

Техніка і технології

УДК 621.438

КОГЕНЕРАЦІЙНО-УТИЛІЗАЦІЙНІ ТЕХНОЛОГІЇ ТА ЕФЕКТИВНІСТЬ ЇХ РЕАЛІЗАЦІЇ В ГАЗОТУРБІННИХ УСТАНОВКАХ

Р.М. Говдяк

ТОВ «ІК «Машекспорт», 04655, Київ, Кудрявський узвіз, 7, тел. (044) 4980273,
e-mail: office@ik-me.com

Розглянуто стан та розвиток газотурбінних установок і розроблених на їх базі когенераційно-утилізаційних технологій та установок для вироблення електричної, механічної і теплової енергії. Проведено аналіз і відображено енергійну ефективність застосування таких технологій на конкретних прикладах створення комбінованих установок. Дано оцінку залишкового теплового потенціалу викидних газів газоперекачувальних агрегатів України і виявлено шляхи його використання для когенерації енергії.

Ключові слова: газотурбінна установка, компресорна станція, когенераційно-утилізаційні технології, залишковий тепловий потенціал.

Рассмотрено состояние, развитие газотурбинных установок и разрабатываемых на их базе когенерационно-утилизационных технологий и установок для выработки электрической, механической и тепловой энергии. Проведен анализ и показана энергетическая эффективность применения таких технологий на конкретных примерах создания комбинированных установок. Дана оценка остаточного теплового потенциала выхлопных газов газоперекачивающих агрегатов Украины и показаны пути его использования для когенерации энергии.

Ключевые слова: газотурбинная установка, компрессорная станция, когенерационно-утилизационные технологии, остаточный тепловой потенциал.

The condition, development of gas-turbine units, cogeneration and utilization of technologies and units developed on their basis for generation of electric, mechanical and heat energy were examined. Analysis was carried out and energy efficiency of such technologies was shown on the actual examples of combination units development. Residual heat potential of exhaust gases of gas-compressor units in Ukraine was assessed and the ways of its use for energy cogeneration were shown.

Key words: gas-turbine unit, compressor station, cogeneration and utilization technologies, residual heat potential.

Стан та розвиток газотурбінних та комбінованих установок

Застосування когенераційно-утилізаційних технологій на базі газотурбінних установок (ГТУ) у великій та малій енергетиці, промисловості і газотранспортних системах є ефективним напрямом термодинамічного форсування ГТУ (збільшення їх енергетичної ефективності та одиничної потужності), а також економії первинних енергоресурсів та зменшення витрат на виробництво механічної, електричної або теплової енергії за рахунок зниження споживання дефіцитного і високовартісного природного газу.

Перспективність використання когенераційно-утилізаційних технологій на базі ГТУ визначається (в більшості випадків) простотою

можливих технічних рішень в силу термодинамічної «пластичності» газотурбінного циклу (цикл Брайтона), а також широкою різноманітністю варіантів енергетичної та теплосилової установок, трансформованих на основі ГТУ.

На базі циклу Брайтона реалізуються складні газотурбінні установки з високими техніко-економічними показниками: цикл з регенерацією, цикли з проміжним охолодженням компресорного повітря і проміжним підігрівом продуктів згоряння та ін. З цією ж метою здійснюється комбіноване використання ГТУ з іншими типами енергетичних і теплосилової установок, у тому числі ГТУ з вільно-поршневими генераторами газу, бінарні парогазові і монарні газопарові установки, а також ГТУ у складі термоелектричних генераторів.

Один з основних недоліків газотурбінного циклу Брайтона - висока температура газів на викиді ГТУ при відповідних умовах є стимулом істотного підвищення ефективності спалювального в камері згоряння ГТУ палива за рахунок установки в газоході ГТУ: теплофікаційних теплообмінників, підігрівачів мережної води, котлів-утилізаторів (з метою вирішення проблем теплофікації або отримання для технологічного використання гарячої води, насиченої і перегрітої пари або інших теплоносіїв).

Потенціал ефективного використання ГТУ розкритий ще не повною мірою і до стримуючих факторів належать: певна недооцінка перспективності застосування ГТУ в енергетиці, промисловості та комунальному господарстві; недостатня вивченість методів і способів термодинамічного форсування ГТУ-технологій та термодинамічного аналізу прийомів енергетичного вдосконалення не тільки базового циклу ГТУ (із згорянням при постійному тиску), але і широкої різновидності комбінованих на основі використання циклу Брайтона енергетичних, теплосилових і теплових установок.

До цього слід віднести специфічність вимог, які пред'являються до паливних пристроїв в системах допалювання палива на вихлопі ГТУ і непридатність традиційних (вихрових) технологій організації спалювання вуглеводневих палив при реалізації когенераційно-утилізаційних методів термодинамічного форсування газотурбінних установок.

Важливою умовою успішної реалізації когенераційно-утилізаційних технологій на базі ГТУ є забезпечення їх високої екологічної безпеки.

У другій половині минулого століття відбулося конкурентне «змагання» у світовій енергетиці між паротурбінними і газотурбінними технологіями перетворення хімічної енергії палива в інші види енергії.

Паротурбінна технологія на початку зазначеного періоду мала «панівний» характер і розвивалася в напрямку підвищення параметрів свіжої пари починаючи від середніх і високих, закінчуючи межею критичних (досягнувши в 90-х роках минулого сторіччя понад критичних). Одночасно з цим відбулося і істотне ускладнення технологічної схеми паротурбінних установок (ПТУ) в результаті приєднання до циліндрів високого, середнього та низького тиску, характерних для ПТУ з критичними параметрами, циліндра надвисокого тиску; появи іншого проміжного перегріву пари; доведення в системі регенеративного підігріву живильної води кількості нерегульованих відборів пари до 10 і істотного підвищення вакууму в конденсаторі (за рахунок використання в циркуляційному контурі конденсатора холодної морської води).

Найбільш економічними вважаються теплофікаційні блоки на надвисокі параметри пари, розроблені концерном GEC - ALSTOM [1, 2] на базі парових турбін фірми ABB, що встановлені на датських ТЕЦ. Потужність таких ПТУ на конденсаційному режимі роботи становить

410 МВт при тиску свіжої пари $p_0 = 28,5$ МПа, температурі перегріву $t_0 = 580/580/580$ °С і тиску в конденсаторі $p_K = 2,1...2,35$ кПа. При роботі такої ПТУ на вугіллі ККД нетто становить 46...47% (залежно від тиску в конденсаторі), а на природному газі цей ККД досягає 49%. Відповідно до програми Євросоюзу «Термо» ведеться розробка енергоблоку на параметри $p_0 = 37,5$ МПа, $t_0 = 700...720$ °С з подвійним промперегрівом пари до 720 °С, з тиском в конденсаторі $p_K = 1,5...2,1$ кПа, ККД якого передбачається довести до 52...55% [3]. Аналогічні програми існують і успішно реалізуються в США та Японії.

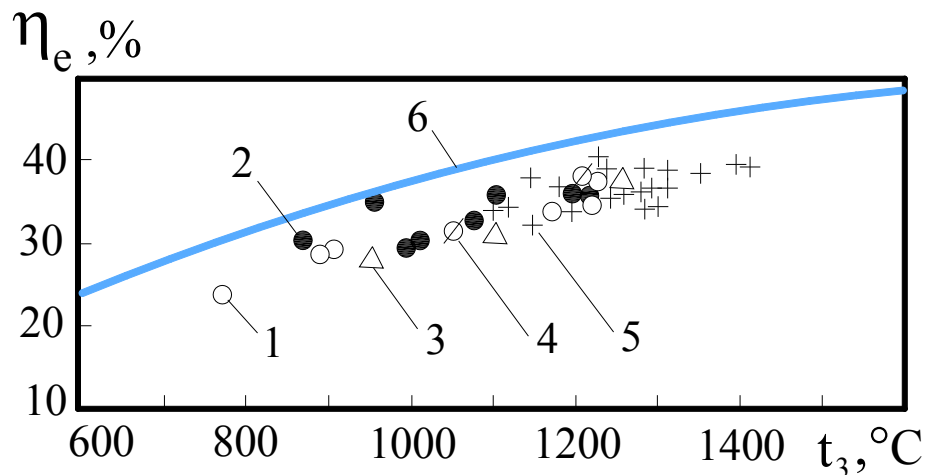
Інтенсивне розроблення і впровадження газотурбінних установок енергетичного та промислового призначення почалося на початку 50-х років, що було обумовлено накопиченим на той момент досвідом авіаційного газотурбобудування, а також потребами розвитку газової промисловості [4].

Шлях розвитку стаціонарного газотурбобудування до кінця ХХ століття можна розділити на два періоди. Перший характеризується пошуком раціональних технологічних схем і конструктивних рішень основних елементів ГТУ, виготовленням і випробуванням їх головних примірників і налагодженням випуску невеликих промислових партій. На початку 60-х років почалося серійне виробництво ГТУ наземного призначення і до кінця 60-х років відбулося суттєве зростання кількості виготовлених газотурбінних блоків: від 273 примірників у 1961 році до 437 – у 1964 році, що відповідає середньому темпу зростання – 41 прим./рік.

На межі 70-80-х років в результаті Світової енергетичної кризи відбулося істотне падіння обсягів випуску ГТУ і цей період розвитку стаціонарного газотурбобудування характеризується різким спадом їх виробництва аж до 1983 року, коли було зафіксовано випуск 378 ГТУ (на 164 прим. менше, ніж у 1964). З цього моменту починається поступове зростання випуску ГТУ стаціонарного типу і вже в 1998 році їх річний випуск зріс до 750-ти примірників, що вдвічі перевищує показник випуску після кризового періоду, але досягнутий темп зростання випуску (25 прим./рік) значно поступається відповідному показнику докризового періоду (41 прим. / рік).

Прогнозом поставок енергетичних і промислових ГТУ на початок ХХ ст. передбачається подальше зменшення їх виробництва до 300 ГТУ на рік, що вдвічі менше щорічного випуску енергетичних ГТУ, який був досягнутий за останні п'ятнадцять років минулого століття [4].

Існуюче зниження попиту на ГТУ наземного призначення пояснюється глобальною економічною та енергетичною кризою, нестабільністю на світовому валютному ринку, тенденцією подорожчання енергоносіїв, товарів і послуг, а також проблемами термодинамічного та технологічного характеру, що виникають під час реалізації головного напрямку підвищення енергетичної ефективності газотурбінних уста-



1 – ВАТ «Турбоатом» (м. Харків), 2 – ДП НВКГ "Зоря-Машпроект" (м. Миколаїв);
3 – ВО «ЛМЗ» (Росія); 4 – «Рибінські мотори» (Росія), 5 – фірми: General Electric, Mitsubishi;
Siemens; ABB; Westinghouse; 6 – границя максимального рівня ККД

Рисунок 1 – Залежність ефективного ККД ГТУ простої схеми від початкової температури циклу

новок на основі виробництва високотемпературних ГТУ простої схеми [5].

У цьому напрямку за останнє 30-річчя минулого століття було подолано температурний бар'єр у 1000 °C і досягнута температура перед турбіною ГТУ 1410 ... 1430 °C, в результаті чого ККД енергетичних ГТУ зріс з 30 до 40%, а їх одинична потужність збільшилася з 50 до 500 МВт і більше. Однак, перспективність подальшого зростання початкової температури до рівня $t_3 = 1600$ °C і більше в ГТУ наземного призначення підлягає сумніву, що ілюструється даними, зображеними на рис. 1 і 2.

Як видно, при зростанні t_3 до 1200 °C і вище спостерігається ефект термодинамічного «насичення», існування якого можна пояснити випереджаючими темпами зростання необоротних термодинамічних втрат в елементах і трактах газотурбінної установки в порівнянні з реальним темпам зростання ККД ГТУ простої схеми. При цьому підвищення температури від рівня $t_3 = 600$ °C до 700 °C С призводить до абсолютного зростання ККД ГТУ ($\Delta\eta_e$) на ~ 4% і відносного ($\delta\eta_e = \Delta\eta_e/\eta_e$) на 16%, а при збільшенні температури t_3 на ті ж 100 °C (від рівня $t_3 = 1300$ °C к $t_3 = 1400$ °C) Абсолютний ККД підвищується тільки на 2% та його відносний приріст не перевищує 3%. Крім того, має місце "недобір" ефективності високотемпературних ГТУ внаслідок зменшення в них реального ступеня підвищення тиску в порівнянні з оптимальним рівнем, при якому досягається максимальний ККД установки.

Реалізація в ГТУ стаціонарного типу рівня $t_3 = 1600$ °C і вище вимагає подолання та вирішення ряду технологічних проблем, які обумовлені необхідністю:

- розроблення ефективних систем охолодження соплового апарату (СА) та інших високотемпературних елементів конструкції високотемпературних газових турбін;

- створення автоматизованих систем управління технологічними процесами ГТУ з вбудованими модулями аналізу та прогнозування, які повинні працювати на основі прямого вимірювання температури металу СА, а також забезпечувати комплексну регуляцію подачі палива по трактах камери згоряння ГТУ на змінних режимах її експлуатації;

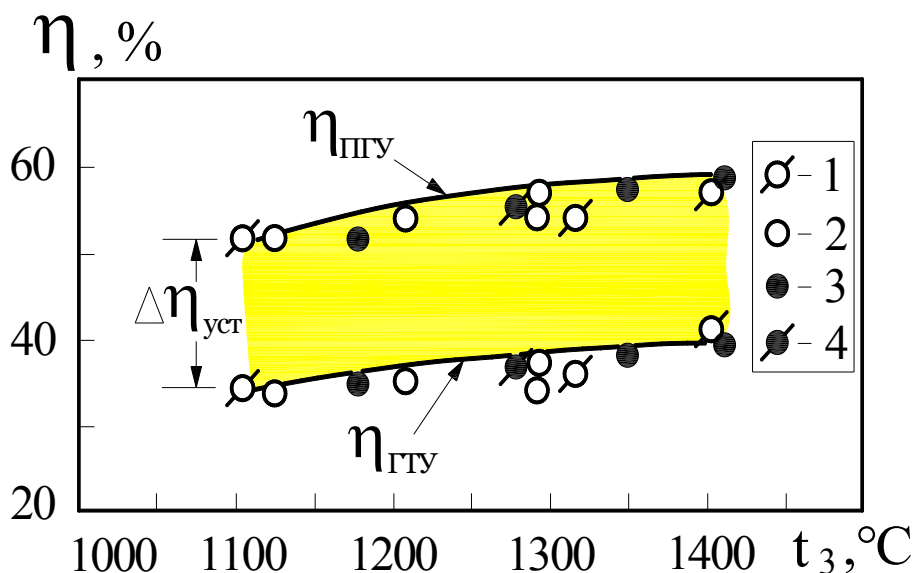
- освоєння технологій виготовлення монокристалічних лопаток, а також спеціальних термостабільних і антикорозійних покриттів високотемпературних елементів конструкції ГТУ [5].

Зазначені обставини визначають необхідність пошуку інших методів і засобів підвищення енергетичної ефективності газотурбінних установок, серед яких найбільш ефективними є такі, що базуються на утилізації їх високого залишкового теплового потенціалу викидних газів і застосування когенераційно-утилізаційних принципів термодинамічного форсування комбінованих на базі ГТУ установок.

Сукупність таких методів і засобів можна розділити на два напрями, які базуються на основі внутрішньо-і зовнішньо циклової утилізації енергії викидних газів ГТУ.

До першого напрямку відносяться ГТУ з регенерацією на визоді і з проміжною регенерацією [3], а також ГТУ з турбіною перерозширення [4].

Вже в початковому періоді розвитку газотурбобудування (середина 50-х років ХХ століття) характерним було переважне застосування регеративних ГТУ, коли, наприклад, серед 18 типорозмірів установок, розроблених газотурбінними заводами СРСР, 13 були регеративними [5]. Недоліки існуючих на той час регенераторів (конструктивного і експлуатаційного характеру) призвели до поступової відмови від їх широкого застосування і в системі Мінгазпрому СРСР, навіть з'явилася тенденція відключення регенераторів від працюючих ГТУ.



1 - General Electric, 2 - Mitsubishi, 3 - Siemens, 4 - Westinghouse
 Рисунок 2 – Вплив температури t^3 на ККД ГТУ і БПГУ фірм

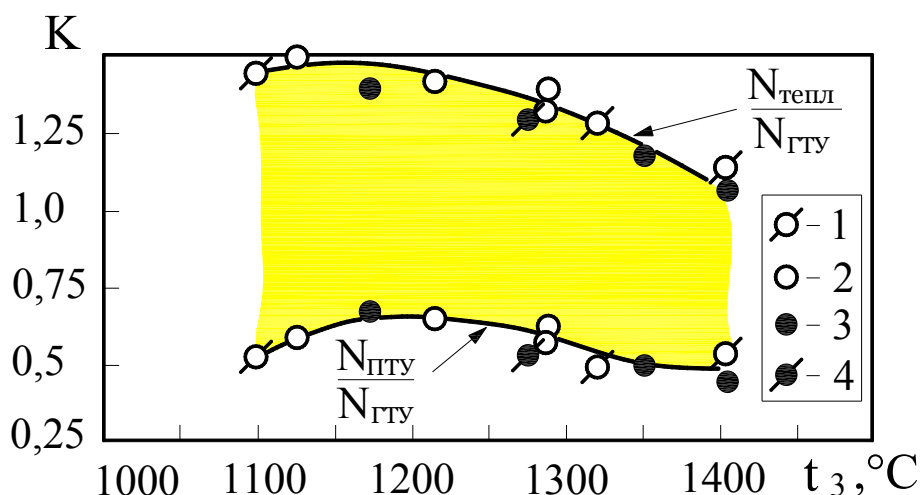


Рисунок 3 – Питома теплова потужність викидних газів ГТУ і електрична БПГУ при зміні температури t^3 (позначення на рис. 2)

З середини 70-х років минулого сторіччя в результаті виникнення Світової енергетичної кризи та суттєвого зростання цін на енергоносії з'явилася тенденція доукомплектування регенераторами діючих ГТУ. Ряд фірм: «Нуово-Піньоне» (на ГПА ГТК-10I), «ЕКOL» (на ГТУ FRAME) і ВАР "Турбоатом" (на енергетичній установці ГТЕ-45-3М) довели можливість підвищення ККД на 8...10% за рахунок дооснащення ГТУ вискоелективними регенераторами. На той час серед парку газоперекачувальних агрегатів (ГПА) Західної Європи 12% ГПА були регенеративного типу, а в Північній Америці кількість таких ГПА становило 50%.

Ще більш ефективним є застосування методів зовнішньочиклової утилізації теплового потенціалу викидних газів ГТУ. Поєднання газозаходу газотурбінної установки з водяним або паровим котлом-утилізатором створює умови для виробництва гарячої води для систем

децентралізованого теплопостачання або пари технологічного призначення, а поєднання теплоутилізаційного контуру парового котла-утилізатора з відповідним контуром парової турбіни сприяє додатковому виробництву електричної енергії у складі бінарної парогазової установки (БПГУ).

Інтенсивне застосування БПГУ у світовій енергетиці почалося на початку 90-х років минулого століття, що дало змогу істотно підвищити їх енергетичну ефективність і одиничну потужність (рис. 2 і 3).

Як видно з рис. 3, в інтервалі температур $t_3 = 1100...1410^\circ\text{C}$ спостерігається зростання ККД ГТУ від $\sim 34\%$ до $\sim 39\%$ при відповідному рівні підвищення ККД БПГ від $\sim 52\%$ до $\sim 58\%$ і середньому збільшенні ККД БПГУ ($\Delta\eta = \eta_{\text{БПГУ}} - \eta_{\text{ГТУ}}$) приблизно на 18%. Бінарні парогазові установки досягли (при $t_3 = 1100...1200^\circ\text{C}$) і навіть значно перевищують

Таблиця 1 – Техніко-економічні характеристики сучасних ГТУ і розроблених на їх базі бінарних парогазових установок

| Показник | Підприємства і типорозмір ГТУ | | | | | | | | | |
|-----------------------------------|-------------------------------|--------|----------|----------|------------|--------|---------|---------|-------|-----------------|
| | General Electric | | | | Mitsubishi | | | Siemens | | WG ¹ |
| Тип ГТУ | PG6101FA | PG917E | PG923E C | PG351F A | MW701DA | MW701F | MW701FG | V64.3A | V94.2 | W401 |
| Потужність, МВт | 70,1 | 123,4 | 169,2 | 255,6 | 144,1 | 270,3 | 334 | 70 | 159 | 85,9 |
| Витрати повітря, кг/с | 205,2 | 404,1 | 499 | 645,6 | 445,4 | 652,4 | 737,8 | 190,2 | 513,9 | 228,9 |
| ККД ГТУ, % | 34,2 | 33,8 | 34,9 | 36,9 | 34,8 | 38,2 | 39,5 | 36,5 | 34,5 | 36,6 |
| $t_3, ^\circ\text{C}$ | 1290 | 1124 | 1204 | 1290 | 1180 | 1350 | 1410 | 1315 | 1100 | 1280 |
| $t_4, ^\circ\text{C}$ | 589 | 538 | 558 | 609 | 536 | 586 | 587 | 571 | 538 | 573 |
| ККД ТУК, % | 0,81 | 0,77 | 0,8 | 0,81 | 0,8 | 0,78 | 0,77 | 0,8 | 0,8 | 0,8 |
| $N_{\text{тепл}}/N_{\text{ГТУ}}$ | 1,5 | 1,51 | 1,42 | 1,35 | 1,42 | 1,21 | 1,08 | 1,34 | 1,49 | 1,32 |
| $N_{\text{ПГУ}}$, МВт | 109,2 | 192 | 259,3 | 395,9 | 212,5 | 399 | 4844 | 99,5 | 242 | 125,8 |
| $N_{\text{ГТУ}}$, МВт | 69,1 | 121,6 | 166,6 | 254,1 | 142,1 | 266,1 | 328,9 | 67,5 | 154 | 83,3 |
| $N_{\text{ПГУ}}$, МВт | 40,1 | 70,4 | 96,6 | 141,8 | 70,4 | 132,9 | 155,5 | 32 | 88 | 42,5 |
| $N_{\text{ПГУ}}/N_{\text{ГТУ}}$ | 0,63 | 0,58 | 0,64 | 0,56 | 0,67 | 0,5 | 0,47 | 0,47 | 0,52 | 0,51 |
| $N_{\text{р.т.п}}/N_{\text{ГТУ}}$ | 1,76 | 1,85 | 1,68 | 1,58 | 1,68 | 1,47 | 1,33 | 1,59 | 1,76 | 1,56 |
| $N_{\text{р.т.п}}/N_{\text{T}}$ | 0,6 | 0,62 | 0,59 | 0,58 | 0,64 | 0,56 | 0,52 | 0,58 | 0,61 | 0,57 |
| ККД ПТУ, % | 38 | 37,8 | 40 | 41 | 34,5 | 40,5 | 43 | 34 | 37 | 37,4 |
| ККД ПГУ, % | 53,2 | 52 | 54 | 56,7 | 51,4 | 56,9 | 58 | 53,7 | 52,1 | 54,3 |
| $\Delta\eta_{\text{уст}}$, % | 19 | 18,2 | 19,1 | 19,8 | 16,6 | 18,7 | 18,5 | 17,2 | 17,6 | 17,7 |
| $\eta_{\text{г.тр}}$, % | 0,985 | 0,985 | 0,994 | 0,986 | 0,984 | 0,985 | 0,964 | 0,968 | 0,97 | 0,97 |

(при $t_3 = 1410^\circ\text{C}$) рівень ККД ПТУ, які працюють на надвисоких параметрах пари, їх потужність: 345 МВт на базі ГТУ 501G (Mitsubishi) і 484 МВт на базі ГТУ MW701FG (Westinghouse) зрівнялася (у моноблочному варіанті) з рівнем потужності ПТУ GEC - ALSTOM [2], а при застосуванні компоновальних схем з двох (чи трьох) ГТУ і однієї ПТУ сприяє подальшому збільшенню одиничної потужності БПГУ в два рази (схема - 2х ГТУ + ПТУ) або втричі (схема - 3х ГТУ + ПТУ).

Характеристики газотурбінних і створених на їх базі парогазових установок передових зарубіжних фірм зведено в таблиці 1.

Істотними недоліками бінарних парогазових установок є низька частка потужності парової турбіни щодо потужності ГТУ ($N_{\text{ПГУ}}/N_{\text{ГТУ}}$ на рис. 3), зниження рівня реалізованого теплового потенціалу викидних газів щодо потужності ГТУ ($N_{\text{тепл}}/N_{\text{ГТУ}}$ на рис. 3) при $t_3 > 1200^\circ\text{C}$, а також істотне підвищення габаритними показниками, що можна проілюструвати на прикладі

БПГУ потужністю 325 МВт (розробка - ДП НВКГ "Зоря-Машпроект») на базі двох газових турбін ГТГ-110 і парової турбіни К-100-6, 4 (ІПО ЛМЗ, Росія), яка має такі масові габаритні показники основного обладнання:

- маса двох ГТУ ГТГ-110 становить 100 т при довжині кожної установки 7 м і її максимальному діаметрі 3,5 м;

- маса турбіни К-100-6, 4 дорівнює 400 т при габаритах - 16,8 x 7, 5 x 5, 5 м;

- двокорпусний котел-утилізатор має масу металевої частини 2370 т при габаритах кожного корпусу - 23,2 x 12, x 23 м.

Питома металоємність ГТУ ГТГ-110 становить $\sim 0,5$ т / МВт при питомій теплоємності ПТУ з ТУК ~ 28 т / МВт, що означає збільшення металоємності БПГУ майже в 60 разів.

Суттєвою перешкодою щодо подальшого зростання ККД БПГУ є існування своєрідного теплоутилізаційного «бар'єра», суть якого полягає в наявності диспропорції при використанні теплового потенціалу викидних газів (ВГ)

у теплоутилізаційному контурі (ТУК) і потенціалі хімічної енергії палива (ХЕП) в камері згоряння ГТУ.

Якщо досягнутий рівень використання теплового потенціалу (ВГ) в ТУК становить 90%, то відповідний рівень використання ХЕП не перевищує 30%.

На підставі виконаного аналізу перспектив використання газотурбінних установок в енергетиці та промисловості можна зробити висновки про високу конкурентоздатності як самих газотурбінних установок, так і комбінованих на їх основі теплосилових установок широкого енергетичного та промислового призначення.

Зокрема, технічні можливості бінарних парогазових установок дають змогу досягти рівня ККД 60%, що перевищує відповідний показник суперсучасних паротурбінних установок з надвисокими параметрами пари.

Перехід на наступний рівень ККД – 70% можливий на основі застосування монарних газопарових технологій (цикл STIG і особливо «Водолій»), але реалізація цього переходу вимагає вирішення низки науково-технічних завдань, які стосуються: створення камер згоряння «стехіометричного» типу, розроблення ефективної газопарової турбіни з високою об'ємною втратою робочого тіла і методів подолання теплоутилізаційного «бар'єру» у теплоутилізаційному контурі монарної ГТУ [6 - 10].

Великі можливості економії дефіцитного природного газу містяться у використанні теплофікаційних ГТУ, що працюють на основі утилізації залишкового теплового потенціалу викидних газів, у тому числі з можливістю додаткового вироблення теплової енергії (когенерацію) за рахунок допалювання в газозоді ГТУ природного газу з можливим заміщенням природного газу газами-замінниками промислового, природного і біологічного походження.

Перспективи розвитку когенераційно-утилізаційних технологій в енергетиці, промисловості та газотранспортній системі України визначаються наявністю власної виробничої та проектно-конструкторської бази в складі виробничих об'єднань і комплексів, що займаються розробкою і виробництвом сучасних газотурбінних двигунів, у тому числі: ДП «Зоря-Машпроект», ВАТ «Турбоатом», ДП «Івченко-Прогрес», «Сумське НВО ім. М.В.Фрунзе» [11-14].

Державне підприємство «Івченко-Прогрес» провадить розробки енергозберігаючої техніки індустріального застосування, в тому числі розроблені цим підприємством газотурбінні установки для газоперекачувальних агрегатів потужністю від 4 до 10 МВт мають ефективний ККД на рівні 31...36% [14].

«Сумське НВО ім. М.В.Фрунзе» провадить успішні розробки із створення бінарних парогазових установок, що працюють на пентановому циклі, використання яких є ефективним під час утилізації «бросового» низькотемпературного теплового потенціалу різних промислових виробництв.

Державним підприємством «Зоря-Машпроект» освоєно і серійно випускаються газотурбінні двигуни потужністю від 1,6 до 110 МВт. Вони придатні для створення досить економічних парогазових ТЕС і ТЕЦ та реконструкції існуючих станцій шляхом надбудови ними діючих паротурбінних блоків і котелень. Цим же підприємством розроблені різні варіанти термодинамічного форсування ГТУ на основі використання різних методів утилізації та когенерації енергії на базі сімейства газотурбінних двигунів UGT потужністю від 6 до 110 МВт [11], технологічні схеми яких зображено на рис. 4–8.

Розвиток когенераційно-утилізаційних технологій в країнах Європейського Союзу

Термін «когенерація», який широко використовується в енергетичній галузі, визначає неоднозначне трактування великої кількості методів і способів термодинамічного форсування теплосилових установок. У буквальному сенсі даного поняття англійський термін «cogeneration» стосовно енерготехнологій визначає «поєднане виробництво» різних видів енергії: наприклад, електричної та теплової

Аналогом цьому поняттю є широко використовувана в паротурбінних установках технологія спільного (або комбінованого) виробництва теплової та електричної енергії.

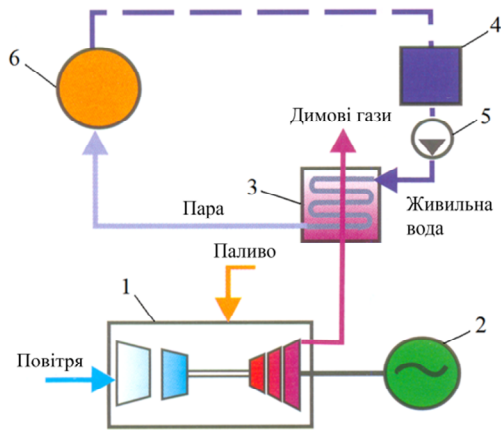
Паралельно з технологіями комбінованого виробництва електричної та теплової енергії існують і утилізаційні технології підвищення енергетичної ефективності теплосилових установок. Такі технології широко використовуються як в паротурбінних, так і в газотурбінних установках і можуть бути внутрішньо та зовнішньоцикловими.

У паротурбінних установках внутрішньоциклові утилізаційні технології застосовуються при регенеративному підігріві живильної води за рахунок утилізації теплоти пари, що відбирається з проміжних нерегульованих відборів. Аналогічна внутрішньоциклова технологія утилізації теплоти викидних газів застосовується в регенеративних ГТУ.

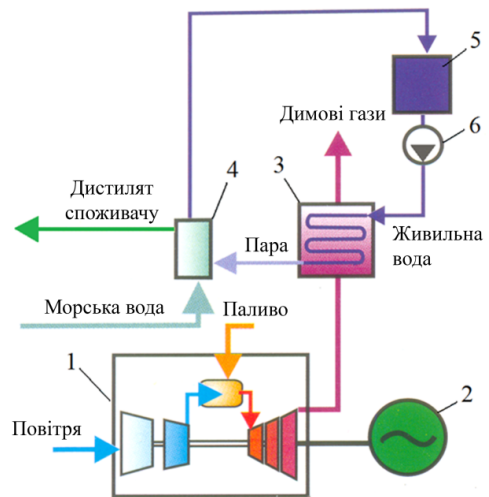
Зовнішньоциклові утилізаційні технології підвищення ефективності використання палива застосовуються в конденсаційних ПТУ, що працюють з погіршеним вакуумом в конденсаторі, в ГТУ простої схеми - у теплофікаційних теплообмінниках на виході і в бінарних ПТУ з котлом-утилізатором.

Спільною особливістю застосування утилізаційних технологій є підвищення ефективності використання палива без додаткового його спалювання (у котлоагрегаті ПТУ або в камері згоряння ГТУ).

Спільною особливістю реалізації когенераційних технологій є підвищення ефективності використання палива за рахунок додаткового спалювання палива: ПТУ з проміжним перегрівом пари, ГТУ з промпідігрівом.

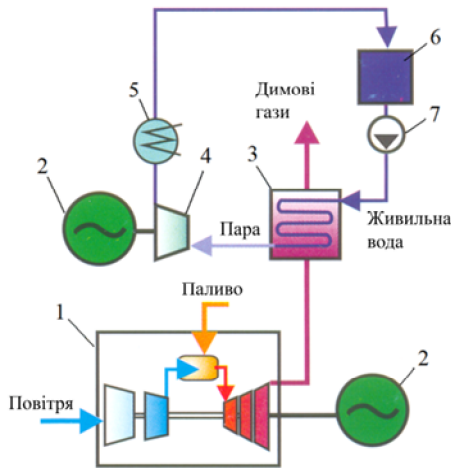


1 - ВМД; 2 - генератор; 3 - котел-утилізатор,
4 - видатковий бак живильної води;
5 - насос; 6 - тепловий споживач
Рисунок 4 – Теплофікаційна ГТУ



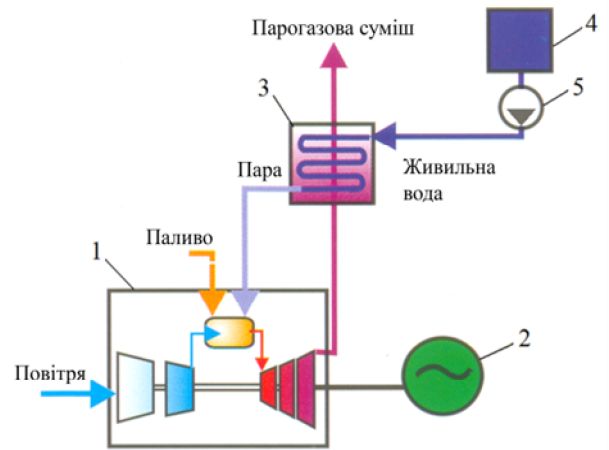
1 - ВМД; 2 - генератор; 3 - котел-утилізатор;
4 - ДОП; 5 - резервуар живильної води (РЖВ);
6 - насос

Рисунок 5 – Утилізаційна ГТУ з дисциляційно-опріснювальною установкою (ДОП)



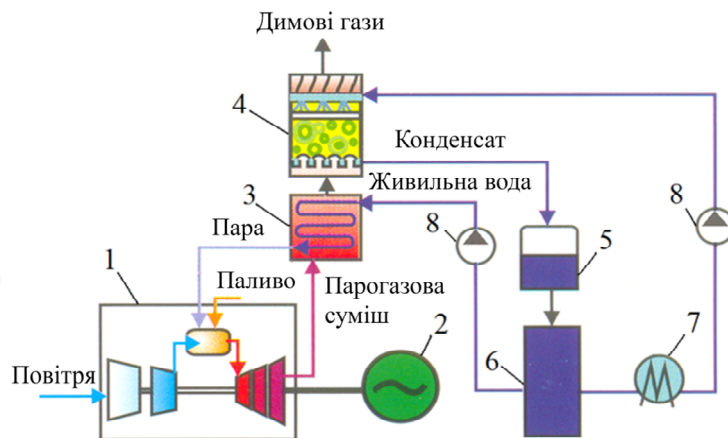
1 - ВМД; 2 - генератор; 3 - котел-утилізатор;
4 - парова турбіна; 5 - конденсатор; 6 - РПВ;
7 - насос

Рисунок 6 – Бінарна парогозова установка



1 - ВМД; 2 - генератор; 3 - котел-утилізатор,
4 - РПВ; 5-насос

Рисунок 7 – Монарна парогозова установка (цикл STIG)



1 - ВМД; 2 - генератор; 3 –котел-утилізатор 4 - контактний конденсатор; 5 - бак-накопичувач;
6 вузол хімоводоочищення; 7 - холодильник; 8 – насос

Рисунок 8 – Монарна парогозова установка (цикл «Водолій»)

Широко використовується суміщення методів когенерації та утилізації: бінарні ПГУ з котлом-утилізатором з допалюванням, регенеративні ГТУ з промпідігрівом, монарні газопарові установки, що працюють за циклом «STIG» і «Водолій».

В останні десятиліття, у зв'язку зі зростаючими темпами збільшення вартості і дефіциту первинних енергоносіїв все більше країн переходить на використання когенераційно-утилізаційних технологій в енергетиці, промисловості та у комунальному господарстві.

Когенераційно-утилізаційні технології впроваджуються і на інших континентах. Наприклад, у США прийнято програму, метою якої є подвоєння до 2010 року існуючих потужностей на основі використання когенераційно-утилізаційних технологій в порівнянні з рівнем 1998 року. Це означає, що до кінця десятиліття буде додатково освоєно виробництво приблизно 46 ГВт електричної енергії.

Економічно й енергетично розвиненими країнами широко використовуються для вироблення електричної енергії бінарні парогазові установки на основі утилізації залишкового потенціалу викидних газів ГТУ, що дає змогу не тільки істотно підвищити термодинамічну ефективність перетворення хімічної енергії палива в електричну, але й значно підвищити одиничну потужність таких установок (табл. 1).

Утилізаційний потенціал ГПА газотранспортної системи України та перспективи розвитку когенераційно-утилізаційних технологій в енергетиці та промисловості

У зв'язку з високою температурою викидних газів ГТУ, яка може становити 450-550°C, а співвідношення між величиною наявного теплового потенціалу викидних газів і потужністю ГТУ змінюється від рівня 1.5:1 для високотемпературних установок до рівня 2.5:1 і більше - для низькотемпературних ГТУ, що працюють за простим циклом, такий тип ГТУ характеризується широкими утилізаційними можливостями, що можна відобразити на прикладі потенційних утилізаційних можливостей газотранспортної системи України.

У складі шести Управлінь магістральних газопроводів України, технологічні ділянки яких осереджені на більшій частині її території, на 102-х компресорних станціях знаходиться у стані експлуатації приблизно 720 газоперекачувальних агрегатів (у тому числі дослідно-промисловий ГПА ГПУ - 16К, що працює за циклом «Водолій»). Із загальної кількості ГПА, 445 агрегатів з газотурбінним приводом (що становить приблизно 63% від загальної кількості агрегатів з урахуванням ГПА з мото-і електроприводом).

На компресорних станціях знаходиться в експлуатації 19 типорозмірів ГПА (табл. 2) одиничною потужністю від 6 до 25 МВт. До того ж, найбільш поширеними типами газотурбінних агрегатів є: ГТК-10І - 90 агрегатів (~20% від загальної кількості газотурбінних устано-

вок); ГТК-10 - 74 агрегати (~ 17%); ГПА-Ц-6,3 - 48 агрегатів (~ 11%), але ГТН-6 - 44 агрегати (~ 10%), що разом налічує 256 ГПА (58%).

Сумарна ефективна потужність газотурбінних ГПА складає 4534 МВт, що відповідає приблизно 80% від ефективної потужності всіх ГПА газотранспортної системи України, в тому числі ГПА на базі ГТК-10І мають сумарну потужність 900 МВт (- 16% від загальної ефективної потужності газотурбінних ГПА), на базі ГТК-10 - 740 МВт (~ 13%); ГТК-25І - 525 МВт (- 9%), що разом складає 2005 МВт або - 36% від сумарної потужності ГПА з газотурбінним приводом.

З даних таблиці 2 видно, що температура викидних газів ГПА газотранспортної системи України змінюється від $T_6 = 253^\circ\text{C}$ (для регенеративного ГТ-750-6) до $T_4 = 531^\circ\text{C}$ (для ГТК-10І).

Високий рівень температури викидних газів (особливо це стосується ГПА, що працюють без регенератора) визначає відповідний високий рівень залишкового теплового потенціалу викидних газів, питому величину якого (кДж на один кг компресорного повітря) можна оцінити для без регенеративних агрегатів з балансного рівняння:

$$q_2 = c_p(T_4 - T_1),$$

де c_p - теплоємність компресорного повітря, кДж/кг·К;

T_4 - температура викидних газів, $^\circ\text{K}$ (для регенеративних ГТУ береться T_6 - температура після генератора);

$T_1 = (t_1 + 273) \text{ } ^\circ\text{K}$ - температура атмосферного повітря (відповідно до норм "ISO $t_1 = 15^\circ\text{C}$ і в цьому випадку $c_p = 1,0$ кДж/кг·К).

Абсолютну величину залишкової потужності теплового потенціалу викидних газів (N)_{т.п} можна визначити з рівняння

$$N_{т.п} = N_e(1 - \eta_e)/\eta_e, \quad (1)$$

де N_e - ефективна потужність даного типорозміру ГПА;

$(1 - \eta_e)/\eta_e$ - комплекс, що визначає співвідношення $N_{т.п}/N_e$, яке зростає з ростом ефективного ККД ГПА.

У табл.3. зведено результати оцінок величини $N_{т.п}$ для всіх типорозмірів ГПА. З наведених даних видно, що найбільший рівень залишкової теплової потужності викидних газів мають групи агрегатів на базі ГПА ГТК-10І (2602 МВт, або - 21% від загального обсягу), але ГТК-10 (1903 МВт або - 15,7%), а сумарна потужність теплового потенціалу всіх ГПА газотранспортної системи України складає 12140 МВт, що майже в 2,7 рази перевищує сумарну ефективну потужність всіх газотурбінних ГПА.

Останній показник визначає теоретичну величину теплової енергії, що викидається в навколишнє природне середовище з викидними газами газотурбінних ГПА близько 44 ГДж на годину.

Таблиця 2 – Техніко-економічні показники ГПА з газотурбінним приводом

| Типорозмір ГПА | Номинальна потужність ГПА, МВт | Ефективний ККД, % | Кількість ГПА даного типорозміру | Потужність ГПА даного типорозміру, МВт | Температура ¹ , °С | |
|----------------|--------------------------------|-------------------|----------------------------------|--|-------------------------------|-----------|
| | | | | | до ТВД | Після ТНД |
| ГТН-16 | 16 | 29 | 4 | 64 | 900 | 410 |
| ГТК-10I | 10 | 25,7 | 90 | 900 | 925 | 531 |
| ГТК-10 | 10 | 28 | 74 | 740 | 780 | 288 |
| ГПА-Ц-6,3 | 6,3 | 22,5 | 48 | 302,4 | 710 | 410 |
| ГТН-6 | 6,3 | 24 | 44 | 277,2 | 760 | 415 |
| ГПУ-10 | 10 | 27,6 | 39 | 390 | 775 | 365 |
| ГТ-750-6 | 6 | 27 | 35 | 210 | 750 | 253 |
| ГТК-25I | 25 | 27,3 | 21 | 525 | 925 | 495 |
| ГПА-Ц-16 | 16 | 27,5 | 16 | 256 | 794 | 380 |
| ГПА-Ц6,3А | 6,3 | 30 | 16 | 100,8 | 1092 | 431 |
| ГПА-Ц-6,3С | 6,3 | 27,5 | 16 | 100,8 | 1022 | 370 |
| ГПА-25С | 25 | 35 | 12 | 300 | 1215 | 475 |
| ГПУ-16 | 16 | 29 | 8 | 128 | 890 | 395 |
| ГПА-Ц-16С | 16 | 34 | 8 | 128 | 1065 | 425 |
| ГТК-10С | 10 | 32,5 | 6 | 60 | 1200 | 495 |
| ГПА-Ц-8А | 8 | 31 | 3 | 24 | 1092 | 452 |
| ГТ-6-750 | 6 | 24 | 3 | 18 | 760 | 415 |
| ГТК-10IA | 10 | 34 | 1 | 10 | 1099 | 436 |
| Всього | | | 445 | 4534 | | |

¹ Для установок ГТК-10 і ГТ-750-6 приведена температура викидних газів на виході з регенератора

Висновки

Виконаний огляд стану та перспектив розвитку ГТУ дає можливість зробити наступні висновки:

Найбільш простим напрямком підвищення ККД ГТУ є застосування ГТУ з кінцевою регенерацією, що дає змогу підвищити цей показник ефективності порівняно з ГТУ простої схеми майже на 10%, але недоліком регенеративних ГТУ є їх низька одинична потужність, тому використовувати такі установки доцільно у складі газоперекачувальних агрегатів, а також в установках децентралізованого енергопостачання.

2. Застосування високотемпературних ГТУ простої схеми стримується існуванням ефекту термодинамічного «насичення», тому досягнутий рівень ККД таких енергетичних установок в 40% слід вважати граничним.

3. Технічні можливості БПГУ дають змогу досягти і навіть перевищити техніко-економічні показники ПТУ-установок з надвисокими параметрами пари. Недоліком бінарних парогазових установок є високі масогабаритні показники, а подальший ріст ККД БПГУ (за кордоном в 60%) практично неможливий через існування тепло утилізаційного «бар'єра» у викидному тракці ГТУ.

4. Перехід на більш високий рівень ККД можливий на основі застосування монарних газопарових технологій (цикл STIG і особливо «Водолій»), що вимагає вирішення низки складних науково-технічних завдань, які стосуються: створення камер згоряння стехіометричного типу, розробки ефективної газопарової турбіни з високою об'ємної витратою робочого тіла і методів подолання теплоутилізаційного «бар'єра» в тепло утилізаційному контурі.

Таблиця 3 – Розподіл ефективної та теплової потужності викидних газів груп однотипних типорозмірів ГПА з газотурбінним приводом

| Типорозмір ГПА | Ефективна потужність ГПА, МВт | Ефективність ККД, % | Ефективна потужність групи типорозмірів ГПА | | Теплова потужність викидних газів групи типорозмірів ГПА | |
|----------------|-------------------------------|---------------------|---|-------------------------------------|--|-------------------------------------|
| | | | МВт | Частка в % від загальної потужності | МВт | Частка в % від загальної потужності |
| ГТН-16 | 16 | 29 | 64 | ~ 1,4 | 157 | ~ 1,3 |
| ГТК-10І | 10 | 25,7 | 900 | ~ 19,9 | 2602 | ~ 21 |
| ГТК-10 | 10 | 28 | 740 | ~ 16,3 | 1903 | ~ 15,7 |
| ГПА-Ц-6,3 | 6,3 | 22,5 | 302 | ~ 6,7 | 1042 | ~ 8,6 |
| ГТН-6 | 6,3 | 24 | 277 | ~ 6,1 | 878 | ~ 7,3 |
| ГПУ-10 | 10 | 27,6 | 390 | ~ 8,6 | 1023 | ~ 8,5 |
| ГТ-750-6 | 6 | 27 | 210 | ~ 4,6 | 568 | ~ 4,7 |
| ГТК-25І | 25 | 27,3 | 525 | ~ 11,6 | 1398 | ~ 11,5 |
| ГПА-Ц-16 | 16 | 27,5 | 256 | ~ 5,6 | 675 | ~ 5,6 |
| ГПА-Ц6,3А | 6,3 | 30 | 101 | ~ 2,2 | 235 | ~ 1,9 |
| ГПА-Ц-6,3С | 6,3 | 27,5 | 101 | ~ 2,2 | 266 | ~ 2,2 |
| ГПА-25С | 25 | 35 | 300 | ~ 6,6 | 557 | ~ 4,6 |
| ГПУ-16 | 16 | 29 | 128 | ~ 2,8 | 313 | ~ 2,6 |
| ГПА-Ц-16С | 16 | 34 | 128 | ~ 2,8 | 248 | ~ 2,0 |
| ГТК-10С | 10 | 32,5 | 60 | ~ 1,32 | 125 | ~ 1,0 |
| ГПА-Ц-8А | 8 | 31 | 24 | ~ 0,5 | 53 | ~ 0,4 |
| ГТ-6-750 | 6 | 24 | 18 | ~ 0,4 | 57 | ~ 0,5 |
| ГТК-10ІА | 10 | 34 | 10 | ~ 0,2 | 19 | ~ 0,2 |
| Всього: | | | 4534 | ~ 100 | 12140 | ~ 100 |

5. Найбільш простим і низько витратним способом підвищення коефіцієнта використання енергії палива (КВП) є застосування когенераційно-утилізаційних технологій на викидно-му тракті ГТУ на основі використання залишкового теплового потенціалу викидних газів. Сумарна теплова потужність цього потенціалу для комплексу типорозмірів ГПА, що знаходяться в експлуатації на компресорних станціях магістральних газопроводів України складає близько 12140 МВт.

Література

1 Степанов А.В. Достижения энергетики и защита окружающей среды / А.В. Степанов, В.П. Кухарь. – К.: Наукова думка, 2004. – 203 с.

2 Трояновский Б.М. Паровые турбины концерна GEC-ALSTOM / Б.М. Трояновский // Теплоэнергетика. – 1998. – №8. – С. 65-70.

3 Ольховский Г.Г. Технологии для тепловых электростанций / Г.Г. Ольховский // Теплоэнергетика. – 1999. – № 8. – С. 20-28.

4 Христин В.А. Газотурбинные установки: история и перспективы / В.А. Христин, Г.Б. Варламов. – К.: НТУУ «КПИ», 2006. – 384 с.

5 Бойс М. Турбомашиностроение в следующем тысячелетии / Бойс М. // Газотурбинные технологии. – 2000, сент. – окт. – С. 2 – 7.

6 Христин В.А. Эффективность применения цикла с промежуточной регенерацией для энергетических и транспортных газотурбинных установок / В.А. Христин, С.Д. Лабинов // Изв. Вузов. Сер. Энергетика. – 1964. – №8. – С. 46-52

7 Матвеев В.Т. Глубокая утилизация теплоты в газотурбинных двигателях с турбиной перерасширения / В.Т. Матвеев // Пром. теплотехника. – 1997. – т. 19, № 4-5. – С. 81-85.

8 Ольховский Г.Г. Тепловые испытания газотурбинных установок / Г.Г. Ольховский. – М.: Энергия, 1971. – 409 с.

9 Дикий Н.А. Производство электрической энергии по газопаровому циклу на комбинированном угольном и газовом топливе / Н.А. Дикий, А.И. Пятничко, И.Н. Карп // Экотехнологии и ресурсосбережение. – 2006. – №2. – С. 3–7.

10 Воробьев И.Е. Реабилитация ТЭС и ТЭЦ: пути, эффективность / И.Е. Воробьев, Е.Г. Тодорович. – К.: Энергетика и электрофикация, 2000. – 213 с.

11 Газотурбинные двигатели для энергетики и газотурбинные электростанции. – Николаев: Зоря-Машпроект, 2005. – 19 с.

12 Бухолдин Ю.С. Энергоутилизационная установка с пентановым рабочим циклом / Ю.С.Бухолдин и др. // Газотурбинные технологии. – 2005. – №1. – С. 0–12.

13 Бухолдин Ю.С. Низкотемпературная радиально-осевая турбина для утилизационной установки/ Ю.С.Бухолдин и др. // Газотурбинные технологии. – 2008. – №3(64). – С. 14–18.

14 Коняхин В.И. Энергосберегающая техника индустриального применения ГП «Ивченко-Прогресс» / В.И. Коняхин, С.А. Смирнов, В.В. Шевчук // Газотурбинные технологии. – 2008. – №3(64). – С. 44 – 45.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
11.11.13*

*Рекомендована до друку
професором Семчуком Я.М
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. техн. наук Шелковським Б.І.
(Українська нафтогазова академія,
відділення транспорту нафти і газу, м. Київ)*