M. Safety, reliability and efficiency in the operation of electrical and power equipment of nuclear power plants.* – Chernobyl: Institute for Safety Problems of Nuclear Power Plants, 2009. – 240 p. (Rus)
3. *The energy strategy of Ukraine till 2030 // Vidomosti Ministerstva palyva ta enerhetyky Ukrainy. Spetsialnyi vypusk (Information of the Ministry of fuel and energy of Ukraine. Special edition).* – Kyiv: Ministerstvo palyva ta enerhetyky, 2006. – 144 p. (Ukr)
4. *Glebov I. A., Byikov V. M., Danilevich Ya. B. Turbogenerators with full water cooling – the next stage of development the construction of turbine generators // Issledovaniya generatorov s polnyim vodyanyim ohlazhdeniem. Sbornik nauchnyih trudov (Research generators with full water cooling. Collection of scientific works).* – Leningrad: VNIIE, 1983. – P. 3-11. (Rus)
5. *Zhuravlev G. S., Iogansen V. I., Kadi-Oglyi I. A. et al. Training design and experimental operation of the turbogenerator type T3V-800-2 800 MW, 3000 rpm with full water cooling // Issledovaniya generatorov s polnyim vodyanyim ohlazhdeniem. Sbornik nauchnyih trudov (Research generators with full water cooling. Collection of scientific works).* – Leningrad: VNIIE, 1983. – P. 11 - 22. (Rus)
6. *Zozulin Yu. V., Antonov O. Ie., Bychik V. M. et al. The creation of new types and modernization of existing turbine generators for thermal power stations.* – Kharkiv: PF «Kolehium», 2011. – 228 p. (Ukr)

Надійшла 30.03.2016

Received 30.03.2016