

УДК 536.7

Артем Халатов^{1,3}, д-р техн. наук, професор, <https://orcid.org/0000-0002-7659-4234>

Ігор Борисов^{1*}, канд. техн. наук, <https://orcid.org/0000-0001-7696-3901>

Юрій Дашевський², канд. техн. наук

Сергій Кобзар¹, канд. техн. наук, <https://orcid.org/0000-0002-8615-4400>

¹Інститут технічної теплофізики НАН України, вул. Марії Капніст, 2а, Київ, 03680, Україна;

²Акціонерне товариство НВКГ «Зоря»-Машпроект», просп. Богоявленський, 42а, Миколаїв, 54018, Україна;

³Інститут загальної енергетики НАН України, вул. Антоновича, 172, Київ, 03150, Україна

*Автор-кореспондент: borisov010@gmail.com

ГАЗОВІ ТУРБИНИ В ДЕЦЕНТРАЛІЗОВАНІЙ ЕНЕРГЕТИЦІ УКРАЇНИ

Анотація. У статті розглянуто сучасний стан застосування газотурбінних електростанцій для децентралізованої генерації. Проаналізовано основні типи та термодинамічні цикли установок, їх основні переваги та недоліки, проведено порівняння з газопоршневими установками. Перелічено деякі перспективні схеми газотурбінних установок, які можуть бути реалізовані в майбутньому. Наведено дані про основних виробників газотурбінного устаткування, технічні характеристики та питому вартість моделей, представлених на світовому ринку. На сьогодні пропонується широкий спектр моделей стаціонарних та мобільних газотурбінних електростанцій середньої та малої потужності простого та комбінованого (виробництво електроенергії та теплоти та парогазові установки) циклів, призначених саме для децентралізованої генерації. ККД електростанцій простого циклу залежить від потужності і становить 26–40 %, а загальна ефективність установок для виробництва електроенергії та теплоти (СНР) 85–90 %. ККД парогазових установок середньої потужності становить 50–55 %. В останні роки інтенсивно розвивається напрямок мобільних енергетичних установок, які дають можливість швидкої установки та підключення до споживача: після підключення електростанція виходить на повну потужність протягом короткого часу – близько 5 хвилин. Екологічні характеристики газотурбінних електростанцій відповідають сучасним вимогам, емісія NOx не перевищує 25 ppm, а для мікротурбін – 10 ppm. Розглянуто роль газотурбінних електростанцій в мікромережах. Мікромережі можуть інтегрувати різні джерела енергії, як відновлювані (сонячні, вітрові, паливні елементи), так і традиційні (газотурбінні, дизельні, газопоршневі), причому газова турбіна є ключовою частиною мікромережі, яка керує навантаженням, частотою та напругою. Коли енергопостачання від відновлюваних джерел знижується, турбіна компенсує всі збої та забезпечує стабільну роботу мікромережі.

Ключові слова: децентралізована генерація, газова турбіна, мікротурбіна, електростанції простого та комбінованого циклів, мікромережі.

1. Вступ

Децентралізація генерації електроенергії в Україні стала актуальною досить давно і в останні десятиліття розглядалась як стратегічний напрямок розвитку української енергетики. Цьому питанню було присвячено багато матеріалів, наприклад [1–3]. Основними перевагами, які дає споживачам децентралізована генерація, є енергонезалежність, підвищення безпеки постачання, збільшення інвестицій у власні громади, створення локальних робочих місць. Широке впровадження розподілених

© Халатов А., Борисов І., Дашевський Ю., Кобзар С., 2026



Це стаття відкритого доступу за ліцензією CC0 1.0 Universal
<https://creativecommons.org/publicdomain/zero/1.0>

систем енерговиробництва знижує вразливість всієї мережі, оскільки розподілені системи можуть забезпечувати громади електроенергією навіть після збоїв на великих електростанціях або пошкодження систем електропередачі. Система децентралізованого енергопостачання також дає можливість застосовувати ширший діапазон видів палива, ніж традиційна централізована установка, дозволяє краще використовувати місцеві палива. Переваги генерації множиною малих установок порівняно з однією потужною установкою особливо проявляються при неповному навантаженні, коли ККД починає знижуватись. У цьому випадку частину малих установок можна вимикати, така система є значно гнучкішою.

Особливо слід відзначити життєву необхідність децентралізації в умовах війни, коли на перший план виходить питання живучості енергосистеми – збереження працездатності при виході із ладу як енергогенеруючих об'єктів, так і підстанцій чи ЛЕП. За оцінками НЕК «Укренерго», станом на липень 2024 р. для відновлення енергетики України необхідно побудувати 15 ГВт нових генеруючих потужностей, з яких 11,6 ГВт припадає на децентралізовану генерацію (3,3 ГВт – маневрену, 4,5 – вітрову та 3,8 – сонячну) [2]. На сьогодні основним бар'єром розвитку децентралізованої енергетики є неготовність інвесторів вкладати кошти через нерозуміння економічної ефективності та терміну окупності [3]. Але, як зазначається у публікації [4], від 26.03.2025 р. ситуація починає покращуватись із уведенням в дію урядових програм пільгового кредитування на встановлення енергетичного обладнання для населення та бізнесу. Від підприємців вже надійшло 3,8 тисячі заявок на загальну суму 81,7 млрд грн, а видані кредити становлять 14,1 млрд грн. Завершено створення енергетичних паспортів регіонів, триває підтримка міст енергообладнанням: у регіони вже передано 468 когенераційних установок та 284 блочно-модульних котелень загальною потужністю понад 1,4 ГВт. Також розглядаються пропозиції щодо спрощення підключення приватної генерації до мереж. За даними [5], станом на березень 2025 р. частка розподілених джерел енергії в Україні становить тільки 5 %, в той час як в країнах ЄС цей показник досягає 30–40 %. У цій публікації накреслені основні виклики, які виникають при впровадженні систем розподіленої генерації – технічна інтеграція (модернізація електромереж), регуляторні бар'єри та інвестиційний фактор. Потрібно створювати сприятливе законодавче середовище, запроваджувати податкові пільги. За попередніми оцінками, за сприятливих умов доля розподіленої генерації в Україні може до 2030 року зрости до 20–25 %.

Застосування газотурбінних енергетичних установок (ГТУ) є одним із важливих напрямів розвитку децентралізованої енергетики, особливо в умовах війни. Вони вже через декілька хвилин після натискання кнопки «Пуск» спроможні видавати номінальну електричну потужність – практично ідеальне рішення проблеми збоїв енергопостачання. Крім того, для сучасних ГТУ досить просто організувати дистанційне управління з укриття, щоб убезпечити персонал від обстрілів. Агрегатна потужність резервних і пікових установок може бути порівняно невеликою. Так, ГТУ потужністю лише 5 МВт здатна повністю забезпечити електроенергією досить велике промислове підприємство чи селище міського типу.

Як показано в роботі [6], використання кількох невеликих газових турбін замість одного чи двох потужних блоків дозволяє забезпечити гнучку розподілену електростанцію із швидкою реакцією на зміну навантаження від 25 МВт до 300 МВт. Крім цього, завдяки розміщенню газотурбінних електростанцій ближче до споживачів з'являється можливість використання відпрацьованого тепла від виробництва електроенергії як джерела для технологічного опалення в місцевій промисловості та громадах.

2. Обговорення

2.1. Газотурбінні електростанції

Серед газотурбінних електростанцій можна виділити наступні основні типи:

– Електростанції простого циклу (схеми на рис. 1, а, б) призначені для вироблення електроенергії. Електричний ККД таких установок становить 25–40%, причому він збільшується при збільшенні потужності турбіни. Рекуперація теплоти продуктів згоряння (рис. 1, б) застосовується лише на установках малої потужності, оскільки теплообмінник типу газ-газ на великих установках є

ненадійним внаслідок складності забезпечення газощільності, він має значні габарити і вагу та є економічно недоцільним.

– Електростанції комбінованого циклу (рис. 1, в) призначені для вироблення електроенергії та теплоти (CHP, Combine Heat and Power). Загальна ефективність таких установок (сума електричного та термічного ККД) на сьогодні досягає 90 %. Теплота викидних газів турбіни з температурою 500–600 °С використовується для виробництва пари, підігріву води, виробництва холоду за допомогою абсорбційного холодильника та інших різноманітних технологічних потреб (наприклад, сушіння). Такі установки мають бути розташовані неподалік від споживача теплової енергії для запобігання її втрат.

– Парогазові установки комбінованого циклу (рис. 1, г) призначені для вироблення електроенергії за допомогою газової та парової турбін (CCGT, Combine Cycle Gas Turbine).

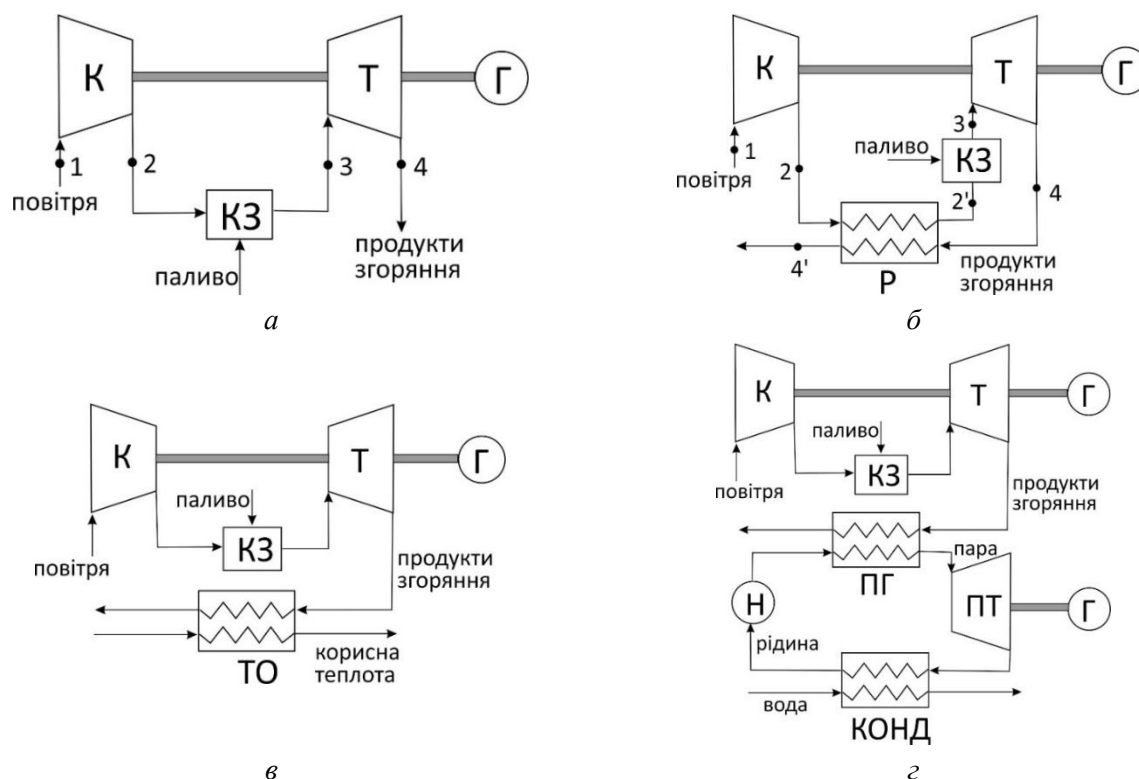


Рис. 1. Основні схеми газотурбінних електростанцій: а – електростанція простого циклу; б – електростанція простого циклу з рекуперацією теплоти продуктів згоряння; в – електростанція комбінованого циклу з виробленням електричної та теплової енергії; г – парогазова установка.

К – компресор; Т – газова турбіна; КЗ – камера згоряння; Р – рекуператор; Г – електрогенератор; ТО – теплообмінник; ПТ – парова турбіна; ПГ – парогенератор; КОНД – конденсатор; Н – насос.

Через високу вартість парового контуру парогазові установки комбінованого циклу здебільшого використовуються з кількома газовими турбінами великою потужності – більше 100 МВт. До того ж такі установки не можуть використовуватись як пікові потужності через теплову інерційність парової частини.

Як відзначалось вище, сучасні газотурбінні установки відповідають світовим вимогам щодо вмісту шкідливих речовин у викидних газах, що досягається або додаванням пари чи води, або великим надлишком повітря (технологія «DLN, Dry Low NOx»). Необхідне для сталого горіння інтенсивне перемішування забезпечується спеціальними форсунками, які рівномірно розподіляють паливо та окиснювач в об’ємі камери.

2.2 Термодинамічний цикл

Термодинамічним циклом газотурбінної установки (рис. 2) є цикл Брайтона, який складається з двох адіабат (1-2 та 3-4) і двох ізобар (2-3 та 4-1). В ідеальному циклі Брайтона процеси 1-2 та 3-4 є ізоентропними. Адіабати 1-2 та 3-4 відображають стискання повітря в компресорі та розширення газу

в турбіні; ізобари 2-3 та 4-1 відображають підвід теплоти в камері згоряння та відвід теплоти в навколишнє середовище. Для схеми з рекуперацією теплоти процеси 2-2' та 4-4' відображають підвід та відвід теплоти в теплообміннику-рекуператорі.

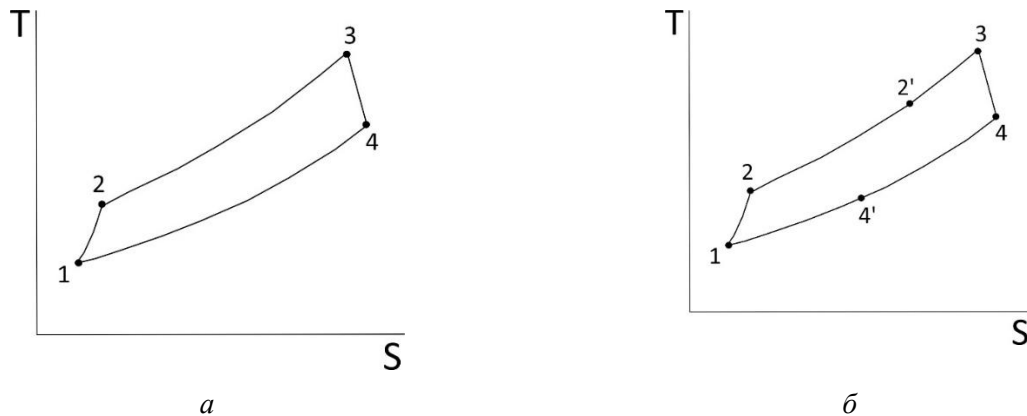


Рис. 2. T-S діаграми простого циклу газотурбінних енергоустановок: *a* – без рекуперації; *б* – з рекуперацією теплоти продуктів згоряння

Електричний ККД газотурбінної електростанції та загальна ефективність комбінованого циклу з виробленням електричної та теплової енергії (CHP) визначаються наступними співвідношеннями:

$$\eta_e = \frac{N_e}{Q_{\text{п}}}, \quad (1)$$

$$\eta_{\Sigma} = \frac{N_e + Q_{\text{т}}}{Q_{\text{п}}}, \quad (2)$$

де N_e – електрична потужність, яка виробляється генератором; $Q_{\text{т}}$ – кількість використаної (утилізованої) теплоти; $Q_{\text{п}}$ – теплота, яка виділяється при згорянні палива.

Електричний ККД газотурбінної електростанції суттєво зростає з підвищенням потужності (рис. 3).

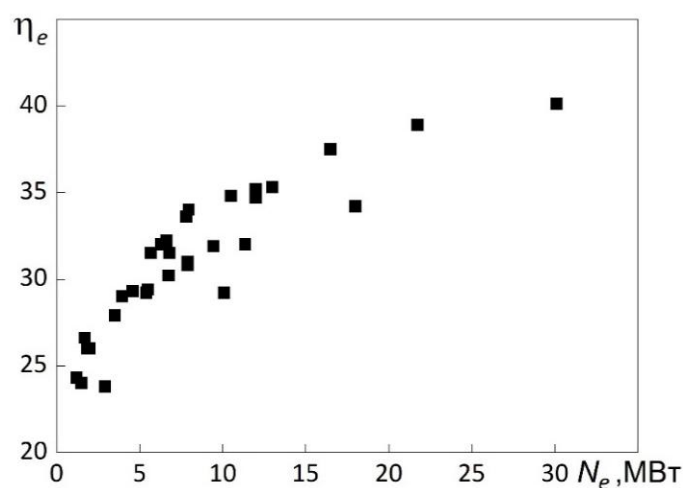


Рис. 3. Залежність електричного ККД газотурбінної електростанції від її потужності (дані інформаційних бюлетенів компаній)

2.3 Аналіз переваг і недоліків

Недоліком газотурбінних електростанцій є суттєве зменшення ККД зі зниженням навантаження. На рис. 4 залежність електричного ККД газотурбінної електростанції від відносного навантаження

показана для установки Mars 100 (Solar Turbines). Як впливає з рисунка, вже при 60 % навантаженні турбіни електричний ККД знижується на 25 %.

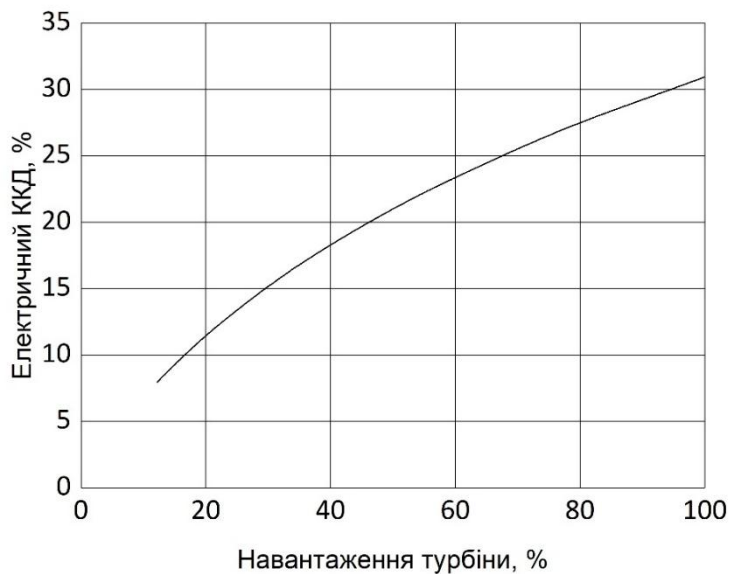


Рис. 4. Залежність електричного ККД газотурбінної електростанції від відносного навантаження для установки Mars 100 (Solar Turbines) [7]

Детальний опис переваг і недоліків газотурбінних електростанцій порівняно з газопоршневими установками наведено в публікаціях [8, 9].

- Газові турбіни є більш шумними порівняно з газопоршневими двигунами, але газові двигуни мають більший рівень низькочастотного шуму.

- Газові двигуни виробляються в більших кількостях і коштують дешевше, в той час як газотурбінне обладнання є унікальним продуктом.

- Газопоршнєві електростанції мають електричний ККД 48,5–49 %, а газотурбінні (простого циклу) середньої потужності 23–40 % (див. таблицю 1). Але завдяки більшій температурі продуктів згоряння і, внаслідок цього, більшому потенціалу утилізації теплоти продуктів згоряння газотурбінні електростанції комбінованого циклу (виробництва електроенергії та теплоти) мають вищу теплову ефективність, при цьому загальна ефективність (коефіцієнт використання палива) у газотурбінних та газопоршневих установках приблизно однакова (до 90 %).

- Газотурбінні двигуни мають менші габарити та більш високе відношення потужність / вага.

- Сучасні газові турбіни мають рівень емісії NO_x 15–25 ppm, у той час як для газопоршневих двигунів цей показник досягає 60 ppm.

- Газові турбіни мають менший рівень вібрації.

- Порівняно із газовими двигунами газові турбіни значно більше залежать від температури навколишнього середовища.

- Газові турбіни мають більш тривалі інтервали міжтехнічного обслуговування порівняно з газопоршневими установками.

- На сьогодні спостерігається зростаюча тенденція до використання газових двигунів, особливо малої та середньої потужності, через їх гнучкість та ефективне задоволення потреб в електроенергії.

2.4 Життєвий цикл

Основні компоненти газової турбіни знаходяться під впливом високих температур та значних напружень і піддаються корозії та руйнуванню. Для запобігання негативних процесів і подовження ресурсу турбіни провідні компанії запровадили обов'язковий графік періодичного обстеження для виявлення розтріскувань та інших дефектів та необхідної заміни компонентів.

Призначений ресурс сучасних ГТД для енергетики сягає 200 тис. еквівалентних годин та 40 тис. годин до капремонту. При використанні їх в базовому класі з напрацюванням 6000 годин на рік це більше 30 років до списання та більше 6 років до капремонту. Еквівалентна робоча година – це параметр, який залежить від навантаження ГТД, від кількості пусків / зупинок, а також від його конструкції. Різні фірми визначають його за різними формулами. Зазвичай 1 старт прирівнюється до 10 годин роботи турбіни при повному навантаженні. За даними [10], стандартний життєвий цикл камер згоряння становить 25000 годин, лопаток турбін – 20000 годин, підшипників та ущільнень – 10000 годин. Всі компанії інтенсивно працюють над подовженням сервісного інтервалу. Так, для турбін серії «NovaLT» («Baker Hughes») цей показник становить 35000 годин.

2.5 Основні виробники і характеристики ГТУ малої та середньої потужності

Всього у світі налічується близько 15 основних розробників і виробників газотурбінних електростанцій простого та комбінованого циклів. Детальний опис представлено в матеріалах [11]. Основні фірми та моделі електростанцій малого та середнього класу наведено в таблиці 1. Слід зазначити, що цей ринок є глобальним і деякі компанії при створенні електростанцій використовують турбіни інших виробників. Також провідні світові фірми мають розгалужену серію виробничих і сервісних центрів в багатьох країнах Америки, Європи та Азії.

Світовими лідерами з розробки та виробництва газотурбінних електростанцій малої та середньої потужності є американські компанії «Solar Turbines», «Baker-Hughes», «GE», німецька «Siemens» та японська «Kawasaki Heavy Industries». Компанія «Solar Turbines» є дочкою компанії «Caterpillar», вона заснувала групу дочірніх компаній в Європі та Азії і пропонує більше десяти стаціонарних моделей електростанцій малого та середнього класу – від 1,21 до 38 МВт. «Kawasaki HI» пропонує близько 15 моделей станцій малого та середнього класу електричною потужністю від 1,5 до 32 МВт. Вона включає в себе близько 100 компаній в Японії та по всьому світу. Не менш потужним розробником та виробником газотурбінного устаткування світового рівня є німецька компанія «Siemens». Серед численного ряду моделей на ринку представлено 5 моделей малого класу (від 2 до 15 МВт) та ряд моделей середнього класу потужністю до 30 МВт. Окремо слід відзначити модель SGT-50 електричною потужністю 2 МВт, в якій встановлена радіальна турбіна. Також радіальна турбіна встановлена в електростанції OPRA OP16 потужністю 1,85 МВт. Ця модель була розроблена нідерландським виробником турбін OPRA, а у 2023 році цю компанію придбала швейцарська компанія Destin Energy.

Німецька компанія MAN пропонує енергоустановки електричною потужністю 5–11 МВт, причому в комбінованому циклі виробництва електроенергії та теплоти вони забезпечують дуже високу загальну ефективність – до 90 %. Ряд електростанцій потужністю від 4 до 12 МВт пропонують англійські компанії «Centrax Gas Turbines» та «Rolls-Royce». Електростанції «Centrax» використовують технології компанії «Siemens», а установка фірми «Rolls-Royce» потужністю 5 МВт базується на ГТД 501-KB7S американської компанії «Allison». Американська компанія «Baker Hughes» розробила ряд моделей малої потужності комбінованого циклу електричною потужністю від 5,5 до 17 МВт та загальною ефективністю 85–80 %. Корейська компанія «Doosan» у співпраці з українським підприємством «Зоря-Машпроект» розробила газотурбінну електростанцію малого класу електричною потужністю 5 МВт.

Провідними українськими розробниками газотурбінних електростанцій малого та середнього класу є підприємства АТ НВКГ «Зоря-Машпроект» (м. Миколаїв) та «Мотор-Січ» (м. Запоріжжя). Підприємство «Зоря-Машпроект» серійно виробляє ГТД номінальною потужністю від 5 до 25 МВт в модифікаціях для використання газоподібного палива, дизельного та двопаливні. Свого часу були також розроблені ГТД потужністю 60 та 110 МВт для використання у складі парогазових установок, але їх серійне виробництво в Україні так і не було налагоджено. Було також розроблено ГТД потужністю 2,5 МВт, але через відсутність попиту він зараз не виробляється, проте за умов воєнного часу використання саме цього ГТД може стати найбільш доцільним у децентралізованих системах

електро- та теплопостачання. Підприємство «Мотор-Січ» пропонує ряд турбоустановок простого та комбінованого циклу електричною потужністю від 0,3 МВт до 20 МВт.

Таблиця 1. Основні виробники і характеристики газотурбінних електростанцій малої та середньої потужності (за даними інформаційних бюлетенів компаній)

Компанія	Модель	Електрична потужність, МВт	Електричний ККД газової турбіни, %	Загальна ефективність %	Вміст NOx, ppm
Destinus Energy (Швейцарія)	OPRA OP16	1,85	26	89	15
Siemens (Німеччина)	SGT-50	2,0	25,6	85	< 10
	SGT-100	5,1-5,4	30,1	88	< 15
	SGT-200	6,8	31,5	88	< 15
	SGT-300	7,9	30,8	88	< 15
	SGT-400	14,4	35,6	88	< 25
Centrax Gas Turbines (Англія)	CX501-KB5	3,95	29	85,5	< 25
	CX 300	7,9	31	87,3	< 25
	CX 400	14,4	35,6	88	< 25
Rolls-Royce (Англія)	501-KB7S	5,0	32,7	88	< 25
Solar Turbines (США)	Saturn 20	1,21	24,3		< 25
	Centaur 40	3,515	27,9	86,5	< 25
	Centaur 50	4,6	29,3	85,7	< 25
	Taurus 60	5,67	31,5	88,1	< 25
	Taurus 65	6,3	32	87	< 25
	Taurus 70	8,18	34,4	87,6	< 25
	Mars 90	9,45	31,9	87,4	< 25
	Mars 100	11,35	32,9		< 25
	Titan 130	16,5	35,4		< 25
	Titan 250	23,1	39,4		< 25
Baker Hughes (США)	NovaLT5-1	5,5	29,5	85	15
	NovaLT12	12,5	35,3	80	15
	NovaLT16	16,9	36,4	80	15
MAN (Німеччина)	THM 1203A	5,76	22,5		< 25
	MGT6100	6,63	32,2	90,1	< 15
	THM1304-10N	10,08	29,2	88	< 25
Kawasaki HI (Японія)	M1A-13D	1,49	24	79,7	25
	M1A-17D	1,80	28,1	77,8	15
	M1T-13D	2,93	23,8	78,8	25
	M7A-01D	5,4	29,2	82,3	35
	M7A-02D	6,74	30,2	80,0	25
	M7A-03D	7,81	33,6	81,7	15
	L20A-01D	18,42	34,3	84	15
	L30A-01D	34,38	40,6	81,6	15
Зоря-Машпроект (Україна)	UGT5000	5,0	31,0	76,4	< 25
	UGT6000	6,2	30,2	83,6	< 25
	UGT15000	16,5	34,2	-	< 25
	UGT25000	25,68	35,6	-	< 25
Мотор-Січ (Україна)	ЕГ 300 МС	0,3			
	ЕГ 1000 МС	1			
	МС 20000 Е	20			
Doosan (Корея)	DGT-5	5,0	29,5		15

2.6. Інші схеми застосування ГТУ в комбінованому циклі

Компанія «Kawasaki» розробила парогазову установку на базі турбіни L20A (18 МВт), яка використовує теплоту викидних газів для виробництва пари окремо високого та середнього тиску [12]. Пар високого тиску живить парову турбіну для вироблення електроенергії, а пар середнього тиску використовується для потреб харчової промисловості. Є також установки комбінованого циклу (СНР) з виробництвом електроенергії та пари, в яких використовується підігрів продуктів згоряння газової

турбіни за допомогою додаткового паливника ($T = 800^{\circ}\text{C}$) [13]. Підігрів підвищує загальну ефективність установки з 71 % до 78 %.

Як зазначається в роботі [6], газові турбіни меншої потужності, які застосовуються в децентралізованій енергетиці, як правило, мають нижчу температуру та потік викидних газів, і тому пара, яку виробляє парогенератор, не обов'язково має параметри, необхідні для сталого виробництва електроенергії від парової турбіни. Для парогазових установок малої та середньої потужності сумарний електричний ККД газової та парової турбін знижується на 3–10 % порівняно з важкими турбоагрегатами. Крім того, «паровий» комбінований цикл потребує води, яка часто є дефіцитом. Альтернативним рішенням є застосування органічного циклу Ренкіна (Organic Rankine Cycle, ORC). Такий цикл забезпечує більш високу ефективність при неповному завантаженні установки порівняно з водяним циклом. Також він більше підходить для децентралізованої генерації, електричний ККД системи малих установок практично не відрізняється від ККД потужної парогазової електростанції.

Перспективним технічним рішенням може бути газоповітряна електростанція [14], яка використовує теплоту продуктів згоряння газової турбіни для живлення повітряної турбіни. Така схема, за оцінками, може конкурувати із парогазовими установками.

2.7 Питома вартість газотурбінних електростанцій

За даними [15] на 2024 рік, питома вартість електростанцій на базі газових турбін простого циклу варіюється від 1150 \$/кВт для електричної потужності 1 МВт до 325 \$/кВт для потужності 90 МВт (рис. 5).

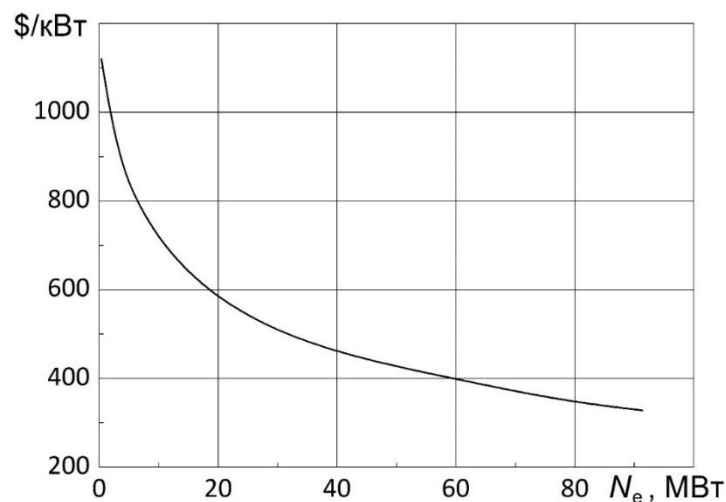


Рис. 5. Питома вартість газотурбінних електростанцій простого циклу малої та середньої потужності [15]

Для енергетичного газотурбінного устаткування, що працює за комбінованим циклом (парогазові установки), питома вартість, включаючи кошти на проектування та монтаж, варіюється від 1579 \$/кВт_е для $N_e = 34$ МВт до 670 \$/кВт_е для $N_e = 1680$ МВт. Всі порівняльні ціни базуються на застосуванні натурального газу в якості палива. Наведені оцінки виключають додаткові витрати, пов'язані з особливостями будівництва в конкретній країні та місцевості. За останні роки спостерігається деяке зростання цін на когенераційні установки. Детальні оцінки повної вартості газотурбінних електростанцій наведено в [16].

2.8 Мобільні електростанції на базі ГТУ

Основні переваги мобільних електростанцій на базі ГТУ – можливість швидкої установки та підключення до споживача. Після підключення електростанція виходить на повну потужність

протягом короткого часу – близько 5 хвилин. Устаткування може працювати на різних видах палива і має малу емісію.

Провідні світові компанії виробляють мобільні газотурбінні електростанції, встановлені на трейлерах. Компанія «Solar Turbines» виробляє енергоустановки SMT60 (5,8 МВт на базі турбіни Taurus 60) та SMT130 (16 МВт на базі турбіни Titan 130) [17]. Компанія «Baker Hughes» виробляє електростанції «BRUSH™ Power Generation» потужністю від 25 МВт до 64 МВт та рекордно низькими габаритами та вагою (відношення потужності до ваги 1 МВт/1000 кг) [18]. Компанія «Siemens» розробила мобільну установку SGT-A45 TR потужністю 41 МВт з ККД 40 %, а компанія «Vericor» у 2024 році розробила та провела тестові випробування мобільної газотурбінної установки потужністю 4 МВт, яку невдовзі представить на ринку [19]. Фірма «Kawasaki» пропонує ряд моделей мобільних установок потужністю від 0,6 до 3,2 МВт, причому моделі до 1,6 МВт розташовані на вантажівці, а від 2 до 3,3 МВт – на трейлері.

Ряд компаній займається виробництвом мобільних трейлерних газотурбінних енергоустановок під власним брендом на базі турбін провідних виробників. Компанія «Jereh» пропонує мобільні трейлерні газотурбінні установки Power 2Go на базі турбіни LM2500 компанії «General Electric» потужністю 32–42 МВт з ККД 37,2 % та турбіни SGT-A05 (KB7-HE) компанії «Siemens» потужністю 5,5 МВт та ККД 32,3 % (емісія NO_x не перевищує 25 ppmv). Компанії «AprEnergy» та «AmasEnergy» пропонують електростанції на базі турбіни TM2500, а «GE Vernova» представила установку потужністю 25–30 МВ з ККД 39 %.

В Україні на підприємстві «Мотор-Січ» була розроблена та серійно виробляється установка ПАЕС-2500 потужністю 2,5 МВт, у якій в якості привода використовується конвертований авіаційний ГТД AI-20. «Зоря»-«Машпроект» розробляє мобільну установку на базі ГТД UGT-5000 номінальною потужністю 5 МВт, яка має працювати на дизельному паливі.

2.9 Мікротурбіни

Мікротурбіни – це малі газотурбінні енергетичні установки електричною потужністю від 12 до 500 кВт. Вони використовуються як двигуни малих літаків та дронів, яхт, а також в якості електростанцій децентралізованої енергетики. Мікротурбіни можуть працювати на різних видах палива, як рідких так і газоподібних, в тому числі низькокалорійних, є надійними та простими в експлуатації, мають мінімум рухомих частин, дуже малу емісію (через низьку робочу температуру в камері згоряння), малі габарити та вагу. Сумарна ефективність комбінованого циклу з виробленням електроенергії та теплоти досягає 90 %. Однією з переваг мікротурбін є невелика порівняно з більш потужними установками ступінь підвищення тиску газу в компресорі: $\pi = 3\text{--}4,5$. Це дає змогу встановлення їх у міських умовах. За тиску мережного газу менше 0,03 МПа використовується вбудований дотискний компресор, а за тиску 0,55 МПа і вище мікротурбіна не вимагає його використання.

2.9.1 Схема мікротурбінної енергетичної установки і параметри циклу

Мікротурбіни випускаються у двох основних схемних рішеннях: простого циклу з рекуперацією теплоти продуктів згоряння (рис. 1, б) та комбінованого циклу з рекуперацією та виробленням електричної та теплової енергії (рис. 6). Т-S діаграма простого циклу з рекуперацією показана на рис. 2, б. Температура газу в камері згоряння мікротурбіни знаходиться на рівні 850–950°C, а температура продуктів згоряння на виході з рекуператора 270–330°C. Теплообмін у рекуператорі в сучасних моделях мікротурбін досягає 90 %. Строк до капітального ремонту мікротурбін «Capstone» становить 60000 годин, мікротурбін «Bladon» – 45000 годин.

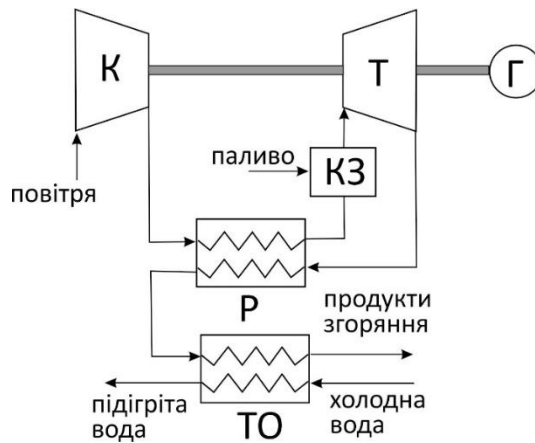


Рис. 6. Схема мікротурбінної установки комбінованого циклу з рекуперацією теплоти продуктів згоряння та виробленням електричної та теплової енергії. К – компресор; Т – мікротурбіна; КЗ – камера згоряння; Р – рекуператор; Г – електрогенератор; ТО – теплообмінник

Недоліком мікротурбінних установок є суттєве зниження ККД із зростанням температури навколишнього середовища. Так, для мікротурбіни «Capstone C-200» підвищення температури з 0°C до 30°C призводить до падіння ККД з 33 % до 30 %. Серйозним недоліком мікротурбінних електростанцій є суттєве зменшення ККД зі зниженням навантаження. Так, для мікротурбіни «Capstone C-65» зменшення навантаження зі 100 % до 50 % знижує ККД з 28 % до 24,5 %.

2.9.2 Виробники мікротурбін

За даними [20], загальний розмір глобального ринку мікротурбін за всіма напрямками їх застосування за 2024 рік склав 89,8 млрд доларів США і, за оцінками, зросте майже вдвічі до 2033 року. Таке зростання викликане, зокрема, інтенсивним розвитком децентралізованої енергетики та потребами ефективності та сталості енергетичного сектору, причому запит на підвищення долі децентралізованої енергетики підтримується урядами всіх розвинених країн.

Дані щодо виробників і характеристик мікротурбінних електростанцій наведено в таблиці 2. Слід відзначити, що ринок мікротурбін швидко змінюється. Як і раніше, на ринку домінує американська компанія «Capstone», яка пропонує ряд моделей потужністю від 30 кВт до 1 МВт. Але ряду компаній («Honeywell», «Ingersoll-Rand», «Elliott», «Bowman Power Systems», «Turbo Genset»), які в недалекому минулому виробляли та продавали мікротурбінні установки, на сьогодні вже немає на ринку, а їхні напрацювання використовуються іншими компаніями, зокрема «Capstone».

Як зазначається у [21], в сегменті установок малої потужності (12 кВт–50 кВт) лише одна компанія («Bladon», Велика Британія) конкурує з «Capstone» (установка MTG12 потужністю 12 кВт). Ця компанія на даний час завершує розробку установки потужністю 40 кВт.

У середньому сегменті (50 кВт–250 кВт) італійська компанія «Ansaldo» пропонує установку потужністю 105 кВт, а в сегменті великої потужності на ринку представлені дві установки американської компанії «Flex Energy» на 250 кВт та 333 кВт та установка фінської компанії «Aurelia Turbines» потужністю 400 кВт, яка на цей час має найвищий ККД (40,2 %). Такий високий електричний ККД досягнуто завдяки двостадійній двохвальній концепції мікротурбіни із застосуванням інтеркулера (охолодження стиснутого повітря між двома ступенями компресора) та рекуператора з ефективністю 90 %. Ступінь підвищення тиску становив $\pi = 5$. Причому, попередні розрахунки показували ККД 45,8% [22], однак на практиці вдалося досягти ККД ~ 40 %, тобто на 6 відсотків менше.

Таблиця 2. Виробники і характеристики мікротурбінних електростанцій (за даними інформаційних бюлетенів компаній)

Компанія	Модель	Електрична потужність, кВт	Електричний ККД, %	Загальна ефективність комб. циклу %	Вміст NO _x , ppm	Т після рекуператора, °C
Capstone (США)	C30	30	26		<10	275
	C65	65	28	72	<10	330
	C200S	200	33	68	<10	280
	C600S	600	33	66	<10	280
	C800S	800	33	66	<10	280
	C1000S	1000	33	66	<10	280
Bladon (Англія)	MGT12	12	25			280
Ansaldo (Італія)	AE-T100B	105	30	90	<15	270
Flex Energy (США)	GT250S	250	30		<5	256
	GT333S	333	33	85	<5	264
Aurelia Turbines (Фінляндія)	A-400	400	40	90	<20	

Декілька компаній («Brayton Energy», «ICR Turbine Corporation», «Calnetix Technologies», «NewEnCo») займаються розробкою інноваційних технологій та просуванням на ринку мікротурбін інших виробників.

Дані щодо вартості мікротурбінних установок наведено на рис. 7 [23].

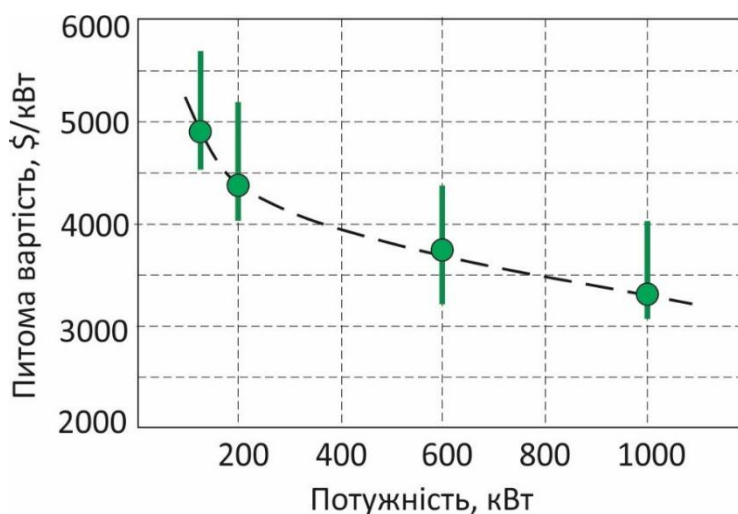


Рис. 7. Питома вартість мікротурбінних електростанцій [23]

Інтервал вартості мікротурбінних електростанцій відображає вплив різних факторів на формування ціни. Вартість зростає у разі потреби запровадження додаткових заходів зі зниження емісії, встановлення устаткування для утилізації теплоти, під'єднання установки до електричної та теплової мереж «з нуля». Натомість, ціна знижується за наявності спрощеного під'єднання до мережі, наявності газу з тиском, необхідним для роботи мікротурбіни, наявності досвідчених спеціалістів на місці встановлення обладнання тощо.

2.10 Газотурбінні електростанції в мікромережах

Трендом розвитку децентралізованої генерації є застосування мікромереж. Як зазначається в публікаціях [24, 25], мікромережі є одним із ключових компонентів децентралізованої енергетики майбутнього, вони надають великі можливості для розвитку та трансформації енергетики в цілому. Мікромережі можуть працювати як синхронно з існуючими комунальними системами, так і незалежно,

вони здатні самостійно виробляти, зберігати та розподіляти енергію. Можуть працювати під час збоїв, забезпечуючи стабільне енергопостачання, особливо в районах, схильних до збоїв або відсутності надійної інфраструктури. Мікромережі можуть інтегрувати різні джерела енергії, як відновлювані (сонячні, вітрові, паливні елементи), так і традиційні (газотурбінні, дизельні, газопоршневі), можуть використовувати акумулятори для накопичення залишку електроенергії. Мозком мікромережі є система керування (контролер), яка керує генераторами електроенергії в режимі реального часу, розподіляє потужності, забезпечує плавний перехід між мережевим та автономним режимами.

Важливою складовою розвитку мікромереж є впровадження газотурбінних електростанцій. Лідером в цьому напрямку є компанія «Solar Turbines». Детальний аналіз технічних, екологічних та економічних аспектів застосування газотурбінної генерації в мікромережах викладено в публікаціях [26, 27]. Підкреслюється, що газова турбіна є ключовою частиною мікромережі, яка керує навантаженням, частотою та напругою. Коли енергопостачання від відновлюваних джерел знижується, мікротурбіна компенсує всі збої та забезпечує стабільну роботу мікромережі. На особливу увагу заслуговує комбіноване виробництво теплоти та електроенергії (СНР). Коли турбіна є частиною системи міні-ТЕЦ, вона може працювати на нижчому рівні виробництва, і при цьому досягати дуже високої загальної ефективності, оскільки окрім електроенергії виробляється також і корисна теплота, яка обслуговує будівлі в межах мікромережі. Також відмічається, що основний акцент робиться на використанні природного газу, оскільки його запаси у світі є достатніми, і він забезпечує більшу екологічність порівняно з іншими викопними паливами. Важливим фактором є підземне транспортування газу, що робить його менш вразливим під час надзвичайних ситуацій.

В роботі [28] проаналізовано сучасний стан та перспективи застосування мікротурбін як основного двигуна для мікромережі. Зроблено висновок, що комбінація мікромережі та мікротурбіни є особливо життєздатною та сприятливою з точки зору ефективності, керованості, стабільності та різноманітності застосувань. Основними недоліками застосування мікротурбін є достатньо великі капітальні затрати, що потребує тарифного регулювання для створення сприятливих умов для інвесторів, та чутливість мікротурбіни до зміни температури навколишнього середовища. Останній фактор треба брати до уваги при проектуванні мікромережі.

Огляд застосування мікротурбін для децентралізованої енергетики виконано в роботі [29]. Проаналізована інтеграція мікротурбін з відновлюваними джерелами енергії, розглянуто різні перспективні схеми. Так, теплота від сонячного концентратора може бути використана для живлення мікротурбіни, зі свого боку мікротурбіна компенсує добове та сезонне коливання сонячної радіації. В результаті може бути досягнута значна економія палива. Особливо високого електричного ККД можна досягнути при комбінації мікротурбіни з турбіною, що працює по органічному циклу Ренкіна. Також зазначається, що мікротурбіна ідеально підходить для комбінації з паливними елементами, які живляться природним газом чи генераторним газом. Викидні гази паливного елемента можуть розширюватись у мікротурбіні та збільшувати вироблену потужність. Показано, що ефективність мікромережі на базі зазначених елементів має ефективність, порівняну з більш потужними системами.

3. Висновки

Застосування енергетичних установок з приводом від ГТД є одним із найбільш перспективних напрямків розвитку децентралізованої енергетики, що дозволяє забезпечувати гнучкість електро- та теплозабезпечення та швидку реакцію на зміну навантаження. Особливі переваги мають установки, які складаються з декількох агрегатів, частина яких просто виключається при суттєвому зниженні потреби в електроенергії.

Найбільш доцільно використовувати установки з приводом від ГТД з виробленням крім електроенергії ще й пари та тепла для обігріву.

Сучасні газотурбінні установки надійні в експлуатації, вони мають високий ККД, розвинутий сервіс, характеризуються швидким набором або скидом потужності і відповідають світовим вимогам щодо вмісту шкідливих речовин у викидних газах. Зниження концентрації оксидів азоту досягається застосуванням передових технологій спалювання палива «DLN, Dry Low NOx».

ГТД також мають менші габарити та більш високе відношення потужність / вага, триваліший інтервал технічного обслуговування. До основних недоліків слід віднести суттєве зменшення ККД зі знизенням навантаження та його залежність від температури навколишнього середовища.

На сьогодні в Україні, в АТ «НПКГ «Зоря»-Машпроект» (м. Миколаїв), АТ «Івченко-Прогрес» та АТ «Мотор-Січ» (м. Запоріжжя), виробляється широкий спектр ГТД, які можуть з успіхом використовуватись на різних енергогенеруючих об'єктах в рамках децентралізації енергетики України. Інші підприємства в Україні виробляють майже все необхідне обладнання для оснащення цих об'єктів, що особливо важливо в умовах воєнного стану.

Для широкої реалізації цієї мети потрібна спеціальна загальнодержавна інвестиційна програма (політика) з розробки та будівництва нових електростанцій для децентралізації та резервування енергоспоживання за участі вітчизняних газотурбінних компаній та академічних інститутів. Така програма також підтримує українських виробників ГТД та електротехнічного устаткування, а також приладобудування, металургію та інші суміжні галузі.

Фінансування роботи. Робота виконувалась в рамках наукового проєкту «Розвиток розподіленої енергетики на основі використання газотурбінних і газопоршневих технологій та місцевих альтернативних видів палива в період воєнного стану і відновлення України» цільової програми НАН України «Наукові і науково-технічні (експериментальні) роботи за пріоритетним напрямом «Енергетичні технології і системи, розподілена енергетика та водопостачання» на 2025-2026 рр.».

Внесок авторів: Халатов А.А. – загальний менеджмент, постановка проблеми, обговорення; Борисов І.І. – пошук і аналіз матеріалів, написання рукопису; Дашевський Ю.Я. – пошук і аналіз матеріалів, обговорення; Кобзар С.Г. – пошук і аналіз матеріалів, обробка даних, обговорення.

Посилання

1. Центр екологічних ініціатив «Екодія». Чому в Україні слід розвивати децентралізовану енергетику вже сьогодні? Київ, 2018. URL: <https://ecoaction.org.ua/wp-content/uploads/2018/06/Brief-rozpodilena-generaciya-s.pdf> (дата звернення: 26.11.2025).
2. Громадська організація «Київський міський осередок Всеукраїнської громадської організації «Громадянська мережа ОПОРА». Децентралізована генерація як можливість зміцнення та оновлення української енергосистеми. URL: <https://rehouse.org.ua/counsessor/detsentralizovana-heneratsiya-yak-mozhlyvist-zmitsnennya-ta-onovlennya-ukrayinskoj> (дата звернення: 26.11.2025).
3. Міністерство енергетики України. Розвиток розподіленої генерації. URL: <https://mev.gov.ua/reforma/development-distributed-generation> (дата звернення: 26.11.2025).
4. Опенько О. Уряд підтримує енергонезалежність: бізнес вже подав 3,8 тис. заявок на кредитування. Delo.ua. 28.03.2025. URL: delo.ua/news/uryad-pidtrimuje-energonezaleznist-biznes-vze-podav-38-tis-zayavok-na-kredituvannya-443776/ (дата звернення: 26.11.2025).
5. Майбутнє розподіленої генерації в Україні: виклики, можливості та перспективи. Економічна правда. 28.03.2025. URL: pravda.com.ua/rus/energetika/budushchee-rasprelennoy-generacii-v-ukraine-vyzovy-vozmozhnosti-i-perspektivy-804835/ (дата звернення: 26.11.2025).
6. Welch M., Pym A. Improving the flexibility and efficiency of gas turbine-based distributed power plants. The Future of Gas Turbine Technology 8th International Gas Turbine Conference (12–13 October 2016, Brussels, Belgium).
7. 2014 Catalog of CHP Technologies, Section 3. Technology Characterization – Combustion Turbines. URL: https://www.epa.gov/sites/default/files/2015-07/documents/catalog_of_chp_technologies_section_3_technology_characterization_-_combustion_turbines.pdf (Last accessed: 26.11.2025).
8. Gas turbine vs gas engines. MAN energy solutions. URL: https://www.man-es.com/docs/default-source/energy-storage/orchestrate-heat-and-power/man-es_mgt_technical_paper_preview.pdf?sfvrsn=51cf6dd6_6 (Last accessed: 26.11.2025).
9. Turbine gas power plant vs gas engines. URL: <https://www.araner.com/blog/turbine-gas-power-plants-vs-gas-engine> (Last accessed: 26.11.2025).
10. Methods for extending gas turbine component life. URL: <https://alliedpg.com/latest-articles/methods-extending-gas-turbine-component-life/> (Last accessed: 26.11.2025).

11. Global Top 15 Gas Turbine Manufacturers 2025. URL: <https://www.blackridgeresearch.com/blog/list-of-global-top-gas-turbine-manufacturers-makers-companies-installers-suppliers-in-the-world> (Last accessed: 26.11.2025).
12. Gas turbine cogeneration system for energy conservation and better power supply security. URL: <https://global.kawasaki.com/en/corp/rd/magazine/173/pdf/n173en06.pdf> (Last accessed: 26.11.2025).
13. US Department of Energy. Combined Heat and Power Technology Fact Sheet Series CHP Technologies: Gas turbines. URL: https://betterbuildingssolutioncenter.energy.gov/sites/default/files/attachments/CHP_Gas_Turbines.pdf (Last accessed: 26.11.2025).
14. Czaja D., Chmielnak T., Lepszy S. Thermo-economic comparative analysis of gas turbine GT10 integrated with air and steam bottoming cycle. *Archives of thermodynamics*. 2014. Vol. 35. No. 4. P. 83–95. <https://doi.org/10.2478/aoter-2014-0035>
15. Gas turbine cost. Gas turbine world. January 16, 2024. URL: <https://gasturbine-world.com/gas-turbine-costs-kw/> (Last accessed: 26.11.2025).
16. 2024 Gas Turbine World Handbook. Vol. 39.
17. Solar mobile turbomachinery. URL: https://www.solarturbines.com/en_US/solutions/oil-and-gas/solar-mobile-turbomachinery.html (Last accessed: 26.11.2025).
18. Baker & Huges. Mobile and trailer-mounted generators. URL: <https://www.bakerhughes.com/brush-power-generation/mobile-and-trailermounted-generators> (Last accessed: 26.11.2025).
19. Announcing our 4MW Vericor gas turbine-powered mobile generator. Vericor news. July 2, 2024. URL: <https://www.vericor.com/announcing-our-4mw-vericor-gas-turbine-powered-mobile-generators/> (Last accessed: 26.11.2025).
20. Microturbine market report. URL: <https://www.imarcgroup.com/microturbine-market> (Last accessed: 26.11.2025).
21. Small gas turbines. Gas turbine world. URL: <https://gasturbine-world.co.uk/small-gas-turbine-guide/> (Last accessed: 26.11.2025).
22. Malkamäki M., Jaatinen-Väri A., Honkatukia J., Backman J., Larjola J. A high efficiency microturbine concept. 11th European Conference on Turbomachinery Fluid Dynamics and Thermodynamics (23–27 March, 2015, Madrid, Spain). URL: <https://www.euroturbo.eu/paper/ETC2015-263.pdf> (Last accessed: 26.11.2025).
23. US Department of Energy. Combined Heat and Power Technology Fact Sheet Series CHP Technologies: Microturbines. URL: https://betterbuildingssolutioncenter.energy.gov/sites/default/files/attachments/CHP_Microturbines.pdf (Last accessed: 26.11.2025).
24. Bloom Energy. *What are Microgrids? Alternative Energy Solutions for a Clean, Resilient Future*. November 30, 2023. URL: <https://www.bloomenergy.com/blog/what-are-microgrids/> (Last accessed: 26.11.2025).
25. Proctor D. Microgrids Take Major Role for Reliability, Resiliency. June 26, 2024. URL: <https://www.powermag.com/microgrids-take-major-role-for-reliability-resiliency/> (Last accessed: 26.11.2025).
26. Solar Turbines. Gas Turbine Microgrids: Reliability and Sustainability through Intelligence. URL: <https://www.scribd.com/document/544030952/CM20170727-82447-16311> (Last accessed: 26.11.2025).
27. Wood E. How gas turbine microgrids create smart megawatts. February, 2017. <https://www.microgridknowledge.com/energy-efficiency/article/11431692/how-gas-turbine-microgrids-create-smart-megawatts> (Last accessed: 26.11.2025).
28. Konečná E., Teng S. Y., Máša V. New insights into the potential of the gas microturbine in microgrids and industrial applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2020. Vol. 134. 110078. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110078>
29. De Robbio R. Micro Gas Turbine Role in Distributed Generation with Renewable Energy Sources. *Energies*. 2023. Vol. 16. Iss. 2. 704. <https://doi.org/10.3390/en16020704>

References

1. Center for Environmental Initiatives Ecoaction. (2018). *Why should Ukraine develop decentralized energy today?* Retrieved November 26, 2025, from <https://ecoaction.org.ua/wp-content/uploads/2018/06/Brief-rozpodilena-generacia-s.pdf> [in Ukrainian].
2. Civil Network OPORA. *Decentralized generation as an opportunity to strengthen and modernize the Ukrainian energy system*. Retrieved November 26, 2025, from <https://rehouse.org.ua/counsellor/detsentralizovana-heneratsiya-yak-mozhlyvist-zmitsnennya-ta-onovlennya-ukrayinskoyi> [in Ukrainian].
3. Ministry of Energy of Ukraine. *Development of Distributed Generation*. Retrieved November 26, 2025, from <https://mev.gov.ua/reforma/development-distributed-generation> [in Ukrainian].
4. Openko, O. (2025, March 28). The government supports energy independence: businesses have already submitted 3,800 loan applications. *Delo.ua*. Retrieved November 26, 2025, from <https://delo.ua/news/uryad-pidtrimuje-energonezaleznist-biznes-vze-podav-38-tis-zayavok-na-kredituvannya-443776/> [in Ukrainian].
5. *The future of distributed generation in Ukraine: challenges, opportunities, and prospects*. (2025, March 28). *Ekonomichna Pravda*. Retrieved November 26, 2025, from <https://epravda.com.ua/rus/energetika/budushchee-raspredelennoy-generacii-v-ukraine-vyzovy-vozmozhnosti-i-perspektivy-804835/> [in Ukrainian].

6. Welch, M. & Pym, A. (2016). *Improving the flexibility and efficiency of gas turbine-based distributed power plants. The Future of Gas Turbine Technology 8th International Gas Turbine Conference 12–13 October 2016*. Brussels, Belgium.
7. 2014 Catalog of CHP Technologies, Section 3. Technology Characterization – Combustion Turbines. (2015, March). Retrieved November 26, 2025, from https://19january2017snapshot.epa.gov/sites/production/files/2015-07/documents/catalog_of_chp_technologies_section_3_technology_characterization_-_combustion_turbines.pdf
8. Gas turbine vs gas engines. MAN energy solutions. Retrieved November 26, 2025, from https://www.man-es.com/docs/default-source/energy-storage/orchestrate-heat-and-power/man-es_mgt_technical_paper_preview.pdf?sfvrsn=51cf6dd6_
9. Turbine gas power plant vs gas engines. Retrieved November 26, 2025, from <https://www.araner.com/blog/turbine-gas-power-plants-vs-gas-engine>
10. Methods for extending gas turbine component life. Retrieved November 26, 2025, from <https://alliedpg.com/latest-articles/methods-extending-gas-turbine-component-life/>
11. Global Top 15 Gas Turbine Manufacturers 2025. Retrieved November 26, 2025, from <https://www.blackridgeresearch.com/blog/list-of-global-top-gas-turbine-manufacturers-makers-companies-installers-suppliers-in-the-world>
12. Gas turbine cogeneration system for energy conservation and better power supply security. Retrieved November 26, 2025, from <https://global.kawasaki.com/en/corp/rd/magazine/173/pdf/n173en06.pdf>
13. US Department of Energy. *Combined Heat and Power Technology Fact Sheet Series CHP Technologies: Gas turbines*. Retrieved November 26, 2025, from https://betterbuildingssolutioncenter.energy.gov/sites/default/files/attachments/CHP_Gas_Turbines.pdf
14. Czaja, D., Chmielnak, T., & Lepszy, S. (2014). Thermo-economic comparative analysis of gas turbine GT10 integrated with air and steam bottoming cycle. *Archives of thermodynamics*, 35(4), 83–95. <https://doi.org/10.2478/aoter-2014-0035>
15. *Gas turbine cost*. (2024, January 16). Gas turbine world. Retrieved November 26, 2025, from <https://gasturbineworld.com/gas-turbine-costs-kw/>
16. *2024 Gas Turbine World Handbook*, 39.
17. Solar mobile turbomachinery. Retrieved November 26, 2025, from https://www.solarturbines.com/en_US/solutions/oil-and-gas/solar-mobile-turbomachinery.html
18. Baker & Hughes. *Mobile and trailer-mounted generators*. Retrieved November 26, 2025, from <https://www.bakerhughes.com/brush-power-generation/mobile-and-trailermounted-generators>
19. *Announcing our 4MW Vericor gas turbine-powered mobile generator*. (2024, July 2). Vericor news. Retrieved November 26, 2025, from <https://www.vericor.com/announcing-our-4mw-vericor-gas-turbine-powered-mobile-generators/>
20. Microturbine market report. SR112025A1922. Retrieved November 26, 2025, from <https://www.imarcgroup.com/microturbine-market>
21. *Small gas turbines*. Gas turbine world. Retrieved November 26, 2025, from <https://gasturbineworld.co.uk/small-gas-turbine-guide/>
22. Malkamäki, M., Jaatinen-Värri, A., Honkatukia, J., Backman, J., & Larjola, J. *A high efficiency microturbine concept. 11th European Conference on Turbomachinery Fluid Dynamics and Thermodynamics*, 23–27 March, 2015. Madrid, Spain. Retrieved November 26, 2025, from <https://www.euroturbo.eu/paper/ETC2015-263.pdf>
23. US Department of Energy. *Combined Heat and Power Technology Fact Sheet Series CHP Technologies: Microturbines*. Retrieved November 26, 2025, from https://betterbuildingssolutioncenter.energy.gov/sites/default/files/attachments/CHP_Microturbines.pdf
24. Bloom Energy. (2023, November 30). *What are Microgrids? Alternative Energy Solutions for a Clean, Resilient Future*. Retrieved November 26, 2025, from <https://www.bloomenergy.com/blog/what-are-microgrids/>
25. Proctor, D. (2024, June 26). Microgrids Take Major Role for Reliability, Resiliency. Retrieved November 26, 2025, from <https://www.powermag.com/microgrids-take-major-role-for-reliability-resiliency/>
26. Solar Turbines. *Gas Turbine Microgrids: Reliability and Sustainability through Intelligence*. Retrieved November 26, 2025, from <https://www.scribd.com/document/544030952/CM20170727-82447-16311>
27. Wood, E. (2017, February). How gas turbine microgrids create smart megawatts. Retrieved June 6, 2025, from <https://www.microgridknowledge.com/energy-efficiency/article/11431692/how-gas-turbine-microgrids-create-smart-megawatts>
28. Konečná, E., Teng, S. Y., & Máša, V. (2020). New insights into the potential of the gas microturbine in microgrids and industrial applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 134, 110078. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110078>
29. De Robbio, R. (2023). Micro Gas Turbine Role in Distributed Generation with Renewable Energy Sources. *Energies*, 16(2), 704. <https://doi.org/10.3390/en16020704>

GAS TURBINES IN THE DECENTRALIZED ENERGY SECTOR OF UKRAINE

Artem Khalatov^{1,3}, Dr. Sci. (Engin.), Professor, <https://orcid.org/0000-0002-7659-4234>

Igor Borisov^{1*}, PhD (Engin.), <https://orcid.org/0000-0001-7696-3901>

Yuriy Dashevchyy², PhD (Engin.)

Sergii Kobzar¹, PhD (Engin.), <https://orcid.org/0000-0002-8615-4400>

¹Institute of Engineering Thermophysics of NAS of Ukraine, 2a, Marii Kapnist St., Kyiv, 03680, Ukraine;

²GTR&PC «Zorya»-«Mashproekt», 42a, Bohoiavlenskyi Ave., Mykolaiv, 54018, Ukraine;

³General Energy Institute of NAS of Ukraine, 172, Antonovicha St., Kyiv, 03150, Ukraine

*Corresponding author: borisov010@gmail.com

Abstract. *The article discusses the current state of application of gas turbine power plants for decentralized generation. The main types and thermodynamic cycles of the plants, their main advantages and disadvantages are analyzed, and a comparison with reciprocating gas turbines was made. Gas turbine power plants have a higher potential for heat generation in the combined cycle because they have a higher exhaust gas temperature. Some promising schemes of gas turbine plants that can be implemented in the future are listed. Data on the main manufacturers of gas turbine equipment, technical characteristics and specific cost of models available on the world market are presented. At present, a wide range of models of stationary and mobile gas turbine power plants of medium and low capacity of simple and combined (electricity and heat production and combined cycle plants) cycles are offered, which are intended specifically for decentralized generation. The efficiency of simple cycle power plants depends on the capacity and is 26-40 %, and the overall efficiency of CHP plants is 85-90 %. The efficiency of medium-capacity co-generation plants is 50-55 %. In recent years the mobile equipment is developing intensively, which allow for quick installation and connection to the consumer: after connection, the power plant reaches full capacity within a short time - about 5 minutes. The environmental characteristics of gas turbine power plants meet modern requirements, NOx emissions do not exceed 25 ppm and for microturbines – 10 ppm. The role of gas turbine power plants in microgrids is considered. Microgrids can integrate various energy sources, both renewable (solar, wind, fuel cells) and conventional (gas turbine, diesel, gas piston), with the gas turbine being a key part of the microgrid that controls load, frequency, and voltage. When the energy supply from renewable sources decreases, the turbine compensates for all interruptions and ensures stable operation of the microgrid.*

Keywords: decentralized generation, gas turbine, microturbine, simple and combined cycle power plants, microgrids.

Дата першого надходження статті до журналу: 26.10.2025

Дата прийняття статті до друку після рецензування: 27.01.2026

Дата публікації (оприлюднення): 09.03.2026