

## ЗАГАЛЬНОСИСТЕМНІ ПРИНЦИПИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОГО ТА БЕЗПЕЧНОГО ГЕНЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА АЕС УКРАЇНИ

**Г. М. Федоренко, В. І. Виговський, О. Г. Кенсницький**

*Інститут проблем безпеки АЕС НАН України, Чорнобиль*

Проаналізовано основні проблеми експлуатації електротехнічного обладнання енергоблоків АЕС, що пов'язані зі структурою генеруючих потужностей та існуючою схемою ліній електропередач Об'єднаної енергосистеми України. Визначено напрямки забезпечення надійного та безпечного генерування електроенергії на АЕС – оптимізація структури потужностей та впровадження принципово нового електротехнічного обладнання.

Загальна встановлена потужність електростанцій Об'єднаної енергосистеми системи (ОЕС) України на початок 2005 р. складає понад 52,0 ГВт. Із них 13,8 ГВт (або ~26,6 % від загальної генерації) припадає на атомні електростанції (АЕС), 33,4 ГВт (~64,2 %) – на теплові (ТЕС) та 4,8 ГВт (~9,2 %) на гідроелектростанції (ГЕС). Протягом останнього десятиліття частка АЕС у виробництві електроенергії в країні стабільно становить 45 - 49 %, ГЕС – 5 - 7 % [1].

Характерною особливістю роботи ОЕС України сьогодні є, з одного боку, гострий дефіцит високоманеврених регулюючих потужностей [2], з іншого – підвищення напруг на шинах АЕС [3].

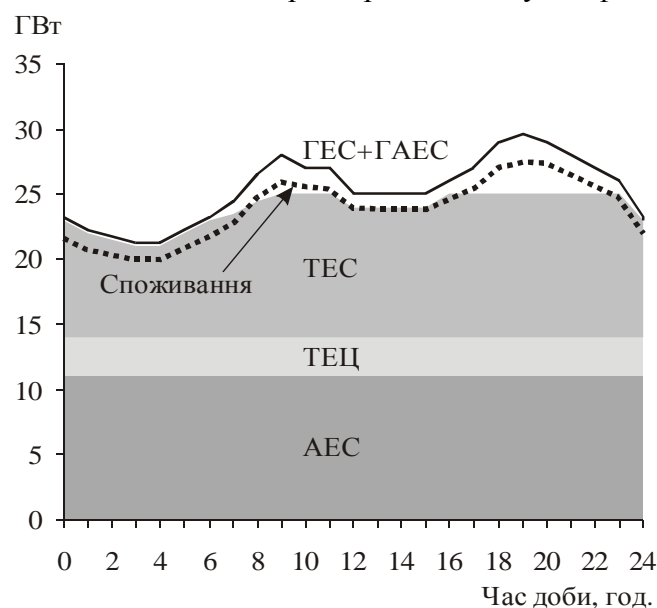
Таблиця 1

Навантаження	Квітень 2002 р.	Грудень 2002 р.
Максимальне ( $P_{\max}$ ), ГВт	20,9	27,4
Мінімальне ( $P_{\min}$ ), ГВт	16,3	20,2
Середнє $(P_{\max} + P_{\min})/2$ , ГВт	18,6	23,7
Регульована потужність ( $P_{\max} - P_{\min}$ ), ГВт	4,6	7,2

Аналіз добового навантаження ОЕС України протягом року засвідчує, що найбільш важкими з точки зору регулювання є добовий графік зимового періоду, коли тільки половина необхідних 7,2 ГВт пікових регулюючих потужностей забезпечуються наявними потужностями українських ГЕС і ГАЕС (табл. 1). Тобто сьогодні в Україні реально існує дефіцит маневрених потужностей на рівні 2 - 3 ГВт [4], і за прогнозом до 2030 р. він становитиме 6 ГВт.

Для регулювання навантаження в системі вимушено використовуються енергоблоки ТЕС (рисунок), що призводить до суттєвого зниження техніко-економічних показників їх експлуатації. До того ж, обладнання українських ТЕС майже на 90 % виробило свій розрахунковий ресурс і, з певним ризиком, придатне лише для експлуатації в базовому режимі навантаження.

Проблема нестачі високоманеврених потужностей в ОЕС ще більше поглиблюється із введенням в експлуатацію нових енергоблоків Хмельницької та Рівненської АЕС, адже вони запроектовані для роботи в базовому режимі і не призначені для регулювання навантаження в системі.



Добовий графік навантаження ОЕС України  
(грудень 2002 р.).

Причиною виникнення проблеми підвищення напруги в основних мережах 330 - 750 кВ західної та центральної частини ОЕС України є, перш за все, зниження рівня перетоків потужності по цих мережах (особливо влітку, в нічні години доби тощо). У результаті в мережах виникає надлишок зарядної потужності, що викликає необхідність застосування ефективних заходів щодо її компенсації.

Така ситуація в ОЕС України безпосередньо впливає на експлуатацію електротехнічного обладнання енергоблоків АЕС, зокрема турбогенераторів, які вимушено використовуються для регулювання напруги на шинах станції. Турбогенератори енергоблоків АЕС протягом багатьох років експлуатуються із підвищеним коефіцієнтом потужності на рівні 0,994 - 0,999 (номінальний - 0,9), що призводить до зниження динамічної стійкості енергоблоків, виникнення додаткових циклічних електродинамічних і термомеханічних навантажень на вузли турбогенераторів та іншого обладнання і, як наслідок, до зниження коефіцієнта готовності та використання встановленої потужності енергоблоків АЕС. До того ж при експлуатації турбогенераторів з підвищеною напругою на обмотках статора виникають ряд негативних явищ, що призводить до пошкоджень вузлів, вимушеним зупинкам енергоблоків, значним економічними втратами. Перш за все необхідно відзначити підвищений нагрів сталі пакетів та перерозподіл температурного поля в бік збільшення перегрівів кінцевих зон осердя статора. Крім того, підвищується вібрація, що негативно впливає на щільність запресовки сталі осердя статора, стан ізоляції обмоток, особливо в лобових частинах, послаблює елементи закріплення обмоток в пазах та лобових частинах. У зв'язку з цим навантаження турбогенераторів в режимах експлуатації з підвищеною напругою обмежено (табл. 2).

Таблиця 2

Параметр	Значення, % від номінального							
	110	108	106	105	100	95	90	85
Напруга	110	108	106	105	100	95	90	85
Повна потужність	88	93,5	98	100	100	100	94,5	89
Струм статора	80	87,5	92,5	95	100	105	105	105

Весь тягар регулювання добового графіка навантаження в ОЕС України сьогодні, окрім ГЕС і ГАЕС, лягає на ТЕС (див. рисунок). Протягом доби на ТЕС тимчасово виводяться в резерв енергоблоки 150 - 200 МВт, а також корпуси енергоблоків 300 МВт сумарною потужністю 2000 - 2200 МВт, що знижує і без того незадовільні техніко-економічні показники їх роботи [6].

Коефіцієнт використання встановленої потужності енергоблоків українських ТЕС становить лише 27 - 32 %. Враховуючи це, а також існуючий рівень питомих витрат органічного палива (378,4 г у.п./кВт-год – 2004 р., ККД = 32,5 %) і викидів шкідливих речовин ТЕС (з огляду на проголошений європейський напрям інтеграції економіки України), можна визнати, що теплова енергетика на викопних видах палива сьогодні не може конкурувати з атомною, навіть у базових режимах навантаження. Необхідно негайно визначитись щодо напрямку її подальшого розвитку, скільки нам потрібно теплових енергоблоків та яких, адже частка атомних АЕС у загальному енергетичному балансі країни постійно збільшується.

Як сьогодні, так і на подальшу перспективу основна роль ТЕС буде полягати в забезпеченні покриття пікових і напівпікових навантажень енергосистеми, тим самим у забезпеченні сталої й економічної роботи енергоблоків АЕС. За оцінками вітчизняних фахівців, до 2010 - 2020 рр. нам будуть необхідні 26 - 28 ГВт потужностей сучасних теплових енергоблоків, які матимуть розширені маневрові характеристики та підвищений коефіцієнт готовності, що відповідатимуть сучасним вимогам міжнародних стандартів і нормативів, і по рівню викидів у тому числі. Через специфічні умови роботи ці генеруючі потужності повинні експлуатуватися на дорогому й у більшості імпортованому природному газі або ж на вугіллі з впровадженням нових технологій його спалювання. Висока ефективність роботи таких енергетичних блоків може бути забезпечена тільки шляхом використання перспективних тех-

нологій перетворення енергії. І саме на цих блоках повинні бути сконцентровані всі ресурси на ремонт і реконструкцію.

За оцінками, для створення енергоустановок розглянутого призначення найбільш доцільне застосування бінарного перетворення енергії – паро-газовий цикл у поєднанні з паросиловим бінарним циклом. Ці термодинамічні цикли добре доповнюють один одного, створюючи високоефективний "тринарний" цикл (ККД до 65 %) перетворення енергії, тобто цикл, в якому перетворення енергії здійснюється з використанням трьох видів теплоносіїв: гарячих продуктів згоряння природного газу, води й водяної пари та органічного теплоносія та його пари. Перспективним є створення газотурбінних надбудов на діючих енергоблоках, застосування ПГУ на твердому паливі та метані вугільних шахт. Саме такі установки доцільно створювати на існуючих майданчиках електростанцій, у тому числі АЕС, блоки яких виводяться з експлуатації.

Частку потужностей ТЕС, що вичерпала свій граничний ресурс і мало використовується, повинно бути частково законсервовано (із перспективою подальшої реабілітації), а найбільш застарілі та безперспективні блоки – виведено з експлуатації та демонтовано.

Іншою проблемою, що стримує створення маневрених потужностей на ТЕС, залишається недосконалість тарифної політики.

Впровадження "багатозонного" тарифу на електроенергію, що стимулював би споживання в години провалів навантаження, дозволило б вирівняти добовий графік останнього.

Уся "пікова" та "напівпікова" електроенергія, вироблена ТЕС і ГЕС, повинна оплачуватись за підвищеним (у два - три рази) тарифом, як це має місце в розвинутих країнах. Але не за рахунок споживачів, а шляхом перерозподілу прибутків електростанцій, енергоблоки яких працюють у базовому режимі (у тому числі атомних), на користь власників маневрених потужностей. В електроенергетиці Франції накопичено достатній досвід таких взаємовідносин між різними видами генерації.

Іншим шляхом вирішення загальносистемних проблем регулювання перетоків потужності та, зокрема, забезпечення надійної й економічної експлуатації АЕС є використання ГЕС і гідроакмулюючих електростанцій (ГАЕС). Досвід структурної побудови енергосистем промислово розвинених країн свідчить, що частка ГЕС і ГАЕС повинна складати не менше 14 - 15 % від загальної генерації. Наприклад, у цілому по країнах Європейського союзу частка потужностей ГЕС і ГАЕС становить майже 21 % [5] (табл. 3).

Таблиця 3

Країна	В експлуатації		Будуються		Проектуються	
	Кількість	Потужність, МВт	Кількість	Потужність, МВт	Кількість	Потужність, МВт
Австрія	17	2081	–	–	–	–
Бельгія	2	1211	–	–	–	–
Болгарія	3	920	–	–	–	–
Велика Британія	5	3023	–	–	–	–
Італія	20	5150	2	1338	–	–
Німеччина	32	5486	1	150	–	–
Польща	5	2070	–	–	–	–
Україна	1	235	3	4074	–	–
Франція	22	4900	–	–	1	1000
Швейцарія	12	1178	1	3	–	–
Швеція	3	427	–	–	–	–

Більшість рік в Україні рівнинні, і можливості спорудження великих ГЕС майже вичерпані. Подальший розвиток гідроенергетики в цих умовах пов'язаний лише з модернізацією існуючих ГЕС і спорудженням ГАЕС. Сьогодні у світі експлуатуються 290 ГАЕС загальною потужністю 83 ГВт, ще 42 (27 ГВт) знаходяться в стадії будівництва і 551 (391 ГВт) проектується. За останні 20 років установлена потужність ГАЕС збільшилася у 2,5 рази.

Відмінною особливістю ГАЕС є можливість накопичення "надлишкової" електроенергії енергосистеми в години зниженого енергоспоживання з подальшою видачею її в години пікових навантажень. Регульований діапазон навантаження при цьому становить майже  $2P_n$ , а швидкість зміни навантаження може сягати декілька мегават за хвилину (залежно від потужності ГАЕС) [4]. Тим самим забезпечуються оперативне регулювання потужності в системі та необхідні умови роботи енергоблоків АЕС, підвищується ефективність і надійність їх експлуатації, зберігається ресурс обладнання.

За оцінками фахівців, прийняте рішення про форсування добудови перших черг Ташлицької та Дністровської ГАЕС (2-й і 3-й блоки відповідно) вже до 2010 р. дасть змогу вирішити проблему нестачі в ОЕС України 3,2 ГВт маневрених потужностей. Але навіть забезпечення оптимального співвідношення маневрених та базових потужностей в енергосистемі не дозволить вирішити проблему оптимального рівня напруги на шинах АЕС, особливо західного регіону.

Аналіз перетоків енергії в мережах 330 - 750 кВ ОЕС України свідчить, що сьогодні основний потік активної потужності спрямовується із західних регіонів на схід, а реактивної потужності – у зворотному напрямку. У результаті електротехнічне обладнання Хмельницької і, особливо, Рівненської АЕС вимушено експлуатується при підвищеній нарузі (іноді до 14,5 %), а турбогенератори працюють із коефіцієнтом потужності, близьким до 1,0. Більш того, протягом доби турбогенератори блоків потужністю 1000 МВт вимушено працюють у маневрених режимах по реактивній потужності із навантаженням від 0 до 200-220 МВАр [3].

Кардинальним вирішенням проблеми регулювання перетоків реактивної потужності та нормалізації напруги на шинах АЕС є використання принципово нових компенсуючих пристроїв – турбогенераторів спеціальних типів двоосного збудження, тим більше що в Україні накопичено достатній досвід розробки, виготовлення та експлуатації таких машин. Уже понад 20 років на Бурштинській ТЕС експлуатуються два турбогенератори типу АСТГ потужністю по 200 МВт. Завдяки наявності двох обмоток збудження на роторі вони мають підвищену статичну та динамічну стійкість, якісні асинхронні характеристики без обмежень у часі, високу керованість. За час експлуатації вони забезпечували компенсацію (споживання) реактивної потужності в нічні години мінімуму навантаження станції на рівні 150 - 160 МВАр на один генератор.

У 2010 - 2011 рр. спливає розрахунковий термін експлуатації 1-го та 2-го енергоблоків Рівненської АЕС, і вже сьогодні постає питання про їх подальшу долю. З огляду на світовий досвід є всі підстави вважати доцільним подовження строку експлуатації цих блоків ще на 10 років. Звісно, прийняття такого рішення має ґрунтуватися на детальному дослідженні технічного стану споруд і обладнання, проведенні детальних техніко-економічних розрахунків. Але вже сьогодні можна стверджувати, що якщо таке рішення буде прийнято, турбогенератори типу ТВВ-220-2, якими оснащено енергоблоки, з урахуванням їх незадовільного технічного стану (чисельні пошкодження сталі, кінцевих пакетів осердя статора тощо), повинні бути замінені на нові машини, що відповідатимуть сучасним вимогам щодо надійності й безпеки експлуатації.

Саме цим критеріям відповідає розробка НВО "Електроважмаш" (Харків) – турбогенератор ТАП-220-2, машина поздовжньо-поперечного збудження (асинхронізована) з повним повітряним охолодженням. Найбільш значущими її особливостями є пожежо- й вибухобезпечність (виключено водень), розширений діапазон регулювання по реактивній потужності (від -250 до 200 МВАр), зменшені витрати на обслуговування (відсутнє водяне охолодження). Застосування таких турбогенераторів на промайданчику Рівненської АЕС поряд із турбогенераторами ТВВ-1000-2У3 забезпечуватиме штатні режими експлуатації останніх, дасть змогу вирішити проблему регулювання перетоків реактивної потужності всього західного регіону.

Якщо рішення щодо подовження терміну експлуатації 1-го та 2-го енергоблоків Рівненської АЕС не буде прийняте, і вони будуть виводитися з експлуатації, досвід розвитку

світової енергетики свідчить, що існує економічно обґрунтована доцільність створення на майданчиках колишніх АЕС блоків на традиційних джерелах енергії. У будь-якому випадку необхідність використання турбогенераторів типу ТАП на майданчику Рівненської АЕС є не тільки бажаною, але й необхідною умовою надійної і безпечної експлуатації АЕС України.

### Висновки

1. Оптимізація генерування електроенергії на АЕС, особливо, західного регіону, вимагає вирішення ряду проблем, пов'язаних як із забезпеченням штатних режимів експлуатації енергообладнання енергоблоків, так і з вирішенням загальносистемних питань щодо забезпечення необхідної з точки зору ефективності системи в цілому частки пікових та напівпікових генеруючих потужностей.

2. Теплова енергетика в Україні сьогодні не спроможна конкурувати з атомною навіть у базових режимах експлуатації, що вимагає вирішення проблем виводу з експлуатації найбільш зношеного та неекономічного обладнання. Оновлення обладнання і створення нових маневрових потужностей для покриття змінної частини графіка навантажень необхідно здійснювати на основі впровадження нових енергетичних технологій перетворення енергії – спалювання вугілля в киплячому шарі, удосконалених факельних технологій, парогазового та паросилового бінарних циклів.

3. Завершення будівництва давно запроектованих і призначених для спільної роботи (у рамках єдиного енергетичного комплексу) з АЕС Ташлицької та Дністровської ГАЕС є не тільки доцільною, але й необхідною умовою подальшого розвитку всього електроенергетичного комплексу України, що дасть змогу навіть на першому етапі розвитку енергосистеми вирішити питання нестачі маневрових потужностей у системі.

4. Модернізація та переозброєння енергоблоків АЕС, що знаходяться на стадії вичерпання свого розрахункового ресурсу, повинна проводитися з урахуванням сучасних вимог розвитку енергетики та наявності новітніх розробок, перш за все вітчизняних виробників енергетичного обладнання. Заміна імпорتنих турбогенераторів традиційного виконання ТВВ на більш сучасні типу ТАП вітчизняного виробництва дозволить вирішити питання як забезпечення штатних режимів роботи енергоблоків 1000 МВт, так і регулювання напруги в мережах усього західного регіону.

### СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. *Місце ядерної енергетики в енергетичному комплексі України* // Новини енергетики. Спец. вип. Атомна енергетика України. – 2003. – № 7. – С. 15 - 20.
2. *Баталов А.Г., Салимон В.Н.* Баланс интересов. О проблеме дефицита высокоманевренных регулирующих мощностей в ОЭС Украины // Энергетическая политика Украины. – 2004. – № 6.
3. *Федоренко Г.М., Саратов В.А., Чевычелов В.А., Канунникова Р.Е.* Обеспечение безопасности и эффективности работы АЭС в маневренных режимах по реактивной мощности // Новини енергетики. – 2003. – № 6. – С. 50 - 57.
4. *Кузьмін В.В.* Развитие гидроэнергетического потенциала – ключ до вирішення проблеми дефіциту высокоманевренных регулирующих мощностей у ОЭС України // Гідроенергетика України. – 2004. – № 4. – С. 21 - 24.
5. *Dach G., Wegman U.* Strategy of a Global Coal Company for Sustainable Development // 18-th World Energy Congress. – Buenos Aires, 21 - 25 Oct., 2001.
6. *Борисов Н.А.* Проблемы реконструкции ТЭС Украины и пути их решения // Энергетика и электрификация. – 2005. – № 1. – С. 39 - 45.

Надійшла до редакції 22.03.05,  
після доопрацювання - 04.04.05.

**20 9 ОБЩЕСИСТЕМНЫЕ ПРИНЦИПЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОГО И БЕЗОПАСНОГО ГЕНЕ-  
РИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА АЭС УКРАИНЫ**

**Г. М. Федоренко, В. И. Выговский, О. Г. Кенсицкий**

Проанализированы основные проблемы эксплуатации электротехнического оборудования энергоблоков АЭС, связанные со структурой генерирующих мощностей и существующей схемой линий электропередачи Объединенной энергосистемы Украины. Определены направления обеспечения надежного и безопасного генерирования электроэнергии на АЭС – оптимизация структуры мощностей и внедрение принципиально нового электротехническое оборудования.

**20 9 GENERAL PRINCIPLES OF MAINTAINING THE SECURE AND RELIABLE  
POWER GENERATION ON UKRAINIAN NUCLEAR POWER PLANTS**

**G. M. Fedorenko, V. I. Vygovsky, O. G. Kensitsky**

The major problems of the electrical equipment exploitation at the nuclear power plants (NPP) have been analyzed, with an account of generation structure and the transmission lines configuration of the All-Ukrainian Power System. Directions have been elaborated to provide a secure and reliable NPP generation via optimization of the power facilities' structure and the introduction of inherently new equipment.