

ПЕРСПЕКТИВИ ВИРОБНИЦТВА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ТА ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ НА БАЗІ ГАЗОТУРБІННИХ ТА КОМБІНОВАНИХ НА ЇХ ОСНОВІ УСТАНОВОК

Друга половина минулого століття пройшла під знаком конкурентного «змагання» в світовій енергетиці між паротурбінною та газотурбінною технологіями перетворення хімічної енергії палива в інші види енергії.

Паротурбінна технологія на початку названого періоду була «пануючою» і розвивалася у напрямі підвищення параметрів свіжої пари (від середнього та високого тиску до понадкритичного (ПКТ), досягнувши у 90-х роках минулого століття рівня понадвисокого тиску (ПВТ). Одночасно з цим відбулося і суттєве ускладнення технологічної схеми ПТУ в результаті приєднання до циліндрів (високого, середнього та низького тиску, характерних для ПТУ з ПКТ – параметрами) циліндра понадвисокого тиску (ЦПВТ), появи другого проміжного перегріву пари, доведення у системі регенеративного підігріву живильної води кількості нерегульованих відборів пари до 10, суттєвого підвищення вакууму у конденсаторі (за рахунок використання у циркуляційному контурі конденсатора холодної морської води).

Найбільш економічними вважаються теплофікаційні ПВТ-блоки, розроблені концерном GEC – ALSTOM [1,2] на базі парових турбін фірми ABB, що встановлені на Датських ТЕЦ. Потужність таких ПТУ на конденсаційному режимі складає 410 МВт при тиску свіжої пари $p_0=28,5$ МПа, температурі перегріву $t_0=580/580/580^\circ\text{C}$ і тиску у конденсаторі $r_k=2,1\dots2,35$ кПа. При роботі такої ПТУ на вугіллі ККД нетто складає 46...47% (залежно від тиску у конденсаторі), а на природному газі цей ККД досягає 49%. У відповідності з програмою Євросоюзу «Термі» ведеться розробка енергоблоку на параметри $p_0=37,5$ МПа, $t_0=700\dots720^\circ\text{C}$ з подвійним промеперегрівом пари до 720°C , тиском у конденсаторі $r_k=1,5\dots2,1$ кПа, ККД якого передбачається довести до 52...55% [3]. Аналогічні програми існують та успішно реалізуються у США та Японії.

Інтенсивна розробка та впровадження газотурбінних установок енергетичного та промислового призначення почалася на початку 50-х років, що було обумовлено накопиченням на той час досвідом авіаційного газотурбобудування, а також потребами розвитку газової промисловості [4]. Шлях розвитку стаціонарного газотурбобудування до кінця ХХ-го століття можна поділити на два періоди. Перший характеризується пошуком раціональних технологічних схем та конструктивних рішень основних елементів ГТУ, виготовленням та випробуванням їх головних екземплярів та 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: з 273 установок у 1961 році до 437 – у 1964 році, що відповідає середньому темпу зростання - 41 уст./рік.

На межі 70-х - 80-х років в результаті Світової енергетичної кризи відбулося суттєве падіння об'ємів 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 уст. менше, ніж у 1964 році). З цього моменту починається поступове зростання випуску ГТУ стаціонарного типу і вже у 1998 році їх річний випуск підвищився до 754-х установок, що вдвічі перевищує показник випуску післякризового періоду, але досягнутий темп зростання випуску (25 уст./рік) значно поступається відповідному показнику докризового періоду (41 уст./рік).

Прогнозом поставок енергетичних та промислових ГТУ на початок ХХ ст. [4] передбачається подальший спад їхнього виробництва до 300 ГТУ за рік, що удвічі менше щорічного випуску енергетичних ГТУ, який був досягнутий за останні п'ятнадцять років минулого століття.

Існуючий спад попиту на ГТУ наземного призначення пояснюється глобальною економічною та енергетичною кризою, нестабільністю на світовому валютному ринку, тенденцією подорожчання енергоносіїв, товарів та послуг, а також проблемами термодинамічного та технологічного характеру, які виникають при реалізації головного напрямку підвищення енергетичної ефективності газотурбінних установок на основі виробництва високотемпературних ГТУ простої схеми [5].

У цьому напрямі за 30 років минулого століття подолано температурний бар'єр у 1000°C і

досягнута температура перед ГТУ 1410...1430°C, в результаті чого ККД енергетичних ГТУ підвищився з 30 до 40%, а їхня одинична потужність збільшилася з 50 до 500 МВт і більше. Однак перспективність подальшого зростання початкової температури до рівня $t_3=1600^\circ\text{C}$ та більше у ГТУ наземного призначення підлягає сумніву, що ілюструється даними, наведеними на рис. 1 та 2.

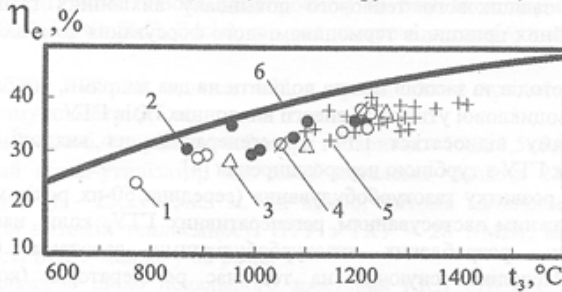


Рис. 1. Залежність ККД ГТУ простої схеми від початкової температури циклу:

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

Як видно, при зростанні t_3 до 1200°C і вище спостерігається ефект термодинамічного «насичення», існування якого можна пояснити випереджальними темпами зростання необоротних термодинамічних втрат у елементах та трактах газотурбінної установки порівняно з реальним темпом зростання ККД ГТУ простої схеми. При цьому підвищення температури від рівня $t_3=600^\circ\text{C}$ до 700°C призвело до росту абсолютного ККД ГТУ ($\Delta\eta_e$) на ~4% і відносного ($\delta\eta_e = \Delta\eta_e/\eta_e$) на 16%, а при зростанні температури t_3 на 100°C (від рівня $t_3=1300^\circ\text{C}$ до $t_3=1400^\circ\text{C}$) абсолютний ККД підвищується лише на 2% і його відносний приріст не перевищує 3%. Крім того, має місце «недобір» ефективності високотемпературних ГТУ через зменшення в них реального ступеня підвищення тиску порівняно з оптимальним рівнем, при якому досягається максимальний ККД установки.

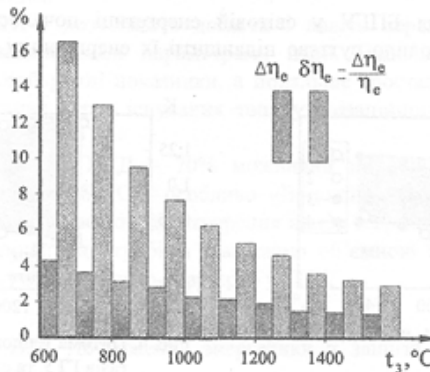


Рис. 2. Показники приросту ККД ГТУ простої схеми у інтервалі температур $t_3 = 600...1600^\circ\text{C}$ при $\Delta t_3=100^\circ\text{C}$

Реалізація в ГТУ стаціонарного типу рівня $t_3 = 1600^\circ\text{C}$ та вище [5] потребує подолання та вирішення ряду технологічних проблем, які обумовлені необхідністю:

- розробки 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 і прогнозування, які повинні працювати на основі прямого вимірювання температури металу СА, а також забезпечувати комплексне регулювання подачі палива по трактах камери згорання ГТУ на змінних режимах її експлуатації;
- освоєння технологій виготовлення монокристалевих лопаток, а також спеціальних

термостабільних та антикорозійних покриттів високотемпературних елементів конструкції ГТУ.

Визначені обставини потребують пошуку інших методів та заходів підвищення енергетичної ефективності установок на базі ГТУ, серед яких найбільш ефективними є такі, що базуються на утилізації їх високого залишкового теплового потенціалу вихлопних газів та застосуванні когенераційно-утилізаційних принципів термодинамічного форсування комбінованих на базі ГТУ установок.

Сукупність таких методів та засобів можна поділити на два напрями, що базуються на основі внутрішньо- та зовнішньоциклової утилізації енергії вихлопних газів ГТУ.

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

Початковий період розвитку газотурбобудування (середина 50-их років минулого століття) характеризується переважним застосуванням регенеративних ГТУ, коли, наприклад, серед 18 типорозмірів установок, розроблених газотурбобудівними заводами СРСР, 13 були регенеративними [5]. Недоліки існуючих на той час регенераторів (конструктивного та експлуатаційного характеру) призвели до поступового відмовлення від їх широкого застосування і в системі Мінгазпрому СРСР навіть з'явилася тенденція відключення регенераторів від ГТУ.

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

Ще більш ефективним є застосування методів зовнішньоциклової утилізації теплового потенціалу вихлопних газів ГТУ. Поєднання газоходу газотурбінної установки з водогрійним 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 (БПУ).

Інтенсивне застосування БПУ у світовій енергетиці почалося на початку 90-х років минулого століття, що дозволило суттєво підвищити їх енергетичну ефективність та одиничну потужність (рис. 3 та 4).

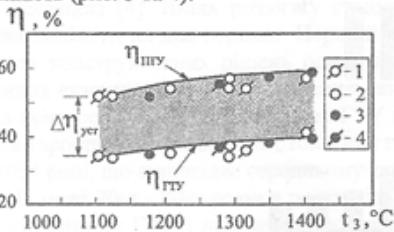


Рис. 3. Вплив температури t_3 на ККД ГТУ та

БПУ фірм:

- 1 - General Electric;
- 2 - Mitsubishi;
- 3 - Siemens;
- 4 - Westinghouse

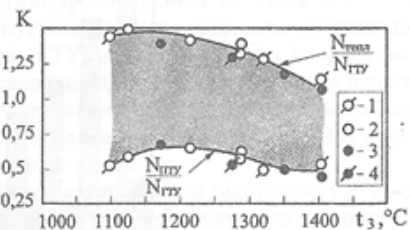


Рис. 4. Питома теплова потужність вихлопних газів ГТУ та електрична БПУ при зміні температури t_3 : позначення на рис. 3

Як видно з рис. 3, в інтервалі температур $t_3=1100...1410^\circ\text{C}$ спостерігається зростання ККД ГТУ від ~ 34 до $\sim 39\%$ при відповідному рівні підвищення ККД БПУ від ~ 52 до $\sim 58\%$ і середньому приросту ККД БПУ ($\Delta\eta=\eta_{\text{БПУ}}-\eta_{\text{ГТУ}}$) приблизно на 18%.

Бінарні парогазові установки досягли (при $t_3=1100...1200^\circ\text{C}$) і навіть значно перевищують (при $t_3=1410^\circ\text{C}$) рівень ККД ПТУ, що працюють з понадвисокими параметрами пари, їхня потужність: 345 МВт на базі ГТУ 501G (Mitsubishi) та 484 МВт на базі ГТУ MW701FG (Westinghouse) зрівнялася (у моноблоковому варіанті) з рівнем потужності ПТУ GEC - ALSTOM [2], а при застосуванні компоновальних схем з двох (або трьох) ГТУ і однієї ПТУ можливе подальше збільшення одиничної потужності БПУ удвічі (схема - 2xГТУ+ПТУ) або утричі (схема - 3xГТУ+ПТУ).

Недоліком бінарних парогазових установок є низька доля потужності парової турбіни відносно потужності ГТУ ($N_{\text{ГТУ}}/N_{\text{ГТУ}}$ на рис. 4), зниження рівня реалізованого теплового потенціалу вихлопних газів відносно потужності ГТУ ($N_{\text{тепл}}/N_{\text{ГТУ}}$ на рис. 4) при $t_3 > 1200^\circ\text{C}$, а також суттєве підвищення масогабаритних показників, що можна проілюструвати на прикладі БПГУ потужністю 325 МВт (розробка - ДП НВКГ "Зоря-Машпроект") на базі двох газових турбін ГТГ-110 та парової турбіни К-100-6,4 (ВО ЛМЗ, Росія), яка має наступні масогабаритні показники основного обладнання [10]:

- маса двох ГТУ ГТГ-110 складає 100 т при довжині кожної установки 7 м та її максимальному діаметрі 3,5 м;
- маса турбіни К-100-6,4 дорівнює 400 т при габаритах - 16,8x7,5x5,5 м;
- двокорпусний котел-утилізатор має масу металеві частини 2370 т при габаритах кожного корпусу - 23,2x12,х23 м. Як видно, питома металоемність ГТУ складає ~ 0,5т/МВт при питомій теплоємності ПТУ з ТКУ ~ 28 т/МВт, що означає збільшення металоемності БПГУ майже у 60 разів.

Суттєвою перешкодою щодо подальшого зростання ККД БПГУ є існування своєрідного теплоутилізаційного «бар'єру», суть якого полягає у наявності диспропорції у використанні теплового потенціалу вихлопних газів (ВГ) у теплоутилізаційному контурі (ТУК) та потенціалу хімічної енергії палива (ХЕП) у камері згорання ГТУ.

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

Висновки

Виконаний огляд перспектив розвитку ГТУ дозволяє констатувати наступне:

1. Найпростішим напрямом підвищення ККД ГТУ є застосування ГТУ з кінцевою регенерацією, що дозволяє підвищити цей показник ефективності порівняно з ГТУ простої схеми майже на 10%, але недоліком регенеративних ГТУ є їх низька одинична потужність, тому використання таких установок доцільне у складі газоперекачувальних агрегатів, а також в установках децентралізованого енергопостачання.
2. Застосування високотемпературних ГТУ простої схеми стримується існуванням ефекту термодинамічного «насищення», тому досягнутий рівень ККД таких енергетичних установок у 40% слід вважати граничним.
3. Технічні можливості БПГУ дозволяють досягти і навіть перевищити техніко-економічні показники ПТУ з понадвисокими параметрами пари. Недоліком бінарних парогазових установок є високі масогабаритні показники, а подальше зростання ККД БПГУ (за межу у 60%) практично неможливе через існування теплоутилізаційного «бар'єра» у вихлопному тракті ГТУ.
4. Перехід на наступний рівень ККД - 70% можливий на основі застосування монарних газопарових технологій (цикл STIG і особливо «Водолій»), що потребує вирішення ряду науково-технічних задач, які стосуються: створення камер згорання «стехіометричного» типу, розробки ефективної газопарової турбіни з високою об'ємною витратою робочого тіла та методів подолання теплоутилізаційного «бар'єра» у ТКУ.

Література

1. Степанов А.В., Кухарь В.П. Достижения энергетики и защита окружающей среды. - К.: Наукова думка.- 2004.- 203 с.
2. Трояновский Б.М. Паровые турбины концерна GEC-ALSTOM// Теплоэнергетика.- 1998.- №8.- С. 65-70.
3. Ольховський Г.Г. Технологии для тепловых электростанций//Теплоэнергетика. - 1999. - № 8. - С. 20-28.
4. В.А. Христич, Г.Б. Варламов. Газотурбинные установки: история и перспективы.- К.: НТУУ «КПИ».- 2006.- 384 с.
5. Бойс М. Турбомашиностроение в следующем тысячелетии//Газотурбинные технологии.- 2000, сент. - окт.- С. 2 - 7.
6. Христич В.А., Лабинов С.Д. Эффективность применения цикла с промежуточной регенерацией для энергетических и транспортных газотурбинных установок// Изв. Вузов. Сер. Энергетика, 1964, № 8.- С. 46-52.

7. Матвеев В.Т. Глубокая утилизация теплоты в газотурбинных двигателях с турбиной перерасширения// Пром. теплотехника, 1997, т. 19, № 4-5.- С. 81-85.
8. Ольховский Г.Г. Тепловые испытания газотурбинных установок. - М.: Энергия, 1971.- 409 с.
9. Дикий Н.А., Пятничко А.И., Карп И.Н. Производство электрической энергии по газопаровому циклу на комбинированном угольном и газовом топливе//Экотехнологии и ресурсосбережение.- 2006, № 2. – С. 3–7.
10. Воробьев И.Е., Тодорович Е.Г. Реабилитация ТЭС и ТЭЦ: пути, эффективность.- К; Энергетика и электрификация.- 2000. – 213 с.