



ХАЛАТОВ

Артем Артемович — академік НАН України, доктор технічних наук, професор, завідувач відділу високотемпературної термогазодинаміки Інституту технічної теплофізики НАН України



ДОНИК

Тетяна Василівна — кандидат технічних наук, науковий співробітник відділу високотемпературної термогазодинаміки Інституту технічної теплофізики НАН України

МОДУЛЬНІ ЕНЕРГЕТИЧНІ УСТАНОВКИ НА ОСНОВІ ГАЗОВОЇ ТУРБІНИ: ПЕРСПЕКТИВНИЙ ШЛЯХ РОЗВИТКУ ЯДЕРНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ

Виконано розрахунок термодинамічного циклу блока перетворення енергії модульної ядерної енергетичної установки з газоохолоджуванним гелієвим реактором тепловою потужністю 250 МВт у режимі вироблення електроенергії і в комбінованому режимі з виробленням теплової енергії для комунального тепlopостачання. Розглянута енергетична установка працює за складним термодинамічним циклом ГТУ, який являє собою замкнений цикл Брайтона з регенерацією теплоти і проміжним охолодженням робочого тіла в компресорі. Проаналізовано вплив параметрів робочого процесу газотурбінної установки складного термодинамічного циклу Брайтона на показники його ефективності. Показано, що високої ефективності циклу ГТУ з гелієвою турбіною можна досягти лише за умови гранично високих значень ККД усіх елементів ГТУ.

Ключові слова: модульна ядерна енергетична установка, високотемпературний гелієвий реактор, газотурбінна установка, складний термодинамічний цикл Брайтона, термодинамічна ефективність циклу.

У 2018 р. в Україні понад половину електроенергії було вироблено на атомних електростанціях. Коефіцієнт використання їх встановленої потужності становив близько 70%, що свідчить про високий ступінь завантаження АЕС протягом усього року. Однак практично всі 15 блоків АЕС України близькі до вироблення свого експлуатаційного ресурсу (30 років), і в найближчі 15–20 років, навіть враховуючи подовження їхнього ресурсу до 50 років, ці блоки мають бути виведені з експлуатації. На зміну їм прийдуть екологічно чисті та безпечні в експлуатації ядерні енергетичні установки (ЯЕУ) четвертого покоління, які зараз розробляються в США і Росії у рамках міжнародної програми «Ядерні реактори IV покоління» [1, 2].

Однією з перспективних концепцій атомних електростанцій IV покоління є концепція модульного високотемпературного газоохолоджуваного реактора (ВТГР), який наразі розробляється в міжнародному проєкті «Газова турбіна — модульний гелієвий реактор» (ГТ-МГР) [3]. У таких установках робочим

тілом є гелій, який нагрівається в ядерному реакторі зі сферичними тепловидільними елементами. Ядерне паливо міститься всередині сферичних елементів (мікросфер) з багатошаровим (до 8 шарів) керамічним покриттям діаметром близько 1 мм. У разі аварії такого реактора з розльотом тепловидільних елементів на велику відстань сферичні тепловидільні елементи є практично безпечними, оскільки їх можна легко зібрати за допомогою спеціальних роботів, і вони не завдадуть великої шкоди ані людині, ані навколишньому середовищу.

Перетворення енергії нагрітого гелію на механічну і далі — на електричну енергію здійснюється в блоці перетворення енергії (БПЕ). Це турбокомпресор вертикального типу на електромагнітних підшипниках з гелієвою турбіною, двокаскадним осьовим компресором і високоефективним теплообмінним обладнанням. Газотурбінна установка працює за складним замкнутим термодинамічним циклом Брайтона з регенерацією теплоти і проміжним охолодженням гелію в компресорі. Оскільки в активній зоні з графітовим сповільнювачем немає металоконструкцій, можна досягти температури гелію на виході з реактора 850–950 °С. Для підвищення безпеки експлуатації ядерний реактор і гелієву турбіну розміщують у бетонному блоці і встановлюють під землею на достатній глибині.

Газові турбіни сьогодні досягли високого рівня досконалості. Вони мають високий ККД (40% і більше в простому циклі Брайтона), характеризуються експлуатаційною надійністю, тривалим життєвим циклом, мають розвинений сервіс, їх особливістю є також швидкий старт і висока маневреність (до 100%), що дуже важливо для української енергетики. Сьогодні світова газотурбінна промисловість уже надійно освоїла серійне виробництво енергетичних газових турбін потужністю до 375 МВт (Siemens).

Наявні в Україні теплові блоки потужністю 200 і 300 МВт сьогодні практично виробили свій ресурс (100 тис. год). Кілька десятків блоків перевищили термін експлуатації в 200 тис. год, а понад 10 блоків — поза межний термін

експлуатації в 300 тис. год. У 2018 р. на теплову енергетику припадало лише 30% загальної кількості виробленої в Україні електроенергії. Тому для вітчизняної енергосистеми найбільш перспективними видаються ядерні установки тепловою потужністю 200–300 МВт, які можна використовувати і як регіональні енергетичні установки, і у складі енергоблоків великої потужності. За допомогою таких енергоустановок можна оптимально розмістити на території України генеруючі потужності.

Наразі дані щодо розроблених енергетичних установок типу ГТ-МГР є тільки для установки тепловою потужністю 100 МВт [2]. В Інституті технічної теплофізики НАН України проведено багаторічні дослідження з обґрунтування проекту модульної ядерної енергетичної установки ГТ-МГР з високотемпературним гелієвим реактором тепловою потужністю 250 МВт, який працює і в режимі вироблення електроенергії, і в комбінованому циклі з виробленням електричної і теплової енергії [3–5]. Роботи виконувалися за проектом К-5-47/2015 «Оптимізація теплогідравлічних характеристик теплообмінного і парогенеруючого устаткування для високотемпературної газоохолоджуваної ядерної енергетичної установки IV покоління тепловою потужністю 250 МВт» у рамках цільової програми НАН України з ядерної енергетики в 2012–2015 рр.

Схема ГТ-МГР і термодинамічний цикл блока перетворення енергії газотурбінної установки. Енергетична установка ГТ-МГР тепловою потужністю 250 МВт (рис. 1) складається з двох блоків — модульного гелієвого реактора (МГР) і блока перетворення енергії газотурбінної установки (БПЕ-ГТУ), який, у свою чергу, складається з компресорів низького (КНТ) і високого (КВТ) тиску, гелієвої газової турбіни, що розміщена на одному валу з компресорами, регенератора теплоти, попереднього і проміжного теплообмінників і електрогенератора, який приводиться в дію гелієвою турбіною.

Гелієва газотурбінна установка працює за складним замкнутим циклом Брайтона з регенерацією теплоти і проміжним охолодженням

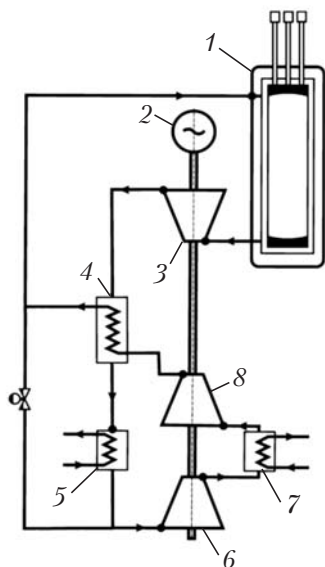


Рис. 1. Схема газової турбіни — модульного гелієвого реактора (ГТ-МГР): 1 — ядерний реактор; 2 — електрогенератор; 3 — гелієва турбіна; 4 — регенератор; 5 — попередній теплообмінник; 6 — компресор низького тиску; 7 — проміжний теплообмінник; 8 — компресор високого тиску

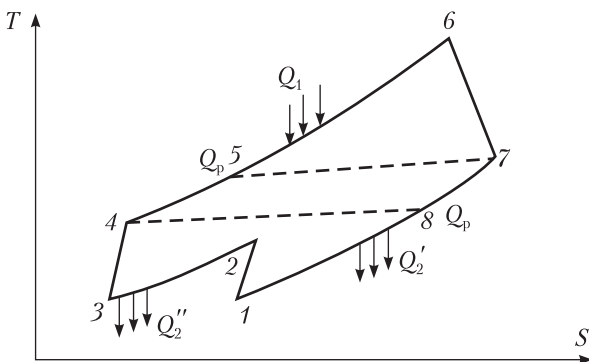


Рис. 2. Складний цикл газотурбінної установки на $T-S$ діаграмі: 1-2 — стиснення в компресорі низького тиску; 2-3 — відведення теплоти в проміжному теплообмінному апараті; 3-4 — стиснення в компресорі високого тиску; 4-5 — підведення теплоти в регенераторі; 5-6 — підведення теплоти в гелієвому реакторі; 6-7 — розширення в турбіні; 7-8 — відведення теплоти в регенераторі; 8-1 — відведення теплоти в попередньому теплообмінному апараті

гелію в компресорі. Використання складного циклу блока перетворення енергії ГТ-МГР, незважаючи на технологічні проблеми його практичної реалізації, є необхідною умовою досягнення високої ефективності ГТУ за порівняно низьких значень максимальної температури циклу ($T_6 = 850-900\text{ }^\circ\text{C}$). $T-S$ діаграму складного термодинамічного циклу наведено на рис. 2.

Установка працює таким чином (рис. 1): нагрітий гелій з реактора 1 надходить до турбіни 3, де після розширення спрямовується до регенератора 4 і далі в попередній теплообмінник 5. Після охолодження в попередньому теплообміннику гелій надходить до компресора низького тиску 6, охолоджується в проміжному теплообміннику 7, далі прямує в компресор високого тиску 8, проходить через регенератор 4 і повертається в реактор. Використання гелію, який має високі значення ізобарної теплоємності і газової сталої, забезпечує відносно невеликі для атомних станцій габарити газової турбіни.

Ядерна енергетична установка може експлуатуватися у двох режимах: у режимі виробництва тільки електроенергії і в комбінованому режимі виробництва електроенергії і комунального теплопостачання. В разі роботи установки в комбінованому режимі теплота відводиться до споживача в мережевих теплообмінниках 5 і 7 (рис. 1). У режимі виробництва електроенергії мережевий контур відключається, а скидна теплота відводиться в навколишнє середовище в градирні.

Ефективність термодинамічного циклу характеризується електричним ККД газотурбінної установки, який розраховується як відношення електричної потужності циклу $N_{ел}$ до теплової потужності реактора Q_p :

$$\eta_{ел} = \frac{N_{ел}}{Q_p}, \tag{1}$$

і коефіцієнтом корисної роботи циклу:

$$\eta_{пр} = \frac{N_{ел}}{L_T G}, \tag{2}$$

де L_T — робота турбіни, Дж/кг, G — витрати гелію, кг/с.

Для підвищення показників термодинамічної ефективності газотурбінної установки в циклі використовують проміжне охолодження гелію в компресорі (процес 2-3 на рис. 2), а також підігрів робочого тіла за компресором за рахунок теплоти відпрацьованого гелію в регенераторі (процес 4-5). Охолодження гелію в попередньому теплообміннику до темпера-

тури T_1 і далі в проміжному теплообміннику до температури T_3 дозволяє зменшити роботу стиснення циклу і збільшити повну питому роботу циклу. Чим нижча температура T_3 , тобто чим глибше проміжне охолодження, тим більшим є зростання питомої роботи циклу.

Глибину проміжного охолодження гелію в компресорі оцінюють за температурним коефіцієнтом проміжного охолодження:

$$\tau_k = \frac{T_3}{T_1}. \quad (3)$$

Підігрів робочого тіла за компресором за рахунок теплоти відпрацьованого гелію в спеціальному теплообміннику (регенераторі) дає змогу істотно підвищити ККД газотурбінної установки. Кількість теплоти, переданої в регенераторі, визначається ступенем регенерації, що являє собою відношення отриманої гелієм теплоти до максимально можливої її кількості при ідеальному регенераторі з нескінченно великою площею поверхні теплообміну:

$$\sigma = \frac{T_5 - T_4}{T_7 - T_4}, \quad (4)$$

де T_5 – справжня температура газу на виході з регенератора (рис. 2). У реальному циклі T_5 завжди менша за T_7 .

Використання регенерації теплоти в циклі дозволяє підвищити термічну ефективність газотурбінної установки, проте в реальних циклах ГТУ ступінь регенерації має гранично досяжне значення, яке залежить від рівня гідравлічних втрат в елементах ГТУ і теплової ефективності регенератора теплоти. Доцільна величина ступеня регенерації залежить від параметрів робочого тіла і визначається за мінімальними приведеними витратами. Як правило, в реальних умовах значення ступеня регенерації перебуває в діапазоні 0,7–0,85.

Результати досліджень. На початковому етапі було розроблено математичну модель складного циклу газотурбінної установки, яка включає послідовний розрахунок параметрів термодинамічного циклу для режиму вироблення електроенергії і для комбінованого режиму. Алгоритм розрахунку циклу Брайтона з

Табл. 1. Вихідні дані для розрахунку циклу газотурбінної установки

Параметри	Режим вироблення електроенергії	Комбінований режим
Теплова потужність реактора, МВт	250	250
Температура гелію на вході в реактор, °С	560	500
Температура гелію на виході з реактора, °С	850	800
Тиск гелію на вході в реактор, МПа	5,0	5,0
Температура гелію на виході з турбіни, °С	585	595
ККД турбіни	0,93	0,93
ККД компресора низького тиску	0,875	0,875
ККД компресора високого тиску	0,85	0,85
Коефіцієнт ефективності регенератора	0,85	0,8
Коефіцієнт ефективності попереднього теплообмінника	0,85	0,815
Коефіцієнт ефективності проміжного теплообмінника	0,85	0,815
Відносні втрати тиску в гарячій магістралі регенератора, %	3,0	3,0
Відносні втрати тиску в холодній магістралі регенератора, %	3,0	1,5
Відносні втрати тиску в гарячій магістралі попереднього теплообмінника, %	3,0	3,0
Відносні втрати тиску в гарячій магістралі проміжного теплообмінника, %	3,0	3,0
Відносні втрати тиску в контурі охолодження реактора, %	5,0	5,0
Температурний коефіцієнт проміжного охолодження в компресорі	1,0	1,048
ККД електрогенератора	0,987	0,987
Ступінь регенерації циклу	0,83	0,493

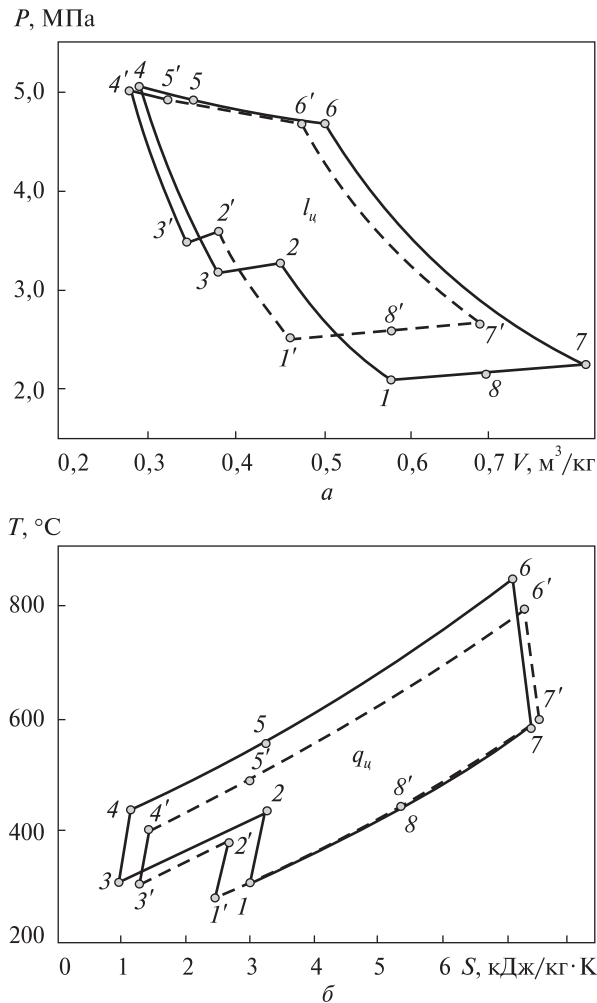


Рис. 3. Діаграми $P-V$ (а) і $T-S$ (б) циклу газотурбінної установки з тепловою потужністю реактора 250 МВт: суцільна лінія – режим вироблення електроенергії; пунктирна лінія – комбінований режим

регенерацією теплоти і проміжним охолодженням повітря в компресорі реалізовано у вигляді комп'ютерної програми Helium v1.2, яка дає змогу в інтерактивному режимі виконувати аналіз роботи ядерної енергоустановки як у режимі вироблення електроенергії, так і в комбінованому режимі. Тестування математичної моделі гелієвої ГТУ здійснювали на основі наявних у літературі даних щодо гелієвого реактора МГР-100 ГТ електричною потужністю 100 МВт [3]. Похибки за електричною і тепловою потужністю установки становили не

Табл. 2. Результати розрахунку циклу газотурбінної установки

Параметри	Режим вироблення електроенергії	Комбінований режим
Необхідні витрати гелію, кг/с	165,94	160,41
Сумарний ступінь підвищення тиску в компресорі	2,397	2,018
Ступінь підвищення тиску в КНТ	1,557	1,465
Ступінь підвищення тиску в КВТ	1,539	1,427
Ступінь зниження тиску в турбіні	2,078	1,78
Робота турбіни, кДж	1376,675	1064,975
Робота циклу, кДж	706,62	439,97
Необхідна потужність регенератора, МВт	123,7	123,7
Необхідна потужність попереднього теплообмінника, МВт	132,74	132,74
Необхідна потужність проміжного теплообмінника, МВт	111,18	65,99
Корисна електрична потужність ГТУ, МВт	115,73	69,66
Корисна теплова потужність ГТУ, МВт	—	182,13
Внутрішній ККД циклу, %	46,9	28,2
Електричний ККД циклу, %	46,3	27,9
Коефіцієнт корисної роботи циклу	50,7	30,5
Ексергетичний ККД циклу	69,7	51,98

більш як 0,5%, за витратами гелію в установці – 1,3%, за електричним ККД – 0,87–1,2%.

Розрахунки проводили для циклу газотурбінної установки модульного гелієвого ядерного реактора тепловою потужністю 250 МВт. Початкові дані для розрахунку циклу ГТУ обирали на підставі аналізу наявних у літературі даних щодо ККД газових турбін і ефективнос-

ті теплообмінників, які відповідають досягнутому технологічному рівню в сучасному газотурбобудуванні (табл. 1). У розрахунках використовували такі значення теплофізичних властивостей гелію: питома теплоємність за сталого тиску – $c_p = 5195$ Дж/кг·К; питома теплоємність за сталого об'єму – $c_v = 3117$ Дж/кг·К; показник адиабати – $k = 1,6667$.

У режимі вироблення електроенергії значення ступеня регенерації приймали рівним 0,83, що відповідає технологічним досягненням у галузі теплообмінного обладнання. Для комбінованого режиму ступінь регенерації становив 0,493, що визначається з умови забезпечення регенеративного циклу в разі зниженого режиму роботи енергетичної установки.

Результати розрахунків циклів для двох розглянутих режимів роботи газотурбінної установки наведено в табл. 2, а розраховані термодинамічні діаграми циклів показано на рис. 3.

Як впливає з отриманих результатів, при тепловій потужності реактора 250 МВт у режимі вироблення електроенергії електрична потужність установки становить 115,73 МВт, а електричний ККД – 46,3%. Необхідна потужність теплообмінного обладнання БПЕ-ГТУ становить: регенератора – 123,7 МВт; попереднього теплообмінника – 132,74 МВт; проміжного теплообмінника – 111,18 МВт.

У комбінованому режимі корисна електрична потужність становить 69,66 МВт з електричним ККД – 27,86%, корисна теплова потужність – 182,13 МВт, необхідні потужності регенератора, попереднього і проміжного теплообмінників становлять 123,7; 132,74 і 65,99 МВт відповідно.

Для сучасного теплообмінного обладнання значення ступеня регенерації і температурного коефіцієнта проміжного охолодження в компресорі становлять, відповідно, 0,83 і 1,0. Однак досягнення цих значень є технологічно складним і економічно витратним завданням. У зв'язку з цим було вивчено вплив ступеня регенерації теплоти і температурного коефіцієнта проміжного охолодження в компресорі на показники ефективності газотурбінної установки в режимі вироблення електроенергії.

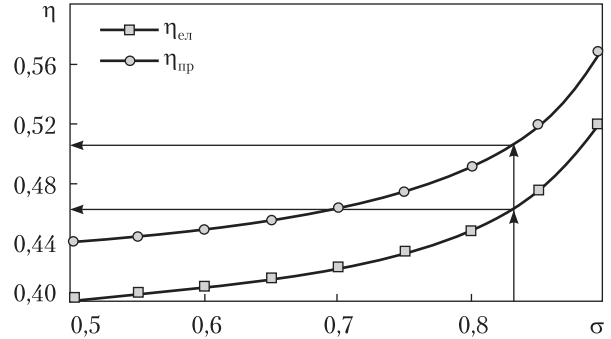


Рис. 4. Залежність ККД газотурбінної установки від ступеня регенерації теплоти в циклі для режиму вироблення електроенергії ($\tau_k = 1,0$)

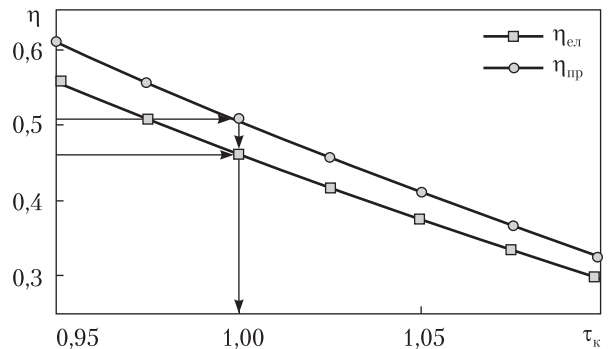


Рис. 5. Залежність ККД газотурбінної установки від температурного коефіцієнта проміжного охолодження в компресорі ($\sigma = 0,83$)

На рис. 4 наведено дані щодо впливу ступеня регенерації теплоти на величину електричного ККД газотурбінної установки і коефіцієнта корисної роботи циклу. Розрахунки проводили для значення температурного коефіцієнта проміжного охолодження в компресорі $\tau_k = 1,0$. Можна бачити, що зменшення ступеня регенерації теплоти від значення 0,83 до 0,7 приводить до зниження електричної потужності на 10%. Водночас збільшення ступеня регенерації вище від 0,83 зумовлює значне зростання необхідної площі поверхні і маси теплообміну в регенераторі. Отже, значення ступеня регенерації $\sigma = 0,83$ є необхідною умовою для отримання високих значень ККД. З рис. 4 також випливає, що електричний ККД

газотурбінної установки в середньому на 10 % менший, ніж коефіцієнт корисної роботи циклу, оскільки частина повної роботи турбіни використовується для приводу двокаскадного компресора ГТУ.

На рис. 5 наведено залежності електричного ККД і ККД корисної роботи газотурбінної установки від температурного коефіцієнта проміжного охолодження гелію в компресорі (при $\sigma = 0,83$). З цих даних випливає, що для досягнення високого значення ККД циклу (46,3 %) температурний коефіцієнт проміжного охолодження в компресорі має бути близьким до 1,0.

Висновки. У разі роботи в режимі вироблення електроенергії корисна електрична потужність модульної ядерної установки тепловою потужністю 250 МВт становить 115,73 МВт з електричним ККД 46,3%. У комбінованому режимі електрична потужність становить

69,66 МВт з електричним ККД 27,86%. При цьому корисна теплова потужність для використання в комунальному теплопостачанні дорівнює 182,13 МВт.

У режимі вироблення електроенергії теплова потужність регенератора становить 123,7 МВт, попереднього теплообмінника — 132,74 МВт, проміжного теплообмінника — 111,18 МВт; у комбінованому режимі — 123,7; 132,74 і 65,99 МВт відповідно.

Високої ефективності циклу газотурбінної установки з гелієвою турбіною можна досягти лише за умови гранично високих значень ККД всіх елементів ГТУ: компресора, газової турбіни, а також використовуваного в її конструкції високотемпературного теплообмінного обладнання. Зокрема, ступінь регенерації теплоти має бути не нижчим від 0,83, а температурний коефіцієнт проміжного охолодження в компресорі — на рівні 1,0.

REFERENCES

[СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ]

1. Zgliczynski J.B., Silady F.A., Neylan A.J. The Gas Turbine-Modular Helium Reactor (GT-MHR) High Efficiency, Cost Competitive, Nuclear Energy for the Next Century. In: *General Atomics: Proc. Int. Topical Meeting on Advanced Reactor Safety* (April 17–21, 1994, Pittsburgh, PA).
2. LaBar M.P., Shenoy A.S., Simon W.A., Campbell E.M. Status of the GT-MHR for Electricity Production. In: *Proc. World Nuclear Association Annual Symposium* (September 3–5, 2003, London).
3. Stolyarevsky A.Ya., Kodochigov N.G., Vasyaev A.V., Golovko V.F., Ganin M.E. Primeneniye vysokotemperaturnykh modulnykh geliyevykh reaktorov dlya teplosnabzheniya energoyomkikh proizvodstv (The use of high-temperature modular helium reactors for heating energy-intensive industries). *Novosti teplosnabzheniya*. 2011. (2): 39. [Столяревский А.Я., Кодочигов Н.Г., Васяев А.В., Головко В.Ф., Ганин М.Е. Применение высокотемпературных модульных гелиевых реакторов для теплоснабжения энергоёмких производств. *Новости теплоснабжения*. 2011. № 2. С. 39–43.]
4. Arsenyev L.V., Tyryshkin V.G., Bogov I.A. et al. *Statsionarnyye gazoturbinnyye ustanovki (Stationary gas turbine installations)*. Leningrad: Mashinostroyeniye, 1989. [Арсеньев Л.В., Тырышкин В.Г., Богов И.А. и др. *Стационарные газотурбинные установки*. Л.: Машиностроение, 1989.]
5. Chichindayev A.V. *Optimizatsiya kompaktnykh plastinchato-rebristykh teploobmennikov*. Novosibirsk, 2003. [Чичиндаев А.В. *Оптимизация компактных пластинчато-ребристых теплообменников*. Часть I. Теоретические основы: уч. пособ. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003.]

A.A. Khalatov

Institute of Engineering Thermophysics of the National Academy of Sciences of Ukraine (Kyiv)
National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute» (Kyiv)

T.V. Donyk

Institute of Engineering Thermophysics of the National Academy of Sciences of Ukraine (Kyiv)
National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute» (Kyiv)
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-1862-0534>

THE MODULAR POWER PLANTS, BASED ON GAS TURBINE:
THE WAY FORWARD FOR THE NUCLEAR ENERGY DEVELOPMENT

The thermodynamic cycle analysis was performed of power conversion block of the modular nuclear power plant with helium-cooled nuclear reactor thermal power of 250 MWt. This unit operates at the mode of electricity production, as well as at the combined mode with electricity and thermal energy production for community heating. The power plant is based on a complex gas turbine cycle which represents a closed regenerative Brayton cycle with intermediate helium cooling in the compressor. An analysis is given of gas turbine cycle parameters which influence greatly its efficiency. It is shown the best gas turbine cycle efficiency with helium gas turbine can be achieved only at extremely high efficiency of all elements of power conversion block.

Keywords: modular nuclear power plant, high-temperature helium reactor, gas turbine, complex thermodynamic Brayton cycle, thermodynamic efficiency.