

УДК 621.165

РОЗБУДОВА РОЗГАЛУЖЕНОЇ МЕРЕЖИ ЕНЕРГОГЕНЕРУЮЧИХ МАНЕВРОВИХ ПОТУЖНОСТЕЙ НА БАЗІ НАЯВНОЇ ІНФРАСТРУКТУРИ ГТС УКРАЇНИ

¹ **В. В. Соловей**, д-р техн. наукsolovey_v_v@ukr.net

ORCID: 0000-0002-5444-8922

¹ **М. М. Зіпунніков**, канд. техн. наукzipunnikov_n@ukr.net

ORCID: 0000-0002-0579-2962

¹ **І. О. Воробйова**vorobjova_i@ukr.net

ORCID: 0000-0002-1712-8831

^{1,2} **А. М. Авраменко**, д-р техн. наукan0100@ukr.net

ORCID: 0000-0001-8130-1881

² **А. С. Птушка**, канд. філол. наукinmov.department@gmail.com

ORCID: 0000-0003-3177-5370

¹ Інститут енергетичних машин

ім. А. М. Підгорного НАН України,

61046, Україна, м. Харків,

вул. Комунальників, 2/10

² Харківський національний

автомобільно-дорожній університет,

61002, м. Харків, вул. Ярослава Мудрого, 25

У роботі показано, що максимальна концентрація енергетичних потужностей в межах територіально-промислових регіонів України на відносно невеликих земельних ділянках зумовила їх велику вразливість під час військових дій. Так, із початку великомасштабного вторгнення енергетична галузь втратила до 30% встановлених потужностей, що вкрай негативно впливає на сталість роботи енергосистеми і перешкоджає задоволенню потреб в електроенергії промислових і комунально-побутових споживачів. Метою роботи є аналіз можливості створення додаткових енергетичних потужностей на базі енерготехнологічного обладнання газотранспортної системи України шляхом реконструкції та модернізації газотурбінних установок (ГТУ) і створення на їх базі розгалуженої системи електростанцій малої і середньої потужності. Проведено системний аналіз структури технопарку енерготехнологічного обладнання газоперекачувальних станцій. Встановлено, що підвищення початкового тиску на 10–12 кПа збільшує потужність енергоустановки ГТ-35-770 на 21–22%, що відповідає 6,9–7,0 МВт додаткової електроенергії. Інтеграція циклів газота паротурбінних установок приводить до суттєвого підвищення ККД парогазової установки, який залежить від ККД парового і газового циклів і співвідношення обсягів теплоти, що використовуються в кожній з цих установок. Розроблено технологічну схему із застосуванням надлишкового тиску природного газу в турбодетандері для отримання енергії, яку можна використати для підвищення початкового тиску повітря на вході в ГТУ за допомогою високонапірних вентиляторів. Доведено, що існує можливість глибокої модернізації ГТУ за рахунок втілення парогазових технологій та внесення змін до конструкції систем спалювання газу. Використання термічного потенціалу відпрацьованих газів ГТУ в паротурбінній частині комбінованого циклу дозволяє обмежитися ступенем стиснення $\pi_k \leq 15$, що спрощує конструкцію компресора і зводять до мінімуму обсяги додатково стисненого газу в циклі ГТУ. За результатами модернізації буде збільшено потужність встановленого енергообладнання в енергосистемі України на 4,0–5,0 ГВт за умов помірних капіталовкладень на рівні 250–270 \$/кВт із строком окупності, що не перевищує 2–2,5 роки.

Ключові слова: електроенергія, газотранспортна система, енергетичні потужності, вентилятор, повітря, тиск.

Вступ

Енергетичний комплекс України було створено в 60–70-х роках минулого сторіччя [1]. Втілення в життя стратегії, суть якої полягала в максимальній концентрації енергетичних потужностей в межах територіально-промислових регіонів на відносно невеликих земельних ділянках, мало наслідком велику їх вразливість під час військових дій. Так, із початку великомасштабного вторгнення енергетична галузь втратила до 30% встановлених потужностей, що вкрай негативно впливає на сталість роботи енергосистеми і перешкоджає задоволенню потреб в електроенергії промислових і комунально-побутових споживачів. У зв'язку зі значним впливом військових дій на енергетичну інфраструктуру слід очікувати збільшення дефіциту електроенергії, особливо в період пікових навантажень на енергетичних об'єктах. Тому актуальною проблемою є не тільки відновлення пошкоджених потуж-

Статтю ліцензовано на умовах Ліцензії Creative Commons «Attribution» («Атрибуція») 4.0 Міжнародна.

© В. В. Соловей, М. М. Зіпунніков, І. О. Воробйова, А. М. Авраменко, А. С. Птушка, 2026

ностей, а й створення більш надійної і менш вразливої інфраструктури шляхом розгалуження мережі енергогенеруючих підприємств і підвищення їх автономності.

В умовах дефіциту фінансових ресурсів й обмежених можливостей виробництва нового енергетичного обладнання нагальним є залучення до генерації енергії енерготехнологічного обладнання із суміжних секторів паливно-енергетичного комплексу, зокрема, газотранспортної системи (ГТС) України.

Система транспортування газу складається з:

- різних типів (магістральні, розподільні, перемички);
- підземних сховищ газу;
- газорозподільних станцій;
- газорегуляторних пунктів;
- компресорних станцій;
- ділянок підводів і відводів.

Загальна ємність сховищ становить понад 32 мільярди кубічних метрів газу при максимально можливому закачуванні за добу 250 мільйонів кубів.

За параметрами загального активного обсягу газу й продуктивності ГТС України посідає третє місце у світі. Це майже 9% всесвітнього обсягу газосховищ. Один із найбільших світових операторів газотранспортування – українська ГТС – здатен функціонувати навіть у дуже складних умовах воєнного часу.

Метою статті є аналіз можливості створення додаткових енергетичних потужностей на базі енерготехнологічного обладнання ГТС України шляхом реконструкції та модернізації газотурбінних установок (ГТУ) і створення на їх базі розгалуженої системи електростанцій малої і середньої потужності.

Об'єкт дослідження

ГТС України – одна з найбільших у світі газотранспортних систем, схему й технічні характеристики якої станом на 2019 рік наведено на рис. 1 і в табл. 1 [2, 3]. ГТС виконує дві основні функції: забезпечення природним газом внутрішніх споживачів, а також транзит природного газу через територію України в країни Західної та Центральної Європи.

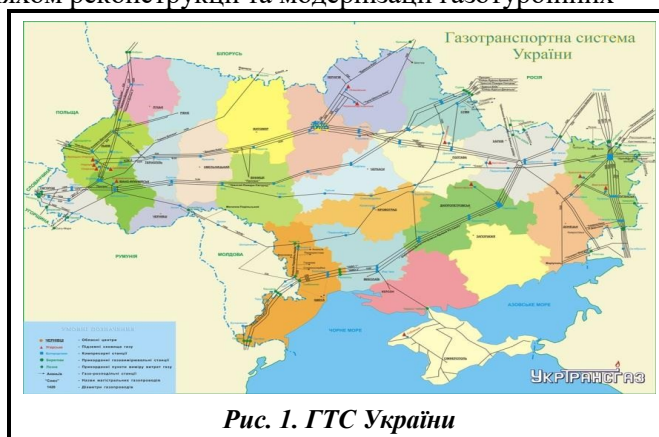


Рис. 1. ГТС України

Таблиця 1. Характеристика ГТС України станом на 2019 [2, 3]

Параметри ГТС	Одиниця виміру	Кількість
Довжина газопроводів, всього:		37600,177
у тому числі:		
магістральних газопроводів	км	22007,472
магістральних газопроводів-відводів		13123,527
розподільних газопроводів		2469,178
Компресорні станції, з врахуванням власності ПАТ «ГАЗТРАНЗИТ»	шт.	73
Компресорні цехи, з врахуванням власності ПАТ «ГАЗТРАНЗИТ»	шт.	111
Газоперекачувальні агрегати, з врахуванням власності ПАТ «ГАЗТРАНЗИТ»	шт.	705
Потужність компресорних станцій	МВт	5496
Газорозподільні станції	шт.	1473

Таким чином, парк газоперекачувальних агрегатів налічує більше ніж 700 одиниць, у тому числі з газотурбінним приводом – 448, з електроприводом – 158, газомотокомпресорів – 96, загальною потужністю 5440 МВт. Вони розміщені на 73 компресорних станціях, у складі яких знаходиться 111 компресорних цехів, і являють собою потужну матеріально-технічну базу, придатну для перетворення в енергогенеруючу складову енергосистеми України [2].

Для створення й підтримки в дієздатному стані регулюючих і маневрових потужностей, призначених для забезпечення пікових і напівпікових навантажень в енергосистемі України, вживаються традиційні заходи. Однак під час війни постав практично не прогнозований за строками й масштабами новий виклик – пошкодження енергогенеруючого й енергопередаючого обладнання в результаті ракетних обстрілів інфраструктури. Це потребує новітніх підходів до створення додаткових, більш розгалужених потужностей, здатних забезпечити генерацію додаткових обсягів електроенергії для підтримки роботи енергосистеми в сталому режимі. Для вирішення цієї проблеми доцільно разом із відновленням провести реконструкцію й модернізацію наявних теплоенергетичних установок.

Враховуючи структуру встановлених енергетичних потужностей на ГТС, у разі їх реконструкції цілком можливо забезпечити створення на базі існуючого обладнання додаткових 70–80 малих електростанцій, розташованих на відстані 100 км одна від одної, що підвищує живучість енергогенеруючої системи в умовах ракетних обстрілів. До того ж у разі використання 60–70% існуючого обладнання для створення додаткових потужностей буде забезпечена генерація 3–4 ГВт електроенергії. Це суттєво зменшить існуючий дефіцит, який становить 8–9 ГВт. Залучення парогазових технологій у процесі реконструкції в подальшому додасть 20–25% до встановленої потужності без додаткових витрат паливного газу. Аналіз технологічної схеми типової газоперекачувальної станції (ГПС) (рис. 2) свідчить, що вона включає основні складові, необхідні для створення енергетичної ГТУ, шляхом доповнення її електрогенератором для отримання електричної енергії [4, 5].

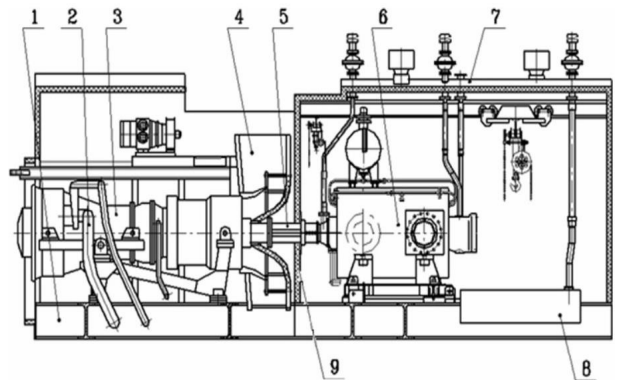


Рис. 2. Турбоблок стендового блочно-комплектного агрегату контейнерного виконання ГПА-Ц- 6,3В/56-1,45:

- 1 – рама; 2 – газопровід; 3 – двигун Д-336-2/1; 4 – раवलік;
- 5 – вал торсійний; 6 – компресор НЦВ-6,3/56-1,45;
- 7 – контейнер турбоблоку; 8 – маслобак;
- 9 – герметична перегородка між відсіками магнітного двигуна та відцентрового компресора

Методика досліджень

Розташування пропонованої ГТУ на безпосередній близькості до магістралі газу високого тиску (6–7 МПа) дозволяє за рахунок використання надлишкового тиску в турбодетандерному агрегаті отримати додаткову потужність, що розраховується за формулою

$$N^Д = \frac{m \cdot R \cdot T_2^{\text{ГТУ}} \cdot K_p}{(k-1) \cdot (1 - \pi_d^{(k-1)/k})},$$

де $T_2^{\text{ГТУ}}$ – температура вихідних газів ГТУ; m – витрати паливного газу, кг/с; K_p – коефіцієнт рекуперації; $k=c_p/c_v$ – показник адіабати; π_d – перепад тиску в турбодетандері.

Для виконання більш детальних розрахунків робочих процесів з урахуванням залежності теплофізичних властивостей робочого тіла від температури й тиску і визначення поточних значень параметрів процесу необхідно використати довідкові табличні дані або універсальні програмні комплекси. Дані щодо значення показника адіабати для метану в діапазоні параметрів, що відповідають розглянутому варіанту технологічної схеми ГТУ, наведено в табл. 2.

На етапі розробки й оптимізації конструкції турбодетандера з високими термогазодинамічними характеристиками проточної частини доцільно застосувати методологічні підходи до розрахунку й проектування основних елементів турбомашини, які викладено в [6].

У результаті розрахунку потужність турбодетандера відповідно до параметрів ГТ-35-770 становить 1,5–1,7 МВт, що цілком достатньо для привода вентилятора. У разі необхідності збільшення потужності турбодетандера доцільно підвищити температуру на вході шляхом спалювання незначної кількості газу з високою ефективністю використання енергії додаткового палива.

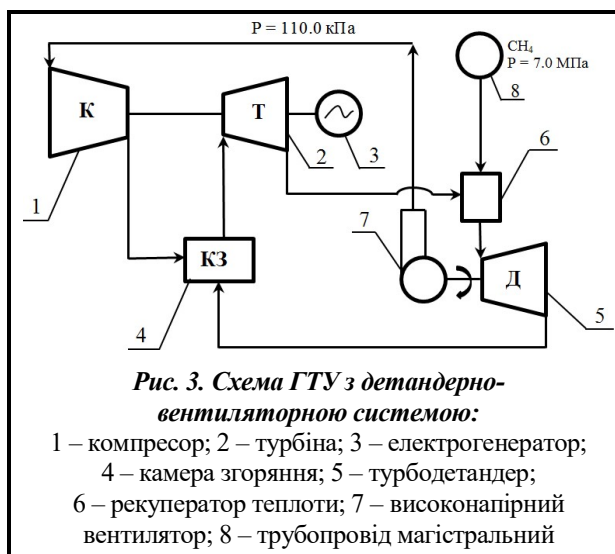
Таблиця 2. Теплофізичні властивості метану в інтервалі температур 300–700 К

№	Температура, К	Тиск, МПа	Густина, кг/м ³	Ентальпія, кДж/кг	Ентропія, кДж/кг·К	c_v , кДж/кг·К	c_p , кДж/кг·К	c_{p0} , кДж/кг·К	c_p/c_v
1	300	3,5	23,882	880,57	4,7701	1,7467	2,4560	2,2301	1,4061
2	350	3,5	19,887	1004,3	5,1515	1,8693	2,5094	2,3663	1,3424
3	400	3,5	17,131	1132,6	5,4940	2,0272	2,6307	2,5312	1,2977
4	450	3,5	15,088	1267,9	5,8126	2,2036	2,7851	2,7118	1,2639
5	500	3,5	13,502	1411,4	6,1147	2,3881	2,9551	2,8989	1,2374
6	550	3,5	12,230	1563,5	6,4046	2,5741	3,1312	3,0868	1,2164
7	600	3,5	11,184	1724,5	6,6846	2,7581	3,3080	3,2720	1,1994
8	650	3,5	10,307	1894,3	6,9563	2,9379	3,4824	3,4527	1,1854
9	700	3,5	9,5611	2072,7	7,2207	3,1122	3,6527	3,6278	1,1737

Технологічна схема ГТУ з детандерно-вентиляторною системою підвищення початкового тиску повітря наведена на рис. 3.

Баланс матеріально-енергетичних потоків згідно з енерготехнологічною схемою комбінованої ГТУ з турбодетандерним наддувом, побудованої на базі ГТ-35-770, має наступні характеристики:

- електрична потужність 32 МВт;
- ККД 23,8 %;
- початкова температура 770 °С;
- ступінь стиску 6,5;
- витрати повітря 215 кг/с;
- витрати паливного газу 2,9 кг/с;
- температура газу на виході з турбіни 430 °С;
- питомі витрати палива 0,3 кг/(кВт·год).



У роботі [7] наведено дані щодо агрегату ВДН-25×2М, які свідчать про те, що за умов збільшення тиску повітря до 110 кПа витрати енергії на привід вентилятора для подачі 215 кг/с повітря не перевищують 1,5–1,7 МВт. Ця потужність має бути згенерована турбодетандером. Для визначення потужності турбодетандера скористаємося рівнянням для адіабатного процесу розширення робочого тіла [8].

Відкоригуємо його згідно з розробленою схемою (рис. 3) шляхом введення коефіцієнту рекуперації теплоти, який враховує вплив зовнішньої термодинамічної необерненості, зумовленої кінцевою різницею температури в рекуперативному теплообміннику в процесі передачі теплоти відпрацьованих газів ГТУ до паливного газу, що є робочим тілом в турбодетандері. Задля цього надамо оцінку зовнішній необерненості за допомогою коефіцієнту ефективності рекуперації теплоти, який становно варіанта, що розглядається, має вигляд

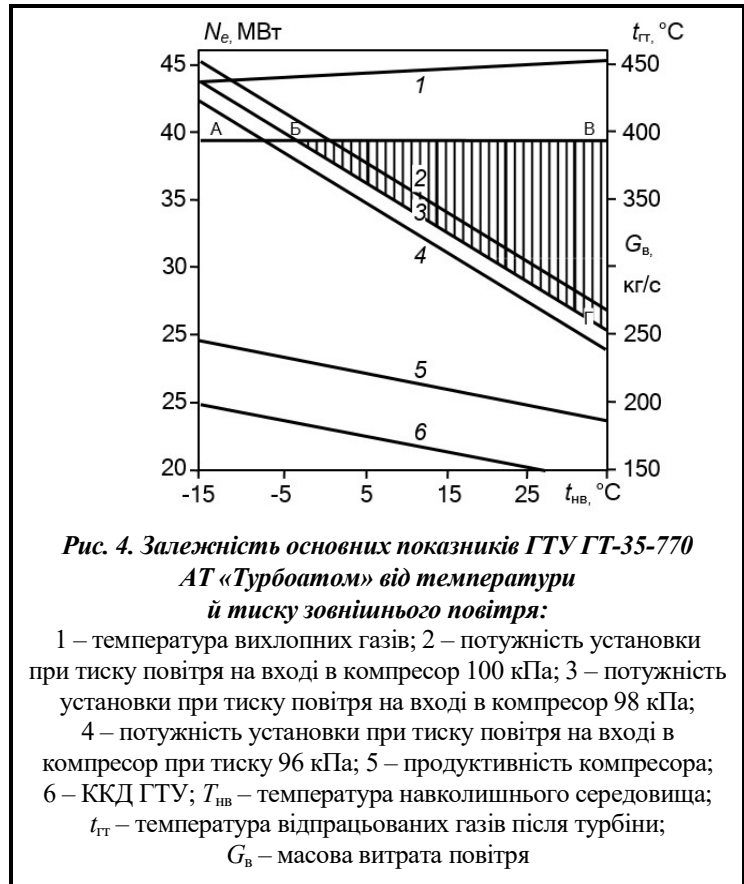
$$K_p = \frac{T_2^{\text{ГТУ}} - T_1^{\text{Д}}}{T^{\text{ГТУ}}},$$

де $T_1^{\text{Д}}$ – температура паливного газу на вході в турбодетандер.

На рис. 4. наведено відповідно до паспортних даних у графічній інтерпретації залежність основних показників ГТУ ГТ-35-770 виробництва АТ «Українські енергетичні машини» (донедавна АТ «Турбоатом» та АТ «Електроважмаш») від температури й тиску зовнішнього повітря [9–14].

Збільшення початкового тиску повітря суттєво впливає на потужність ГТУ. Так, підвищення тиску повітря з 96 кПа до 100 кПа (на 4%) забезпечує зростання потужності ГТУ з 32,1 МВт до 34,2 МВт (тобто на 9% відносних). Лінійний характер залежності потужності від початкового тиску повітря горіння дозволяє шляхом екстраполяції отримати дані щодо зміни потужності за умов підвищення тиску на 10 кПа. Такий тиск повітря забезпечують високонапірні вентилятори типу ВДН-25×2М.

Потужність, яку необхідно задіяти для електроприводу високонапірного вентилятора, можна отримати в турбодетандерному агрегаті за рахунок спрацювання тиску паливного газу з регенерацією теплоти відпрацьованих газів. У разі підвищення початкового тиску до 110 кПа потужність ГТУ зростає на 22%, що в абсолютному вимірі відповідає 7,7 МВт. Таке зростання потужності виправдовує використання більш складних технологічних схем ГТУ. Подальше підвищення ефективності ГТУ в процесі реконструкції ГТС може бути забезпечене шляхом реалізації парогазових технологій генерації енергії з використанням розробленої технологічної схеми ГТУ з турбодетандерним наддувом повітря як складової парогазової установки [13]. Доцільність практичного застосування такого підходу має бути обґрунтована за допомогою детальних досліджень проекту реконструкції конкретного об'єкта ГПС задля перетворення її на електростанцію з високим ККД, що важливо для енергоефективного використання природного газу в умовах зменшення його власного видобутку до критично низького рівня.



Аналіз результатів та перспектив їх застосування

Відомо, що інтеграція циклів ГТУ і паротурбінної установки (ПТУ) приводить до суттєвого підвищення ККД парогазової установки (ПГУ), який, у свою чергу, залежить від ККД парового й газового циклів і співвідношення обсягів теплоти, що використовуються в кожній з цих установок. При здійсненні газової надбудови до існуючих енергоустановок виникають обмеження, пов'язані з необхідністю забезпечення витратних і температурних параметрів роботи існуючого обладнання, зокрема, парогенератора ПТУ для генерації пари з параметрами, що задовольняють вимогам до робочого тіла парової турбіни. Оскільки частина енергії палива у разі надбудови використовується в ГТУ для роботи, необхідно ввести додаткову енергію для збереження обсягів її подачі в паротурбінний цикл. Із термодинамічної точки зору найефективнішим способом є подача додаткового об'єму газу в камеру згоряння ГТУ. Однак у цьому варіанті температура відпрацьованих газів, як правило, не перевищує 500 °C, що нижче за температуру, потрібну для роботи парогенератора. Тому необхідно здійснювати їх догрівання до паспортної температури.

Виключити додаткове введення тепла в парогенератор можна шляхом реалізації в газовій турбіні процесу, наближеного до ізотермічного. Практично це можна реалізувати за допомогою спеціально розробленої конструкції газової турбіни з послідовним введенням теплоти в процесі розширення газу. Розвиток сучасних технологій і застосування нових конструкційних жароміцних матеріалів на основі так званої в'язкої кераміки і нікель-марганцевих сталей або сплавів хрому дозволяють на 200–500 °C підвищити робочу температуру лопаток турбін і, як наслідок, збільшити ефективність циклу. Нові технічні й технологічні можливості дають змогу відмовитися від традиційних конструкцій для ступінчастого підведення тепла з виносними камерами згоряння і відкривають перспективи для використання міждискового простору турбіни як проміжних кільцевих камер згоряння. У цьому випадку через систему охолодження лопаткового апарату можна здійснити введення палива по колу в міждисковий простір, перетворивши його на камеру згоряння з високим ступенем турбулізації. У результаті

ефективного змішування утворюється рівномірний фронт полум'я, що підтримується високотемпературними поверхнями проточної частини. Для стабілізації горіння ці елементи повинні мати металокерамічне покриття, якому притаманні каталітичні властивості, завдяки їм відбувається інтенсифікація процесу окислення палива. Таке підведення тепла наближає процес розширення до ізотермічного, за якого вся додатково підведена теплота перетворюється на роботу. У цьому випадку температура газів на виході з турбіни буде більш високою, що значною мірою відповідає потребам роботи парогенератора. Використання термічного потенціалу відпрацьованих газів ГТУ в паротурбінній частині комбінованого циклу дозволяє обмежитися ступенем стиснення $\pi_k \leq 15$, що спрощує конструкцію компресора і зводить до мінімуму обсяги додатково стисненого газу в циклі ГТУ.

Для підвищення ефективності роботи ГТУ шляхом скорочення кількості повітря горіння і, отже, роботи, що витрачається на його стиснення, доцільно здійснювати впорскування перегрітої води або вологої пари з низьким ступенем сухості $x > 0,6$ для доведення температури газів до технічно прийняттого рівня. Використання води в рідкій фазі дозволить суттєво зменшити її витрату порівняно з паровим охолодженням. Однак це вимагає розробки спеціальної конструкції газового охолоджувача для запобігання потраплянню краплинної вологи до проточної частини газової турбіни. Технічно це може бути реалізовано шляхом встановлення на виході з камери згоряння керамічної насадки з малим гідравлічним опором. При роботі ГТУ за розімкнутою схемою незалежно від того, в рідкій або паровій фазі використовується вода, потрібне її поповнення. У відомих конструкціях для компенсації втрат води на виході з парогенератора встановлюють контактний газорідинний теплообмінний апарат (за аналогією з системою «Водолій») для уловлювання водяної пари з продуктів згоряння. Високий вміст водяної пари в продуктах згоряння дозволяє навіть при частковій її конденсації (на рівні 70–80%) отримати необхідний об'єм води, що утилізується, для роботи системи газоохолодження.

На етапі опрацювання технічних пропозицій для проекту модернізації теплоенергетичної установки необхідні дані, які дозволяють визначитися з вибором технологічної схеми й впливу робочих параметрів основних елементів на інтегральні енергетичні характеристики [15, 16]. Залежність ККД ПГУ від ККД ГТУ і ПТУ з урахуванням додатково підведеної теплоти можна встановити, скориставшись рівнянням [19]

$$\eta_{\text{ПГУ}} = \frac{(1 + \eta_{\text{ПГУ}}) \cdot \eta_{\text{ПГУ}} - \eta_{\text{ПТУ}}}{1 + \eta_{\text{ГТУ}} + \eta_{\text{ГТУ}}^2},$$

де $\eta_{\text{ПГУ}}$ – ККД парогазової установки; $\eta_{\text{ГТУ}}$ – ККД газотурбінної установки; $\eta_{\text{ПТУ}}$ – ККД паротурбінної установки.

У розрахунках прийнято діапазон зміни ККД парової та газової частин, освоєних енергетичною галуззю [15–18]. На рис. 5 представлено показники ефективності ПГУ з вироблення електроенергії при різних комбінаціях інтегрованих циклів.

Аналіз отриманих результатів свідчить, що навіть при помірних показниках термодинамічної ефективності елементів, інтегрованих у комбіновану схему ПГУ, забезпечується рівень ККД, недосяжний іншими відомими на сьогоднішній день енергоустановками мегаватної потужності. Малий питомий об'єм передувімкненої газотурбінної частини (0,6–0,7 м³/кВт) дає змогу розмішувати їх при модернізації в приміщеннях, що займаються паротурбінними енергоблоками.

Завдяки цьому можна використовувати виробничі площі існуючих ГПС для розміщення додаткового обладнання, що скорочує фінансові витрати при реконструкції енергетичних об'єктів. При когенераційній модернізації існуючого енергетичного обладнання за рахунок використання наявної будівельно-технічної бази вартість одиниці електрогенеруючої потужності, що додатково встановлюється, не перевищує \$ 250–270 за 1 кВт. Такі проекти мають відносно короткий строк введення в експлуатацію і характеризуються нижчими питомими капітальними витратами в порівнянні з новими установками з одночасним скороченням строку повернення вкладених інвестицій до 2–2,5 років.

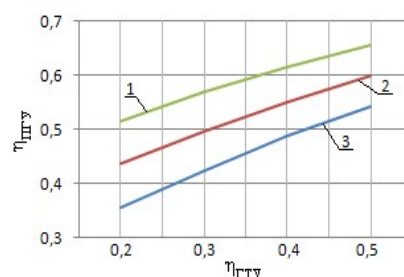


Рис. 5. Залежність інтегрального ККД ПГУ від значень ККД ГТУ і ПТУ: 1 – 0,4; 2 – 0,3; 3 – 0,2

Висновки

1. Проведено системний аналіз структури технологічного парку енерготехнологічного обладнання ГПС і встановлено, що 60–70% їх обладнання може бути використано для створення газотурбінних енергетичних установок для розбудови розгалуженої мережі автономних газотурбінних електростанцій потужністю 10–30 МВт із застосуванням технічної бази ГПС, що забезпечить більш високу живучість системи генерації електроенергії в умовах перманентних ракетно-дронових атак.

2. Досліджено вплив підвищення початкового тиску повітря на потужність енергоустановки ГТ-35-770 і встановлено, що підвищення початкового тиску на 10 кПа збільшує її потужність на 22%, що відповідає 7,7 МВт додаткової електроенергії.

3. Розроблено технологічну схему з використанням надлишкового тиску природного газу в турбодетандері для отримання енергії, яку можна застосувати для підвищення початкового тиску повітря на вході в ГТУ за допомогою високонапірних вентиляторів, які використовують енергію, отриману від турбодетандера.

4. Враховуючи співвідношення витраченої енергії для підвищення початкового тиску повітря до отриманого за рахунок збільшення потужності ГТУ як 1:5, у разі відсутності надлишкового тиску паливного газу доцільно використовувати електричний привід високонапірного вентилятора. Це розширить коло ГТУ, яке можна залучити до модернізації у запропонований спосіб.

5. Показана можливість глибокої модернізації ГТУ не тільки за рахунок втілення парогазових технологій та внесення змін до конструкції систем спалювання газу, а й з використанням надлишкового тиску в турбодетандерній системі приводу вентилятора. За результатами модернізації буде збільшено потужність встановленого енергообладнання в енергосистемі України на 4,0–5,0 ГВт за умов помірних капіталовкладень на рівні 250–270 \$/кВт із строком окупності, що не перевищує 2–2,5 роки.

Література

1. Товажнянський Л. Л., Левченко Б. О. Паливно-енергетичний комплекс. Стратегія розвитку. Харків: НТУ «ХП», 2009. 400 с.
2. Реєстр ізоляційних матеріалів та захисних покривів на їх основі, дозволених до застосування на об'єктах ГТС України. Товариство з обмеженою відповідальністю «Оператор ГТС України», 2026. <https://tsoua.com/wp-content/uploads/2026/06/Reyestr-11-06-2026.pdf>.
3. Януль С., Павлов К., Коротя М., Галянт С. Характеристика газотранспортної системи України. *Економічний часопис Східноєвропейського національного університету імені Лесі Українки*. 2019. Т. 1. № 17. С. 31–38. <https://doi.org/10.29038/2411-4014-2019-01-31-38>.
4. Парафейник В. П., Щербаков Н. С., Рябов А. О., Шевчук В. В., Разношинский В. Н., Тertyшный И. М., Прилипко С. А. Выбор системной характеристики турбокомпрессорного агрегата с учетом анализа его эффективности по результатам натурных испытаний. Ч. I. Состояние вопроса и объекты исследования. *Проблемы машиностроения*. 2016. Т. 19. № 4. С. 12–18. <https://doi.org/10.15407/pmach2016.04.012>.
5. Довженко В. Н., Парафейник В. П., Петров В. В., Меша Е. М., Токарев А. Д. Шумовые характеристики турбокомпрессорных агрегатов с газотурбинным приводом. *Вестник двигателестроения*. 2006. № 3. С. 42–44.
6. Русанов Р., Моисеев С., Купригин О., Калямін Д., Бурняшев А., Новіков М. Досвід проектування проточних частин відцентрових компресорів турбодетандерних агрегатів. *Вісник Національного технічного університету «ХП»*. Серія: Машинознавство та САПР. 2025. № 1. С. 54–66. <https://doi.org/10.20998/2079-0775.2025.1.06>.
7. Каталог продукції. Вентиляторний завод «Укрвентсистеми»: офіційний веб-сайт. 2025. <https://ukrvent.com/katalogi/>.
8. Павловський В. Г., Павловський Г. І. Термодинаміка фізико-енергетичних процесів: навч. посібник. Харків: НТУ «ХП», 2006. 332 с.
9. Клименко В. Н., Клименко Ю. Г., Мазур А. И. Парогазовые установки с дополнительными маслами на базе двигателя АЛ-31СТЕ. *Газотурбинные технологии*. 2002. № 1. С. 7–9.
10. Шнез Я. И., Капинос В. М., Котляр И. В. Газовые турбины: учеб. пособие для вузов. Ч. 1: Термодинамические процессы и теплообмен в конструкциях. Киев: Вища школа, 1976. 296 с.
11. Смирнов А. В., Щедренков А. Н., Щербаков О. Н., Каруцкий А. Ю., Парафейник В. П. Численное исследование течения газа в выхлопных трактах газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом на базе двигателя ДУ80Л1. *Вестник двигателестроения*. 2015. № 2. С. 199–206.

12. Терещенко А. Д., Карп И. Н., Леванюк Т. А., Марченко Г. С., Избаш В. И., Соляник В. Г., Коломеев В. Н., Педько Б. И. Каталитическое сжигание топлива – один из способов повышения экологических характеристик энергетических установок. *Экотехнологии и ресурсосбережение*. 2003. № 2. С. 27–30.
13. Романов В. И., Болдин Ю. М., Исаков Б. В. Багатоцільові енергогенеруючі газотурбінні установки (ПГТУ) «Водолей». *Колега*. 2006. № 1–2. С. 2–13.
14. Клименко В. Н., Мазур А. И., Сабашук П. П. Когенерационные системы с тепловыми двигателями: справ. пособие: в 3 ч. Ч. 1. Общие вопросы когенерационных технологий. Киев: ИПЦ АЛКОН НАН Украины, 2008. 559 с.
15. Халатов А. А., Карп В. М., Куцан Ю. Г. Энергетическое газотурбостроение: перспективы использования в энергетике Украины. *Вестник НАН Украины*. 2015. № 11. С. 52–58. <https://doi.org/10.15407/vsn2015.11.052>.
16. Халатов А. А., Фіалко Н. М., Тимченко М. П. Енергетична безпека України: загроза вичерпання довгострокових енергетичних ресурсів. *Теплофізика та теплоенергетика*. 2020. Т. 42. № 3. С. 5–22. <https://doi.org/10.31472/tpe.3.2020.1>.
17. Кулик М. М., Нечаєва Т. П., Згуровець О. В. Перспективи та проблеми розвитку об'єднаної енергосистеми України в умовах її приєднання до енергосистеми Євросоюзу і гіпертрофованого використання у її складі вітрових та сонячних електростанцій. *Системні дослідження в енергетиці*. 2019. № 4 (59). С. 4–12. <https://doi.org/10.15407/pge2019.04.004>.
18. Енергетика: історія, сучасність і майбутнє. Кн. 5. Електроенергетика та охорона навколишнього середовища. Функціонування енергетики в сучасному світі / Т. О. Бурячок, З. Ю. Буцьо та ін.; наук. ред.: Клименко В. Н., Ландау Ю. О., Сігал І. Я. Київ, 2013. 391 с. <http://energetika.in.ua/ua/books/book-5/part-5/section-3/3-1>.
19. Solovey V., Rusanov A. Integrated energy technologies when using natural gas in utility heat power engineering. In: Altenbach H., et al. *Advances in Mechanical and Power Engineering. CAMPE 2021. Lecture Notes in Mechanical Engineering*. Cham: Springer, 2023. P. 78–87. https://doi.org/10.1007/978-3-031-18487-1_8.

Надійшла до редакції 12.05.2026