

ТЕХНОЛОГІЧНА ЕНЕРГОЄМНІСТЬ КОМБІНОВАНИХ ЦИКЛІВ ПАРОГАЗОВИХ СТАНЦІЙ

У роботі розглядається когенераційне виробництво теплової та електричної енергії на теплових станціях із парогазовими установками комбінованого циклу. Електростанції комбінованого циклу є складними газо-паровими системами, в яких високотемпературні газоподібні продукти згорання палива в газовій турбіні ефективно утилізуються в котлі утилізаторі для вироблення пари, яка подається в парову турбіну для вироблення теплової та електричної енергії. Для визначення технологічної енергоємності таких станцій було розглянуто весь цикл отримання енергоносіїв. Приведено основні характеристики комбінованих циклів та розраховано технологічну енергоємність відпуску енергоносіїв. Наведено основні переваги та недоліки даних установок, а також зроблено порівняння паротурбінних та парогазових станцій із визначенням можливого потенціалу енергозбереження при заміщенні.

Ключові слова: енергоємність, комбінований цикл, парогазові установки.

1. Вступ. Ефективність роботи теплоенергетичних установок багато в чому визначається технологією спалювання палива, досконалістю й оптимальністю вибору теплових та електричних систем, генеруючого обладнання. Останнім часом вартість органічного палива досить висока, та продовжує зростати. Тому актуальним є використання в теплоенергетиці комбінованих енергоустановок, які забезпечують більш ефективне використання енергетичного потенціалу органічного палива. Газотурбінні установки мають такі переваги як менша питома вага обладнання на одиницю потужності, компактність: менший питомий об'єм обладнання на одиницю потужності, відносна дешевизна виготовлення, можливість роботи на різних видах палива.

2. Мета та завдання. Метою статті є порівняння паротурбінних та парогазових технологій, а також доцільність заміщення циклів ПТУ на ПГУ. За критерій було обрано технологічну енергоємність відпуску енергоносіїв.

Розглянута одна з найбільш складних теплотехнічних систем теплосилової установки з використанням парогазового циклу. Така система містить паротурбінну установку, парогазову установку, теплові мережі та теплообмінні пристрої. Двома ключовими циклами є цикли Брейтона (газова турбіна) і Ренкіна (парова турбіна), в межах кожного з яких є подальші підрозділи. Комбінація циклів Брейтона і Ренкіна, часто відома як комбінований цикл, була виявлена для отримання ефективності до 60% при відпуску теплової та електричної енергії [1]. Даний комбінований цикл також частіше використовується на електростанціях комбінованого виробництва теплової та електричної енергії (ТЕЦ), які забезпечують електроенергією та теплом. Принципова теплова схема такої станції наведена на рис. 1.

Доцільність впровадження комбінованих циклів для технологічного оновлення діючих та будівництва нових теплових станцій, реконструкції газотранспортної системи та водночас перспективи широкомасштабного використання в Україні децентралізованих та місцевих джерел електроенергії та тепла на базі когенераційних установок із застосуванням комбінованих циклів розглядається та доводиться у працях [2,4,5].

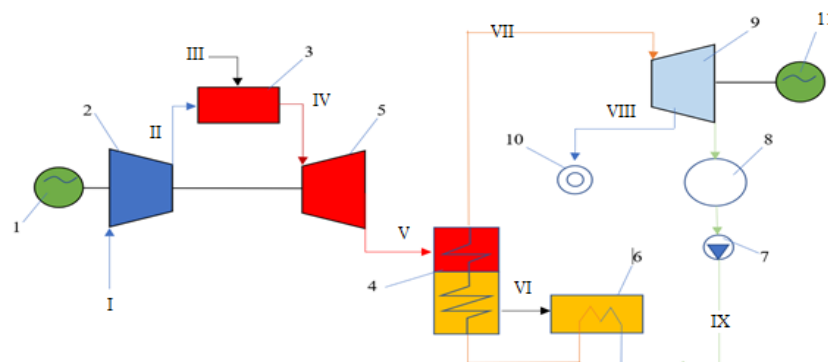


Рис. 1 Теплова схема парогазової установки [3]: 1 – генератор газової турбіни; 2 – компресор; 3 – камера згорання; 4 – котел утилізатор; 5 – газова турбіна; 6 – система регенерації; 7 – циркуляційний насос; 8 – конденсатор; 9 – парова турбіна; 10 – споживачі тепла; 11 – генератор парової турбіни; I – свіже повітря; II – стиснене повітря; III – паливо (газ); IV – продукти згорання; V – високотемпературні вихлопні гази ГТУ; VI – вихлопні гази; VII – свіжа пара; VIII – відбір пари на теплофікацію; IX – конденсат

Оцінка ефективності роботи теплових електростанцій, як правило, проводиться з використанням показників питомих витрат палива на відпуск електричної енергії, або електричної і теплової при комбінованому виробництві. Технологічна енергоємність продукції – енергоємність енергоресурсів, що охоплює технологічний процес на окремому ланцюгу виробництва продукції в межах цеху чи групи цехів (залежно від особливостей виробництва) – відношення прямих та непрямих витрат енергоресурсів, що використані по технологічному ланцюгу виробництва до обсягу продукції на кінцевій стадії виробництва. А також визначає потенціал енергозбереження кінцевої енергії, що залежить від поліпшення всіх складових технологічного ланцюга виробництва продукції, досконалості та створення нових технологій, зміни структури виробничих процесів, зниження матеріаломісткості та втрат енергії, збільшення використання вторинних матеріальних ресурсів та ін.

Енергоємність енергоносіїв, що виробляються одночасно на ТЕЦ, включає витрати енергоресурсів на підігрів рідкого палива при його зберіганні та зливі з ємності, витрати палива на генерацію електричної і теплової енергії, витрати електроенергії на подачу води, що нагрівається у парогенераторі, подачу повітря, підготовка та очищення води, природоохоронні заходи та ін.

3. Матеріал і результати дослідження. У роботі [6], на прикладі паротурбінної ТЕЦ, що має теплофікаційну турбіну типу «Т» з опалювальним відбором пари на потреби комунальних споживачів, проаналізовано ланцюжок витрат енергетичних ресурсів від постачання палива на ТЕЦ до вироблення теплової й електричної енергії. Для обрахунку технологічної енергоємності по всьому ланцюгу витрат на ТЕЦ, було зібрано інформаційну базу даних, що містить перелік основного та допоміжного обладнання у різноманітних варіаціях, різних виробників та з різними енергетичними показниками і створено модель для обрахунку у програмному забезпеченні Microsoft Excel, в яку було закладено наступний алгоритм:

$$b_{sk} = \sum_s \sum_k b_{sk} = b_{sk}^T + b_{sk}^c - b_{sk}^p + b_{sk}^e, \quad (1)$$

де k – вид обладнання; s – вид енергоносія; $b_{sk}^T, b_{sk}^c, b_{sk}^p, b_{sk}^e$ – відповідно питомі енергозатрати на транспортування, спалювання, економія за рахунок використання регенеративних установок та енерговитрати на очисні установки.

За допомогою даної моделі в залежності від типу застосованого обладнання було розраховано технологічну енергоємність відпуску енергоносіїв від паросилової частини комбінованого циклу на тону свіжої пари, що споживається паровою турбіною. Отримані результати наведено у табл.1. За основу було взято теплофікаційну паротурбінну установку, типу Т-110/120-130, яка має номінальну електричну потужність на тепловому споживанні 105 МВт, потужність в конденсаційному режимі – 120 МВт і спроектована на початковий тиск 12,75 МПа. Витрата свіжої пари в номінальному режимі на установку складає 480 т/год. Номінальне теплове навантаження на опалювальні відбори складає 203 МВт.

Таблиця 1. Технологічна енергоємність відпуску енергоносіїв від паросилової частини комбінованого парогазового циклу

Етап	Устаткування	од. виміру ресурса	Витрати ресурса	Енергетична цінність, кДж/од	Енергоємність продукту на 1 т пари	
					кДж	%
Котельне відділення парової установки	Тяго-дугтвеве обладнання	кВт·год	2,60	3 620	9 412	19,26%
	Димососи	кВт·год	1,22	3 620	4 399,40	9,00%
	Живильні насоси	кВт·год	7,20	3 620	26 064	53,34%
	РВП	кВт·год	0,04	3 620	159,3	0,33%
	ХВО	кВт·год	2,20	3 620	7 964	16,30%
	Інші витрати	кВт·год	0,24	3 620	868,8	1,78%
	Всього					48 867,5
Турбінне відділення	Мережні насоси	кВт·год	4,46	3 620	16 145,20	22,75%
	Дренажні насоси	кВт·год	0,50	3 620	1 810	2,55%
	Всього				17 955,2	25,36%
Очисна установка	Селективне каталітичне відновлення	кВт·год	1,10	3 620	3 982	5,61%
	Всього				3 982	5,61%
Підсумок					70 804,7	100%

Оскільки в табл.1 енергоємність була приведена на 1 т пари тому для визначення енергоємності 1 МВт·год електричної енергії та 0,8598 Гкал теплової енергії (що відповідає величині 1 МВт·год), вироблених на ТЕЦ, необхідно визначити робочі параметри турбоустановки за допомогою діаграми режимів. З діаграми режимів роботи турбоустановки Т-110/120-130 отримуємо: витрати пари на турбину – 482,5 т/год; номінальна електрична потужність 110 МВт; номінальна тепла потужність опалювальних відборів 208,7 МВт·год; також слід врахувати витрати пари на власні потреби – 7,5 т/год. Технологічна енергоємність виробництва електроенергії на газотурбінній установці практично дорівнює витратам палива (газу), частина виробленої газотурбінною установкою енергії споживається компресором для стиснення повітря. Інші допоміжні енерговитрати є незначними, тому для спрощення розрахунків, ними можна знехтувати.

Відповідно до навантаження парової турбіни, було складено тепловий баланс парогазової установки та обраховано основні питомі величини для двох циклів паротурбінного та парогазового, а також для всього комбінованого циклу. Результати розрахунку наведено у табл. 2 .

Таблиця 2. Технологічні питомі показники комбінованого циклу парогазової установки

Найменування параметру	Одиниці виміру	Величина
<i>Газотурбінна частина комбінованого циклу</i>		
Теплота, що підводиться в камеру спалювання	кДж/кг газу	926,22
Питома робота газової турбіни	кДж/кг газу	692,74
Питома робота компресора	кДж/кг газу	268,83
Найменування параметру	Одиниці виміру	Величина
Коефіцієнт використання енергії палива циклу ГТУ	%	45,77
<i>Паротурбінна частина комбінованого циклу</i>		
Теплота, що підводиться до котла-утилізатора	кДж/кг пари	3193,2
Питома робота парової турбіни	кДж/кг пари	1331,95
Коефіцієнт використання енергії палива циклу ПТУ	%	41,43
<i>Парогазова установка комбінованого циклу</i>		
Відношення спалюваного газу в камері згорання газової турбіни до кількості виробленої пари котлом-утилізатором	кг пари/м ³ газу	4,15
Питома теплота, що підводиться до парогазової установки	кДж/кг пари	7655,13
Питома корисна робота газової частини	кДж/кг газу	423,91
Питома корисна робота пароводяної частини	кДж/кг пари	1322,94
Коефіцієнт використання енергії палива парогазової установки	%	63,05

Визначення основних показників роботи парогазової установки за комбінованим циклом було зроблено на основі технічних характеристик, наведених у паспортних даних та розрахунку таких циклів у роботах [7,8]. В даному варіанті розглядається комбінований цикл із використанням тільки високотемпературних газоподібних продуктів згорання палива в газовій турбіні.

Розглянуто можливість надбудови газотурбінної установки на теплофікаційну парову турбину типу Т-110/120-130. В такому випадку згідно табл. 2, для надбудови необхідна газова турбіна із витратою газу в камері згорання не менше 120 364 м³/год. Під такі параметри підходить газова турбіна SGT6-5000F електричною потужністю 260 МВт компанії Siemens, яка передбачена для комбінованих циклів. Власний КПД даної турбіни становить 40%, необхідний час для запуску всього 5 хвилин та швидкість набору потужності до 40 МВт/хв. Також можливість стабільної роботи при розвантаженні до 30%. Ще однією важливою особливістю цієї установки є можливість роботи на різних видах палива, таких як: природний газ, синтезгаз, сира нафта, біодизель, спирти, масла та гас. Температура продуктів згорання становить 592°C, а витрата – 586 кг/с.

Загальна електрична потужність комбінованого циклу складе – 365 МВт, тепла потужність залишиться без змін та рівна – 208,7 МВт. Для обрахунку повної енергоємності парогазової установки було використано удосконалений підхід до оцінки ефективності енергозберігаючих заходів за показниками повної енергоємності продукції, який наведено у роботі [9]

У роботі [10] надано методичний підхід до оцінки різних видів потенціалу енергозбереження для роздільного виробництва електричної енергії на ТЕС і теплової енергії в котельних. Цей підхід був взятий за основу для формування алгоритму оцінки потенціалу енергозбереження для енергетичних установок комбінованого типу за паротурбінним і парогазовим циклами. Подальшим розвитком запропонованого у [10] методичного підходу в цій роботі є використання при оцінюванні потенціалу енергозбереження показника технологічної енергоємності енергоносіїв, в якому крім питомих основних і допоміжних

енерговитрат враховано питомі енергетичні витрати на знешкодження шкідливого впливу енергетичної установки на довкілля, врахування енергоємності основних виробничих фондів (які значно змінюються) та енергоємності трудовитрат.

Таблиця 3. Розрахунок повної енергоємності парогазової установки

Вид ПЕР, інших ресурсів та показників енергозбереження	Од. виміру, натуральні одиниці (н. о.)	Витрати ресурсу на ПТУ, (н. о./т пари)	Витрати ресурсу на ПГУ, (н. о./т пари)	Повна енергоємність ресурсу (МДж/н. о.)	Повна енергоємність продукту на ПТУ (МДж/т пари)	Повна енергоємність продукту на ПГУ (МДж/т пари)
1. Енерговитрати в паливному господарстві						
Разом					2 388,4	7 654,26
У тому числі:						
1.1 Природний газ	м ³	75,1	240,7	31,8	2 388,4	7 654,26
2. Енерговитрати в котельному відділенні						
Разом						48,9
У тому числі:						
2.1 Електроенергія (тягодуттєве обладнання, димососи, живильні насоси, хімоводоочищення)	кВт-год	13,5		3,62	48,9	
3. Енерговитрати в турбінному відділенні						
Разом						17,9
У тому числі:						
3.1 Електроенергія (мережні насоси, дренажні насоси)	кВт-год	4,96		3,62	17,9	
Пряма енергоємність енергоносіїв						
Разом (1+2+3)					2 455,1	7 721,1
4. Енерговитрати на очисній установці						
Разом					2,57	7,56
У тому числі:						
4.1 Електроенергія	кВт-год	0,71	2,09	3,62	2,57	7,56
Технологічна енергоємність енергоносіїв						
Разом (1+2+3+4)					2 457,7	728,62
5. Повна енергоємність основних виробничих фондів					115,2	164,95
6. Повна енергоємність трудовитрат					34,27	41,72
Повна енергоємність енергоносіїв						
РАЗОМ					2 835,37	7 935,32
У тому числі:						
Електроенергія					1 955,9	7 277,1
Теплова енергія					879,5	658,3

З урахуванням вище наведених доповнень, у загальному вигляді технічно можливий потенціал енергозбереження визначається за формулою 2, при чому паротурбінна технологія визначена базовою при порівнянні.

$$P_{\text{прод}}^{\text{тех}} = \sum_j (e_{\text{прод}j}^{\delta} - e_{\text{прод}j}^{\text{н}}) \cdot u_j \cdot V_{\text{прод}j}^{\delta}, \quad (2)$$

де $e_{\text{прод}j}^{\delta}$, $e_{\text{прод}j}^{\text{н}}$ – повні енергоємності j -виду продукції (електричної, теплової енергії) відповідно для паротурбінної та парогазової технологій; u_j – переводний коефіцієнт для j -виду продукції в Джоулі;

$V_{\text{прод}j}^{\delta}$ – обсяг виробництва j -виду продукції у технологічному процесі базової технології.

При цьому технологічні енергоємності виробництва електричної і теплової енергії за різних технологій визначаються з урахуванням коефіцієнта розподілу спільних енерговитрат:

$$e_{\text{прод}j}^{\delta, \text{н}} = k'(b_j + a \cdot e_{\text{дон}j} + e_{\text{ек}} + e_{\text{ОВФ}} + e_{\text{труд}}), \quad (3)$$

де k' – коефіцієнт розподілу спільних енерговитрат на сумісне виробництво електричної і теплової енергії за різних технологій (приймається відповідно до обраного методу розподілу: пропорційно до виробленої продукції; порівну згідно методу ЛьвівОГРГЕС; згідно термодинамічного методу [7]), b_j – питомі витрати палива на виробництво j -виду продукції (електричної, теплової енергії) за різних

технологій; a – коефіцієнт віднесення допоміжних енерговитрат на j -вид продукції; $e_{допj}$ – питомі витрати електричної або теплової енергії на допоміжні витрати при виробництві j -виду продукції у технологічному процесі за різних технологій; $e_{ек}$ – енергоємність природоохоронних заходів за різних технологій виробництва j -виду продукції [11]; $e_{ОВФ}$ – повна енергоємність основних виробничих фондів [12], $e_{труд}$ – повна енергоємність трудовитрат [13].

Для визначення повної енергоємності трудовитрат кількість особового персоналу прийнято із методичних рекомендацій по проектуванню ТЕЦ, та становить 116 осіб для паротурбінної ТЕЦ і 141 осіб для парогазової ТЕЦ. Із врахуванням вахтового методу роботи на станціях у три зміни в перерахунок на питомі одиниці отримуємо 0,23 люд.год/т пари для ПГУ та 0,28 люд.год/ т пари для ПГУ.

Обґрунтування економічної доцільності при впровадженні парогазових установок для заміщення паротурбінних на теплових електростанціях. Виконано розрахунок технічно можливого потенціалу енергозбереження при заміщенні паротурбінних технологій парогазовими установками. Результати обчислення технічно можливого потенціалу енергозбереження зведено у табл. 4.

Таблиця 4. Технічно можливий потенціал енергозбереження при заміщенні паротурбінних на парогазові технології

Показник	ПГУ	ПГУ	Потенціал, Δ	δ
Коефіцієнт використання енергії палива, %	41,43	63,05	21,62	34%
Енергоємність відпуску електричної енергії, МДж/МВт	7 820,1	6 090,6	1 729,5	22%
Енергоємність відпуску теплової енергії, МДж/Гкал	2 742,2	2 054,1	670,1	25%

Як видно з табл. 4, отримуємо зменшення питомої енергоємності на відпуск теплової та електричної енергії на 25 та 22% відповідно. А також збільшення коефіцієнту використання енергії палива на 34%, що у свою чергу приводить до зниження питомих витрат на виробництво енергоносіїв (теплової та електричної енергії).

Економічно доцільний потенціал енергозбереження, є максимальною економією паливно-енергетичних ресурсів. Для обґрунтування економічної доцільності впровадження парогазових установок зроблено обрахунок можливої економії ресурсів. За основу було взято станцію з електричною потужністю 360 МВт та тепловою 208 МВт. За місяць виробіток електроенергії в середньому складе 226,8 тис. МВт·год, та 144,0 МВт·год теплової енергії. При заміщенні паротурбінної установки на більш ефективну парогазову відповідної потужності отримаємо економію первинних енергоресурсів в розмірі 406,5 тис. ГДж в місяць на відпуск електричної енергії, та 96,5 тис. ГДж в місяць на відпуск теплової енергії. Слід зауважити, що результати розрахунку справедливі для експлуатації обладнання з номінальним навантаженням.

5. Висновки

Розглянуто комбіноване виробництво теплової та електричної енергії на теплових станціях шляхом порівняння паротурбінних та парогазових технологій. Приведено основні характеристики комбінованих циклів та розраховано технологічну енергоємність відпуску енергоносіїв, а також зроблено порівняння із визначенням можливого потенціалу енергозбереження при заміщенні паротурбінної на більш ефективну парогазову установку. При оцінюванні показника технологічної енергоємності було застосовано нову методику яка враховує питомі енергетичні витрати на екологізаційні заходи, а також енергоємності основних виробничих фондів та енергоємності трудовитрат. При заміщенні паротурбінної установки більш ефективною парогазовою отримаємо економію по енергоємності відпуску енергоносіїв: 392,3 тис. ГДж (9,37 тис. т. нафтового еквіваленту) в місяць на відпуск електричної енергії, та 82,97 тис. ГДж (1,98 тис. т. нафтового еквіваленту) в місяць на відпуск теплової енергії. В паливному еквіваленті місячна економія складе 13 300 тис. м. куб. природного газу або 11,35 тис. т. нафтового еквіваленту.

Список використаної літератури

1. Boyce M.P., Combined Cycle Systems for Near-Zero Emission Power Generation. Combined cycle power plants, Woodhead Publishing Series in Energy. 2012. P. 1–43.
2. Paul Breeze, Chapter 7 - Combined Cycle Power Plants. Gas-Turbine Power Generation. Academic Press. 2016. P. 65–75.

3. URL:<http://energetika.in.ua/ua/books/book-3/part-1/section-3/3-8> Створення та розвиток парогазових й газопарових установок, їх класифікація. (дата звернення 10.02.2022).
4. Малахов Ю.В., О стратегии и основных направлениях развития электроэнергетики Украины в первой половине XXI века. *Енергетика и электрификация*. 2001. №7. С. 8–14.
5. Клименко В.М., Реконструкция КС с малозффективными ГТУ-приводами в экономические компрессорно-электрические станции. *Пром. Теплотехника*. 2002. №6. С. 6–13.
6. Горський В.В., Повна енергоємність виробництва теплової і електричної енергії на вугільних ТЕЦ. Збірка наукових праць XVII Міжнародної науково-практичної конференції "Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку". Інститут теплоенергетичних технологій НАН України. Київ. 2021.
7. Дубовський С.В., Енергоекономічний аналіз сполучених систем генерації електричної енергії і теплоти. Київ: Наукова думка. 2014. С. 103–124.
8. Волощук В.А., Очков В.Ф., Орлов К.А., Термодинамічна оптимізація простого бінарного циклу ПГУ з котлом-утилізатором за допомогою сучасних інформаційних технологій. *Вісник Національного технічного університету*. Харківський політехнічний університет. 2010. №2. С. 102–106.
9. Маляренко Е.Е., Майстренко Н.Ю., Показатели энергетической эффективности и определение потенциала энергосбережения в промышленных технологиях. *Энерготехнологии и ресурсосбережение*. 2015. №3. С. 18–28.
10. Maliarenko O., Horskyi V., Stanytsina V., Bogoslavskaya O., Kuts H. An improved approach to evaluation of the efficiency of energy saving measures based on the indicator of products total energy intensity. *Systems, Decision and Control in Energy I*. Editors: Babak V., Isaienko V., Zaporozhets A. 2020. ISBN 978-3-030-48583-2. P. 201-216. Режим доступу: <https://www.springer.com/gp/book/9783030485825> та <https://www.scopus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-85088398850&origin=AuthorNamesList&txGid=>
11. Станиціна В.В., Енергоємність заходів з охорони навколишнього середовища як складова повної енергоємності продукції. *Проблеми загальної енергетики*. 2011. Вип. 4(27). С. 47–52.
12. Панченко Г.Г., Повна енергоємність основних виробничих фондів. Актуальні питання розвитку сучасної економіки, управління та адміністрування: Матеріали міжнародної науково-практичної конференції, м. Київ, 28 грудня 2019. Київ: Таврійський національний університет імені В.І. Вернадського. Ч.1. С. 101–104.
13. Панченко Г.Г. Повна енергоємність трудовитрат. Актуальні питання розвитку сучасної економіки, управління та адміністрування: Матеріали міжнародної науково-практичної конференції, м. Київ, 28 грудня 2019 р. Київ: Таврійський національний університет імені В.І. Вернадського. Ч. 2. С. 43–46.

V. Horskyi, ORCID 0000-0001-9128-9556

Institute of General Energy of the National Academy of Sciences of Ukraine
TECHNOLOGICAL ENERGY CAPACITY OF COMBINED CYCLES OF STEAM GAS STATIONS

Abstract. Offers a means of increasing the efficiency of the cycle by reducing parasitic loads such as the excess air compressor load and of capturing energy that might otherwise be wasted. However, this is not always the most effective way of increasing overall efficiency of energy conversion. For large gas turbine based plants in particular, the best way of improving efficiency is to add a steam turbine bottoming cycle, creating a combined cycle power plant. A combined cycle plant is simply what its name suggests. Instead of relying on a single thermodynamic cycle to convert energy into electricity the plant uses more than one. These piggy-back one another with the first cycle using the highest temperature thermodynamic working fluid, followed by a second using the intermediate temperature fluid. In fact combined cycle plants with more than two cycles are not used commercially although they are theoretically possible. Much more significant for the modern power generation industry is the addition of a bottoming cycle to a gas turbine power plant. In this case the bottoming cycle is usually a steam turbine cycle, with heat from the gas turbine exhaust exploited to raise steam. This is the most common combined cycle power plant. It would be possible to add a third cycle to exploit the low grade heat remaining after steam generation. This could be achieved with a closed cycle turbine such as an organic Rankine cycle. Such turbines can exploit low grade heat to produce electricity and are used in some geothermal plants where the temperature of the geothermal reservoir is relatively low. However, it is unlikely to be economically viable to add this third cycle to a modern combined cycle plant. To determine the technological energy intensity of such stations, the whole cycle of energy production was considered. The main characteristics of combined cycles are given and the technological energy intensity of energy supply is calculated. The main advantages and disadvantages of these installations are given, and also the comparison of steam turbine and steam and gas stations is made with definition of possible potential at replacement.

Key words: energy consumption, combined cycle, steam and gas installations.

References

1. Boyce M.P., Combined Cycle Systems for Near-Zero Emission Power Generation. Combined cycle power plants, Woodhead Publishing Series in Energy. 2012. P. 1–43.
2. Paul Breeze, Chapter 7 - Combined Cycle Power Plants. Gas-Turbine Power Generation. Academic Press. 2016. P. 65–75.
3. [URL:http://energetika.in.ua/ua/books/book-3/part-1/section-3/3-8](http://energetika.in.ua/ua/books/book-3/part-1/section-3/3-8) Stvorennia ta rozvytok parohazovykh y hazoparovykh ustanovok, yikh klasyfikatsiia. (date of application 10.02.2022)
4. Malakhov Yu.V., O stratehyy y osnovnykh napravleniyakh rozvytyia elektroenerhetyky Ukrayny v pervoi polovyni XXI veka. Enerhetyka y elektryfikatsiia. 2001. №7. S. 8–14.
5. Klymenko V.M., Rekonstruktsiia KS s maloefektyvnyu HTU-pryvodamy v ekonomycheskye kompressorno-elektrycheskye stantsyy. Prom. Teplotekhnika. 2002. №6. S. 6–13.
6. Horskyi V.V., Povna enerhoiemnist vyrobnytstva teplovoi i elektrychnoi enerhii na vuhilnykh TETs. Zbirka naukovykh prats XVII Mizhnarodnoi naukovo-praktychnoi konferentsii "Vuhilna teploenerhetyka: shliakhy rekonstruktsii ta rozvytku". Instytut teploenerhetychnykh tekhnolohii NAN Ukrainy. Kyiv. 2021.
7. Dubovskiy S.V., Enerhoekonomichnyi analiz spoluchenykh system heneratsii elektrychnoi enerhii i teploty. Kyiv.: Naukova dumka. 2014. S. 103–124.
8. Voloshchuk V.A., Ochkov V.F., Orlov K.A., Termodynamichna optymizatsiia prostoho binarnoho tsykladu PHU z kotlom-utylizatorom za dopomohou suchasnykh informatsiinykh tekhnolohii. Visnyk Natsionalnoho tekhnichnoho universytetu. Kharkivskiy politekhnichnyi universytet. 2010. №2. S. 102–106.
9. Maliarenko E.E., Maistrenko N.Iu., Pokazately enerhetycheskoi efektyvnosti y opredelenye potentsyala enerhosberezhennya v promyshlennykh tekhnolohiyakh. Enerhotekhnolohyy y resursoberezhennye. 2015. №3. S. 18–28.
10. Maliarenko O., Horskyi V., Stanytsina V., Bogoslavskaya O., Kuts H. An improved approach to evaluation of the efficiency of energy saving measures based on the indicator of products total energy intensity. Systems, Decision and Control in Energy I. Editors: Babak V., Isaienko V., Zaporozhets A. 2020. ISBN 978-3-030-48583-2. S. 201-216. Режим доступу: <https://www.springer.com/gp/book/9783030485825> та <https://www.scopus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-85088398850&origin=AuthorNamesList&txGid=>
11. Stanytsina V.V., Enerhoiemnist zakhodiv z okhorony navkolyshnoho seredovyshcha yak skladova povnoi enerhoiemnosti produktsii. Problemy zahalnoi enerhetyky. 2011. Vyp. 4(27). S. 47–52.
12. Panchenko H.H., Povna enerhoiemnist osnovnykh vyrobnychyykh fondiv. Aktualni pytannia rozvytku suchasnoi ekonomiky, upravlinnia ta administruvannia: Materialy mizhnarodnoi naukovo-praktychnoi konferentsii, m. Kyiv, 28 hrudnia 2019. Kyiv: Tavriiskiy natsionalnyi universytet imeni V.I. Vernadskoho. Ch.1. S. 101–104.
13. Panchenko H.H. Povna enerhoiemnist trudovytrat. Aktualni pytannia rozvytku suchasnoi ekonomiky, upravlinnia ta administruvannia: Materialy mizhnarodnoi naukovo-praktychnoi konferentsii, m. Kyiv, 28 hrudnia 2019 r. Kyiv: Tavriiskiy natsionalnyi universytet imeni V.I. Vernadskoho. Ch. 2. S. 43–46.

Надійшла 27.09.2022

Received 27.09.2022