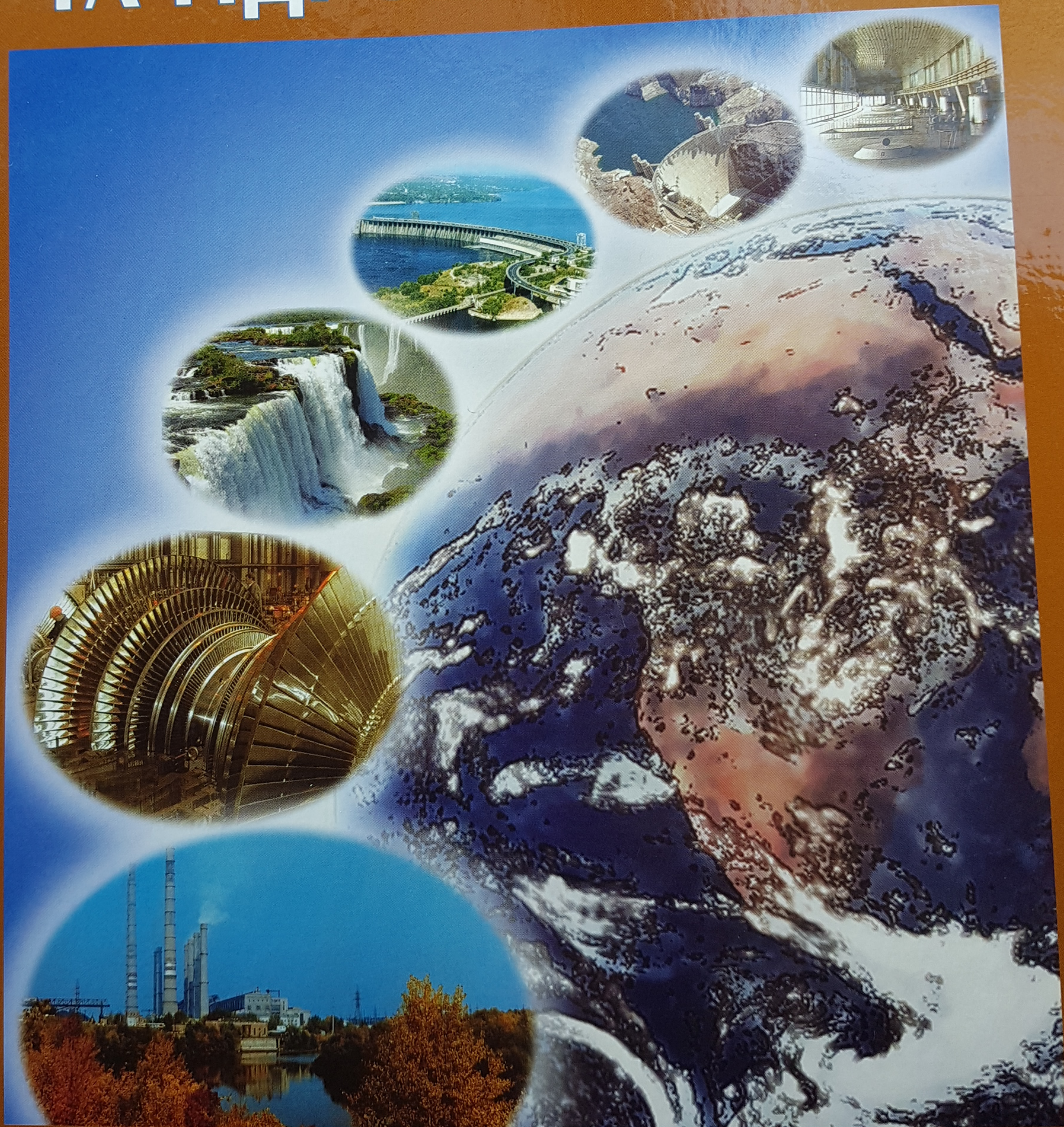


ЕНЕРГЕТИКА

РОЗВИТОК ТЕПЛОЕНЕРГЕТИКИ ТА ГІДРОЕНЕРГЕТИКИ



історія, сучасність і майбутнє

Бог проявив щедрість, коли подарував світу таку людину...

*Світлані Плачковій
присвячується*

Енергетика: **історія, сучасність і майбутнє**

РОЗВИТОК ТЕПЛОЕНЕРГЕТИКИ ТА ГІДРОЕНЕРГЕТИКИ

Енергетика: історія, сучасність і майбутнє. Розвиток теплоенергетики та гідроенергетики. – Київ, 2013. – 400 с.

ISBN 978-966-8163-15-9

Видання «Енергетика: історія, сучасність і майбутнє» являє собою розлогий, всеохоплюючий виклад одержання і використання енергії людиною від давнини до наших днів. У третій книзі видання висвітлюються сучасний стан та перспективи розвитку теплоенергетики та гідроенергетики, основи теорії теплових та гідроелектростанцій, їх основні типи, а також типи котлів, парових, газових та гідравлічних турбін, систем теплопостачання, ефективне використання гідроенергетичних ресурсів й комплексне розв'язання проблем водопостачання, зрошення, захист від повеней та інше.

Для працівників енергетичної сфери, державних службовців, вчених, викладачів, студентів і школярів, усіх тих, хто цікавиться природничо-науковими, економічними, соціальними, організаційними та іншими питаннями виробництва енергії, енергоспоживання, енергозбереження, охорони навколишнього середовища.

НАУКОВІ РЕДАКТОРИ

Клименко В.М., чл.- кор. НАНУ

Ландау Ю.О., д-р техн. наук

Сігал І.Я., д-р техн. наук

Авторський колектив

Базеев Є.Т. (ч.1, 1.1, розділ 6), Білека Б.Д. (ч.1, 3.6–3.9), Васильєв Є.П. (ч.1, 3.8), Варламов Г.Б. (ч.1, 3.6, 3.8, 4.3, 4.4), Вольчин І.А. (ч. 1, 1.1), Дашкієв Ю.Г. (ч.1, 2.1, 2.3–2.6), Дубовської С.В. (ч. 1, 4.4, розділ 6), Дунаєвська Н.І. (ч. 1, 2.12, 2.13), Кесова Л.О. (ч.1, 4.1, 4.2), Клименко В.М. (ч. 1, 4.2.1), Косяк Ю.Ф. (ч. 1, 3.1–3.5), Ландау Ю.О. (вступ, ч. 2, післямова), Осадчук В.О. (ч. 2), Письменний Є.М. (ч.1, 1.1, 4.1), Плачков І.В. (ч. 1, розділ 5), Подгуренко В.С. (ч. 1, 3.6, 3.8, 4.2.1, 4.3), Поташник С.І. (ч.2), Тесленко О.І. (ч. 1, 2.1, 2.7–2.11), Тугаєва І.Ф. (ч.2, 5.2), Філатов В.І. (ч. 1, 2.1, 2.3–2.11), Христич В.О. (ч.1, 3.6, 3.8, 4.3, 4.4), Чернявський М.В. (ч. 1, 2.2), Черноусенко О.Ю. (ч. 1, 1.1, 3.1–3.5), Шеляг В.Р. (ч. 1, 2.1, 2.3–2.5), Яценко Я.В. (ч. 1, 2.1, 2.7–2.11).

ISBN 978-966-8163-15-9

© Базеев Є.Т., Білека Б.Д., Васильєв Є.П., Варламов Г.Б., Вольчин І.А., Дашкієв Ю.Г., Дубовської С.В., Дунаєвська Н.І., Кесова Л.О., Клименко В.М., Косяк Ю.Ф., Ландау Ю.О., Осадчук В.О., Письменний Є.М., Плачков І.В., Подгуренко В.С., Поташник С.І., Тесленко О.І., Тугаєва І.Ф., Філатов В.І., Христич В.О., Чернявський М.В., Черноусенко О.Ю., Шеляг В.Р., Яценко Я.В., 2011

© ТОВ «Редакція видання «Енергетика: історія, сучасність і майбутнє», 2013

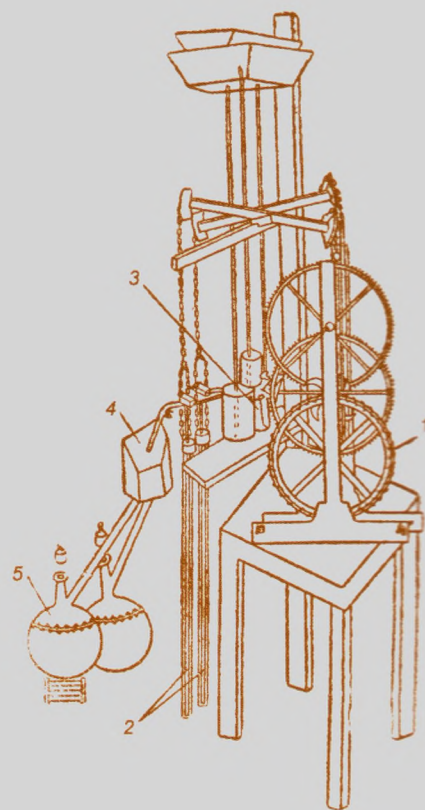
3.6. Історія розвитку енергетичного газотурбобудування

Газотурбінні установки (ГТУ), газотурбінні двигуни (ГТД) своєрідні у багатьох відношеннях. По-перше, вони є найбільш стародавнім за своєю ідеєю (приблизно XV ст.) і разом з цим найбільш молодими щодо практичної реалізації (рубіж XIX–XX ст.) тепловим двигуном. Газові турбіни увійшли до великої енергетики, досягнувши досконалості в авіації та суднобудуванні. Використання газотурбінних установок суттєво впливає на вирішення кардинальних завдань, що стоять перед енергетикою: підвищення високоманеврових потужностей для покриття пікових навантажень у великих енергосистемах; підвищення економічності електростанцій шляхом використання газотурбінних установок у комбінованих парогазових й газопарових установках (ПГУ, ГПУ) при модернізації існуючих і будівництві нових електростанцій; використання газотурбінних, парогазових установок у системах автономного забезпечення електроенергією і теплотою (теплофікації) індивідуальних споживачів; використання газотурбінних установок в якості базових агрегатів в автономних умовах у віддалених районах.

Прототипи газових турбін, до яких відносять так звані димові машини, або «механічні вертели», були відомі ще у XVII ст., але відправним пунктом у розвитку газових турбін можна вважати подання у 1791 році англійцем Джоном Барбером заяви щодо отримання патенту на тепловий двигун. У патенті були зафіксовані основні принципи роботи газових турбін: нагнітання суміші, утвореної повітрям й газом, у камеру горіння за допомогою компресора, горіння пальної суміші та подання її з великою швидкістю на лопатки робочого колеса, на якому здійснюється робота розширення газу (мал.3.11).

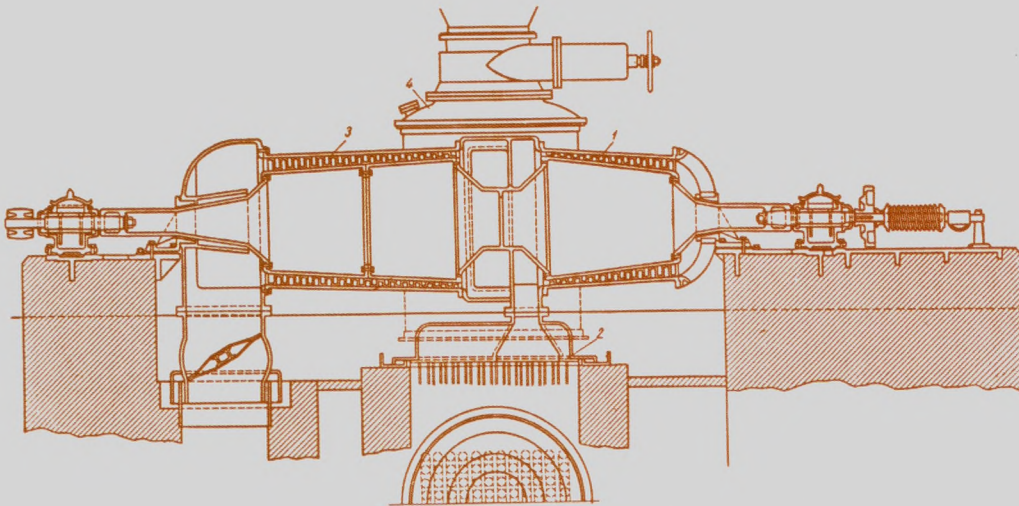
Можливість роботи на нафті, вугіллі й деревині Дж. Барбер пропонував забезпечити шляхом їх попередньої газифікації (перегонки), внаслідок чого у схемі його ГТУ, окрім повітряного, був і газопаливний компресор. Що ж стосується запобігання перегріву турбіни від дії високих температур, то з цієї метою винахідник передбачив охолодження продуктів горіння впорскуванням води у камеру горіння.

Подальший винахід й розвиток парових турбін трохи загальмували розвиток газових турбін, однак не зупинили його, причиною



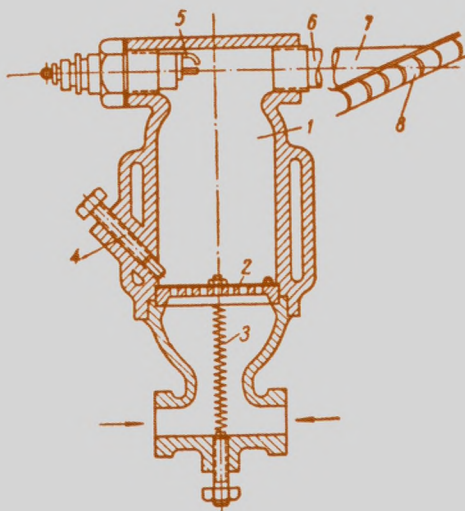
Мал. 3.11. Газова турбіна Джона Барбера
Англійський патент 1791 р:

1 – турбіна, 2 – газовий і повітряний компресори; 3 – камера горіння; 4 – ресервуар;
5 – генератор газу



Мал. 3.12. ГТУ Штольце з горінням при постійному тиску (безперервного горіння):
1 – компресор; 2 – нагрівач; 3 – реактивна турбіна; 4 – газогенератор

чого став цілком очевидний ряд переваг газотурбінних установок над паротурбінними. Паротурбінна установка – складний агрегат, що містить в собі котельну установку, парову турбіну, конденсатор, значну кількість допоміжного обладнання, яке вимагає великої кількості охолоджуючої води. Газотурбінна установка не потребує води, вона відрізняється меншою кількістю механізмів, більшою простотою, помітно меншими габаритами й масою.



Мал. 3.13. Газотурбінна установка В.В. Кароводіна зі згоранням при сталому об'ємі (переривистого горіння): 1 – камера згорання; 2 – всмоктуючий клапан; 3 – пружина; 4 – регулюючий гвинт ходу клапана; 5 – свічка; 6 – газохід; 7 – сопло; 8 – колесо турбіни

У 1872 році в Німеччині інженер Штольце отримав патент на газову турбіну, яку назвав «вогняною турбіною», котра містила практично всі основні вузли сучасної газової турбіни з безперервним процесом горіння палива у камері згорання: осьовий повітряний компресор, повітропідігрівач, суміщений з камерою згорання, й турбіну. ГТУ (мал.3.12) була створена й розрахована на отримання потужності 200 к.с. при кількості обертів 2000 об./хв. Однак її випробування не були успішними й замість 200 к.с. було отримано тільки 20 к.с.

У 1906 році французькими інженерами Арманго і Лемалем за участю професора Рато була збудована газова турбіна з підводом теплоти при постійному тиску потужністю 400 к.с. (294 кВт). Установка мала 2-ступеневий відцентровий компресор. Направляючі лопатки турбіни мали водяне охолодження, а вода із системи охолодження подавалася у продукти згорання керосину, знижуючи їх температуру до 560°C. Турбіна розвивала потужність, що трохи перевищувала потужність компресора, тому компресор приводився у рух від стороннього двигуна.

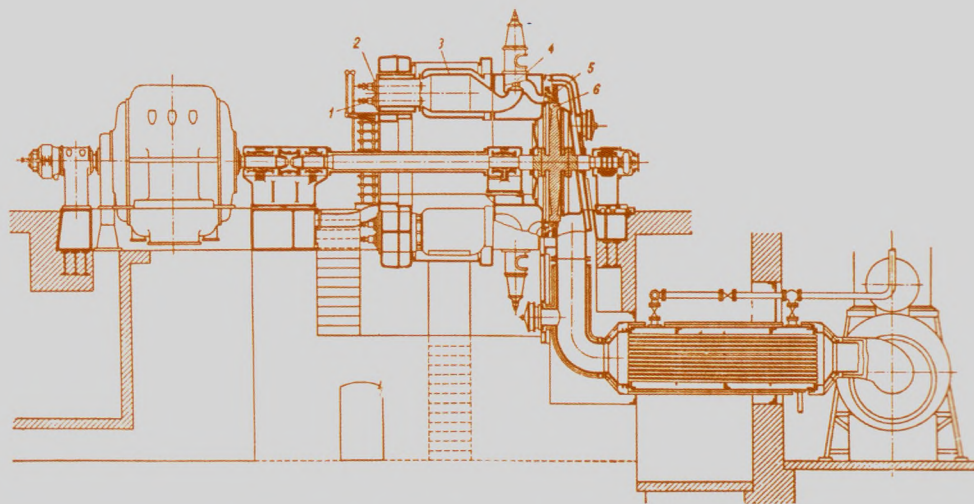
Створенням різноманітного типу газотурбінних установок займалися такі талановиті російські інженери й винахідники, як П.Д. Кузьмінський (див. підрозділ 3.8), В.В. Кароводін, Н.В. Герасимов, А.П. Горохов, М.Н. Нікольський, А.Н. Шелест та інші. Так, у 1906 році російським інженером В.В. Каро-

водним була винайдена, а у 1908 році побудована у Франції газотурбінна установка переривистого горіння або зі згоранням при сталому об'ємі (мал. 3.13). Потужність, що витрачається на стиснення повітря у таких установках, значно нижча, ніж у газотурбінних установках сталого тиску. Турбіна розвивала потужність 1,6 к.с. (1,18 кВт) при 10000 об./хв., а ефективний к.к.д. досягав тільки 2%.

Певний прогрес у розвитку газових турбін сталого об'єму був забезпечений роботами німецького інженера Карла Гольцварта, котрий у 1908 році запропонував оригінальну конструкцію газової турбіни переривчастого горіння. У 1910 році швейцарською фірмою «Броун-Бовері» ця установка була збудована. Камера згорання, сопла та колесо турбіни охолоджувалися водою. Відцентровий компресор приводився в дію паровою турбіною, пар для котрої одержувався як за рахунок охолодження камери згорання, так і за рахунок теплоти вихлопних газів турбіни. По суті установка Гольцварта була однією з перших діючих парогазових установок (див. розділ 3.8). У цій установці компресор не має такого великого значення, як у газотурбінній установці безперервного горіння, оскільки горіння відбувається при сталому об'ємі (при закритих клапанах на вході й виході з камери згорання) і тому тиск у камері підвищується вище тиску, що розви-

ває компресор. Однак у цілому установка вийшла складнішою й дорожчою, ніж ГТУ безперервного горіння, оскільки для її роботи були потрібні складні клапанні пристрої й парова турбіна з конденсатором. На цій установці була досягнута потужність 200 к.с. (147 кВт) при к.к.д. порядку 14%.

За проектами Гольцварта були збудовані декілька ГТУ переривчастого горіння (одна з них показана на мал. 3.14). Оскільки у перші десятиліття минулого століття реалізація таких ГТУ здійснювалася успішніше, ніж ГТУ безперервного горіння, то був накопичений позитивний досвід, що зіграв благотворну роль у прогресі газотурбобудування взагалі. Так, у 1928 році швейцарська фірма «Броун-Бовері» відновлює будівництво ГТУ конструкції Гольцварта. Незабаром фірма отримує замовлення на розробку, а у 1939 році приступає до виготовлення цих установок. К.к.д. таких установок, працюючих за двухтактним циклом, оцінювався на рівні 18–20%, максимальна потужність складала 5000 к.с. Цей час можна вважати часом народження першої промислової стаціонарної газотурбінної установки. На основі накопиченого досвіду фірма «Броун-Бовері» розробила й почала виробництво котлів типу «Велокс», горіння в яких здійснювалося під тиском. Повітря у топку подавалося компресором, а приводила його у рух газова турбіна, яка працювала на газах котла, що



Мал. 3.14. ГТУ переривчастого горіння Гольцварта
(з горінням при сталому об'ємі), конструктивна схема:

1 – клапан подачі повітря від компресора; 2 – клапан подачі палива; 3 – камера згорання;
4 – клапан подачі продуктів згорання до сопел; 5 – сопла; 6 – колесо турбіни



Маковський Володимир Матвійович (1870–1941) – творець вітчизняної школи газотурбобудування й першої у СРСР кафедри турбінобудування при Харківському механіко-машинобудівному інституті (1930 р.), яку він очолював до 1941 року. Ще у 1925 році Маковський В.М. у своїй монографії «Досвід дослідження турбін внутрішнього згорання» всупереч поширеним у той час уявленням обґрунтував перспективність циклу газових турбін зі сталим тиском згорання. Обґрунтованість цього висновку підтвердила вся подальша історія розвитку світового газотурбобудування. Він – автор 5 монографій й двох підручників по повітродувним машинам, термодинаміці, паровим та газовим турбінам.

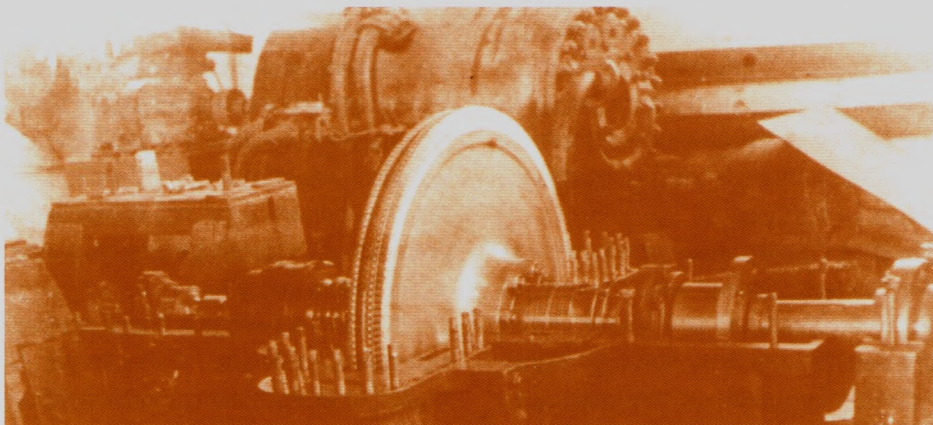
відходять. Була випущена велика кількість таких котлів.

Тоді як в Європі 20–30-ті роки минулого століття пройшли під знаком розвитку ГТУ переривчастого горіння, у Харківському політехнічному інституті в газотурбінній лабораторії, організованій ще на початку 20-х років професором В.М. Маковським, створювалися наукові основи газових турбін постійної дії. Маковський був впевненим прихильником розвитку газотурбобудування шляхом використання ГТУ безперервного горіння. У 1925 році була опублікована його монографія «Досвід дослідження турбін внутрішнього згорання». Цією роботою В.М. Маковський активізував діяльність вітчизняних дослідників й конструкторів щодо вирішення проблем створення ГТД, працюючих за циклом $p = \text{const}$.

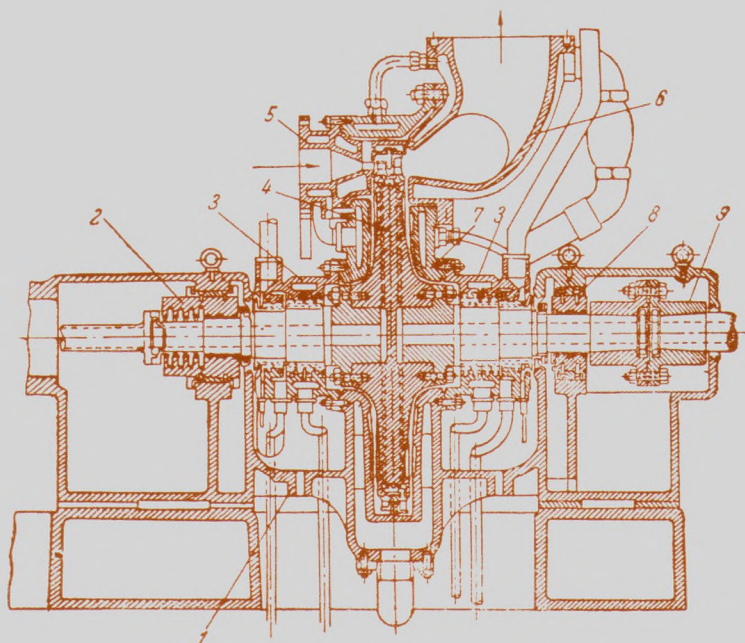
Теоретичні й експериментальні дослідження, виконані В.М. Маковським та його учнями у газотурбінній лабораторії, дозволили створити проект ГТУ безперервного горіння з використанням газоподібного

палива. У 1936 році проект був готовий, а у 1940 році Харківським турбогенераторним заводом була виготовлена експериментальна установка потужністю 735 кВт з початковою температурою газу 850°C. На мал. 3.15 показаний поздовжній розріз газової турбіни даної установки. Турбіна мала два ступеня швидкості. Робочі лопатки приварені до диску. Корпус та ротор турбіни охолоджувалися водою. Охолоджуюча ротора вода спеціальним насосом подавалася через один кінець порожнинного валу, проходила через радіальні отвори й кільцеву порожнину у диску, а також через суміжні між собою радіальні канали у робочих лопатках і відводилася через другий кінець порожнинного валу.

Газотурбінна установка Маковського була встановлена на руднику у Горлівці (1941 р.). Паливом служив підземний газ, який подавався у камеру згорання поршневим компресором. Сюди ж, у камеру згорання, подавалося необхідне для згорання повітря при тиску 3–4 ата. Випробування



Перша радянська газова турбіна, встановлена на шахті «Підземгаз» у Горлівці



Мал. 3.15. Газова турбіна В.М. Маковського:

- 1 – нижня половина корпусу; 2 – опорно-упорний підшипник; 3 – корпус ущільнення;
 4 – робоче колесо турбіни; 5 – сопловий апарат; 6 – верхня половина корпусу; 7 – екран;
 8 – опорний підшипник; 9 – муфта

показали, що газова турбіна може надійно працювати довгий час з початковою температурою газу 815°C при увімкненому охолодженні й з початковою температурою газу 600°C – при вимкненому охолодженні. Створення установки В.М. Маковського дало багато цінного матеріалу для подальшого будівництва газотурбінних установок.

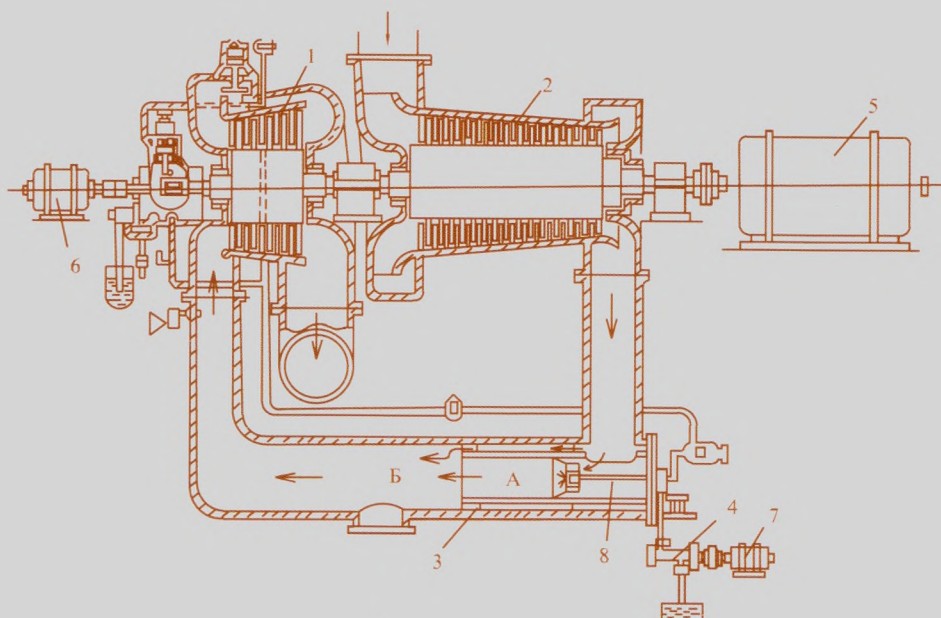
Приблизно з того часу газотурбінні установки безперервного горіння стають основним напрямком розвитку газотурбобудування. Вони починають застосовуватися на нафтопереробних заводах, робляться спроби застосування їх на суднах й локомотивах, а також на електростанціях. Однак на відміну від парових турбін домогтися прийнятної економічності газотурбінних установок у той час не вдалося. У двадцяті роки минулого століття багато спеціалістів вважали вкрай обмеженою можливість розвитку газотурбінних установок або заперечували їх взагалі.

Якщо провести порівняння схем газотурбінних установок перших винахідників, за якими були створені дослідні зразки, що не показали позитивних результатів, із сучасними газотурбінними установками, то можна побачити, що принципових відмінностей у них немає. Головні причини невдач

у створенні працездатного й ефективного газотурбінного двигуна були пов'язані з аеродинамічною недосконалістю компресорів та турбін, а також відсутністю у той час жаростійких сталей, здатних працювати довгий час в умовах високих температур. Зіграли роль і відсутність досвіду створення систем охолодження основних деталей та вузлів газотурбінних установок.

Вказані проблеми можна було вирішити тільки шляхом створення методів аеродинамічних розрахунків течії й теплообміну у лопаточних апаратах турбін та компресорів, удосконалення термодинамічних, теплових методів розрахунку робочих процесів ГТУ, методів розрахунку теплового й термонапруженого стану основних деталей та вузлів ГТУ, розрахунків їх систем охолодження, для чого належало виконати широкі теоретичні та експериментальні дослідження на моделях і натурних установках. Належало також вирішити серйозні металознавчі завдання щодо створення нових жароміцних та жаростійких сплавів.

Фундамент розвитку теорії турбомашин, складовою частиною якої є теорія газових турбін, був закладений ще в XVII–XIX століттях. Наріжним каменем теорії є термодинаміка робочих процесів у газотурбінних



Мал. 3.16. Схема першої енергетичної ГТУ фірми «Броун-Бовері» в Невшателі: 1 – газова турбіна; 2 – повітряний компресор; 3 – камера згорання; 4 – паливний насос; 5 – електрогенератор; 6 – пусковий електродвигун; 7 – привід паливного насосу; 8 – паливна форсунка

установках. У її основі лежать основні постулати й закони термодинаміки, запропоновані Карно, Майером, Гельмгольцем, Клаузіусом, Больцманом, Бойлем, Гей-Люссаком, Клапейроном, Томсоном та ін. Праці Ейлера, Бернуллі та інших лягли в основу газодинамічних й гідравлічних розрахунків турбомашин.

Вагомий внесок у теорію аеродинаміки лопаточних апаратів турбін й компресорів був внесений М.Є. Жуковським, якого по праву можна вважати одним із основоположників теорії турбомашин. У своїх працях «Про реакцію рідини, що вливається та виливається» (1882–1886 рр.) і «До теорії суден, що приводяться у рух силою реакції води, що виливається» (1908 р.) він розробив основи теорії реактивних двигунів, а у роботах, присвячених вихровій теорії гребних гвинтів і осьових вентиляторів (1912–1918 рр.), заклав основи сучасної теорії турбомашин.

Тридцяті–сорокові роки ХХ століття характеризуються серйозними досягненнями у сфері аеродинаміки турбін та компресорів. Для турбін завдання створення високоєфективних лопаточних профілів й проточної частини вирішувалось помітно легше, ніж для компресорів, що пов'язано із

відмінностями характеру течії у турбінних та компресорних ступенях. Якщо до початку 40-х років ХХ століття внутрішній к.к.д. турбіни досягнув 86–88%, багато у чому завдячуючи досвіду створення парових турбін, то аеродинамічний к.к.д. компресорів знаходився на рівні 74–75%, що не давало можливості створити ефективну газотурбінну установку з к.к.д. вищим 15–18%.

Мабуть, перші серйозні досягнення у створенні ефективної економічної ГТУ були одержані в Угорщині інженером Яндрассиком. На створеній ГТУ потужністю 100 к.с. з регенератором, 10-ступеневим осьовим компресором і 7-ступеневою турбіною, ротор якої охолоджувався повітрям, був досягнутий ефективний к.к.д. установки 21,2%.

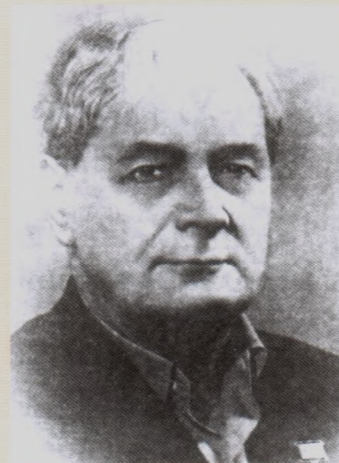
Серйозний крок у підвищенні економічності й ефективності ГТУ пов'язаний з ім'ям видатного ученого-турбініста А. Стодоли (див. підрозділ 3.1), який зробив величезний внесок у розвиток теорії турбомашин. У 1940 році були опубліковані результати випробувань ГТУ, створеної фірмою «Броун-Бовері» за участю Стодоли. Ця ГТУ була виконана за простою схемою (мал. 3.16) і при температурі газу перед турбіною 550°C розвивала потужність 4000 кВт з к.к.д.,



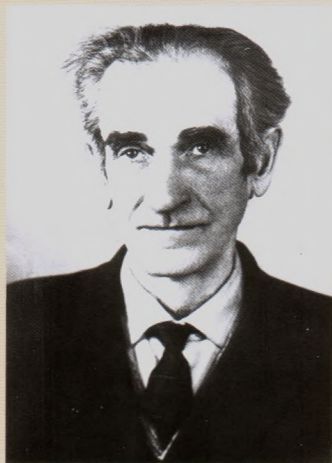
Уваров Володимир Васильович (1899–1977). У 1935 р. вийшла у світ книга професора В.В. Уварова «Газові турбіни», в якій була широко висвітлена теорія газових турбін та оригінально розроблено ряд проблем газотурбобудування. У подальшому В.В. Уваров опублікував ряд основоположних теоретичних досліджень, з яких особливо варто виділити роботи щодо профілювання лопаток (1945 р.) і щодо характеристик авіаційного ГТУ (1946 р.).

рівним 18%. Вона була випробувана на заводі-виробнику під керівництвом А. Стодоли у 1939 р., а у 1940 р. була введена в експлуатацію на підземній електростанції в м. Невшатлі (Швейцарія).

Це досягнення відкрило шлях подальшому помітному прогресу у сфері вирішення завдань аеродинамічного удосконалення лопаточних апаратів компресорів та турбін. У цей час досягнуто певні успіхи і в отриманні жароміцних сплавів, які дозволили



Стечкін Борис Сергійович (1891–1969) – академік АН СРСР, Герой Соціалістичної Праці, творець теорії повітряно-реактивних двигунів та методів їх розрахунку, творець теплового розрахунку авіаційних газотурбінних двигунів. У лютому 1929 р. в журналі «Техніка повітряного флоту» з'являється праця «Теорія повітряно-реактивних двигунів». Вона випередила більше ніж на два десятиліття розвиток авіаційної науки, була теоретичною базою й поклала початок науковому підходу до створення нового типу літальних апаратів та розвитку реактивної авіації. Б.С. Стечкін вперше вивів формулу для визначення сили тяги реактивного двигуна при русі його у середовищі, що стискується. Крім цього, у праці вперше викладено формули к.к.д. повітряно-реактивних двигунів. Ця теорія розвинута у подальших роботах академіка Б.С. Стечкіна, а також у роботах ряду інших авторів.



Зотіков Григорій Іванович (1898–1970)

Починаючи з 1930 р. питаннями використання газової турбіни в якості головного корабельного двигуна почав глибоко займатися Григорій Іванович Зотіков, згодом доктор технічних наук, професор. У його монографії «Проблема турбіни внутрішнього згорання. Турбіна рівного тиску» (1933 р.) й у ряді статей викладено новий теоретичний підхід щодо порівняльної оцінки циклів газотурбінних двигунів, розроблені питання ефективного охолодження основних елементів газової турбіни, раціональної конструкції проточної частини й доцільних схем ГТУ. У 1935–1941 рр. під керівництвом Г.І. Зотікова розпочались роботи щодо створення дослідної турбіни – корабельного ГТД з проміжним охолодженням й регенерацією потужністю 2570 кВт. Однак війна перервала цю роботу.

працювати основним деталям ГТУ при температурі газу до 550°C без охолодження.

Успіхи й позитивний досвід експлуатації стаціонарних ГТУ та турбонадувних агрегатів, вперше встановлених у 1923 році на суднових дизелях, визначили подальше розширення області використання газових турбін. І тут не можна не відзначити видатні досягнення у розробці й створенні авіаційних газотурбінних двигунів.

У 20-ті роки минулого століття в курсах лекцій щодо загальної теорії авіаційного двигуна розглядалися тільки поршневі мотори, а теорія лопаточних машин, яка стала основою розрахунку газотурбінних двигунів, була ще новинкою. Створював її учень М.Є. Жуковського Борис Сергійович Стечкін: він читав курс лекцій та одночасно створював нову теорію.

Роботи по авіаційним газотурбінним двигунам розпочалися у середині 30-х років ХХ століття.

Теоретичне обґрунтування застосування газової турбіни в авіації було дано відомим вченим-турбіністом В.В. Уваровим. Ним же був розроблений проєкт авіаційної газової турбіни, в якому газова турбіна була приводом повітряного гвинта літака.

Однак, принаймні на першому етапі, авіаційне газотурбобудування пішло іншим шляхом – шляхом створення турбореактивних двигунів (ТРД).

Уже у 1930 році англійський інженер Уїттл запатентував повітряно-реактивний двигун (ПРД), а з 1936 року такі двигуни починають розроблятися в Англії та Німеччині. Практично у цей же час панування поршневого мотора молодий, нікому не відомий в авіаційних колах, інженер А.М. Люлька родом із села Саварка на Київщині взяв на себе сміливість стверджувати, що дні цього мотору вичерпані. У 1936–1937 рр. з групою ентузіастів Харківського авіаційного інституту він розпочинає розробку свого турбореактивного двигуна.

Перший дослідний зразок авіаційного газотурбінного двигуна (HeS-1) був виготовлений у Німеччині фірмою «Хейнкель» у 1937 році. Це був турбореактивний двигун з одноступеневим відцентровим компресором і доцентровою турбіною з камерою згорання випаровувального типу. Найбільш

термонапружені деталі двигуна виготовлялися з високолегованих, дорогих сплавів. У 1939 році вперше у світі літак He-178 за допомогою турбореактивного двигуна ЮМО піднявся у повітря та здійснив політ. Через два роки здійснив перший політ англійський літак з газотурбінним двигуном Франка Уїттла, а у 1942 році були здійснені перші польоти реактивних літаків у США. До середини 1944 року у Німеччині реактивні літаки з'явилися на озброєнні «Люфтваффе».

Роботи над робочим проєктом першого ТРД А.М. Люльки (РД-1) були закінчені восени 1940 року. Проєкт високо оцінив учень М.Є. Жуковського академік АН УРСР Г.Ф. Проскура (1876–1958). Паралельно проводилося відпрацювання основних вузлів двигуна і до початку 1941 року він на 70% був уже реалізований у металі.

Після початку війни роботи над двигуном були фактично законсервовані, хоча аналогічні роботи в Англії й особливо у Німеччині проводилися дуже активно. До них повернулися лише у 1943 році.

Але вже у 1945 році був успішно випробуваний перший вітчизняний турбореактивний двигун С-18 з тягою 1250 кгс, а в 1946–1947 рр. був розроблений льотний варіант першого вітчизняного турбореактивного двигуна ТР-1 з тягою 1360 кгс.

Двигун ТР-1 встановлювався на літаках: СУ-11 П.О. Сухого (перший політ відбувся 28 травня 1947 року), Іл-22 С.В. Іллюшина (перший політ – 27 травня 1947 року) і І-211 С.М. Алексєєва (польоти проводилися у 1947 році).

Починаючи з 1945 р. у конструкторських розробках ГТД беруть участь колективи під керівництвом видатних конструкторів – піонера вітчизняного газотурбобудування А.М. Люльки, В.Я. Климова (1892–1962), О.О. Микуліна (1895–1985), О.Г. Івченко (1903–1968), С.Д. Колосова (1904–1975), М.Д. Кузнецова (1911–1995). Їх працею й знаннями створено потужний фундамент, який дозволив кожному новому поколінню газотурбіністів обновляти й укріплювати цей фундамент в якості надійної опори для подальшого розвитку газотурбобудування.

Після закінчення другої світової війни турбореактивні й турбогвинтові двигуни, основою яких є газові турбіни, стають базо-

вими двигунами сучасної реактивної та турбогвинтової авіації. З початку 60-х років XX століття стали використовувати двоконтурний турбореактивний двигун (ДТРД), запропонований А.Н. Люлькою ще наприкінці 1939 року і на який у 1941 році він одержав авторське свідоцтво (мал. 3.17), випередивши на чверть століття науково-технічну думку в авіаційному двигунобудуванні.

Великий внесок у створення та розвиток авіаційних газотурбінних двигунів у СРСР зробили конструкторське бюро ЗМКБ «Прогрес» та завод «Мотор-Січ» (м. Запоріжжя). Створене у 50-ті роки XX століття конструкторське бюро очолював академік Івченко А.Г., під керівництвом якого були створені високоефективні надійні авіаційні газотурбінні двигуни, що відповідали світовому рівню розвитку техніки того часу, для пасажирської та транспортної авіації, а також для вертольотів. Згодом конструкторське бюро й підприємство активно підключаються до конвертування своїх двигунів для потреб енергетики та перекачування газу.

Істотна частина проблем, пов'язаних з термонапруженим станом, термоциклічною й вібраційною міцністю основних деталей та вузлів авіаційних газотурбінних двигунів, була вирішена Р.С. Кинашовілі, І.А. Біргером. Результати їх досліджень справили суттєвий вплив на розвиток газотурбобудування взагалі, оскільки потужний та динамічний розвиток авіаційних двигунів, що супроводжувався ростом ефективності й надійності їх роботи, стає найсильнішим стимулом і базою для подальшого удосконалення стаціонарного газотурбобудування.

Великі перспективи відкрили досягнення авіаційного двигунобудування і для широкого застосування газотурбінних установок на судах цивільного й військово-морського флоту завдяки вельми сприятливим масогабаритним показникам й високим показникам питомої потужності.

Народження корабельного і суднового газотурбобудування у СРСР пов'язане зі створенням 7 травня 1954 року конструкторського бюро «Машпроект» на Південно-турбінному заводі (у наш час науково-виробничий комплекс газотурбобудування ДП НВКГ «Зоря» – «Машпроект», м. Миколаїв)



Люлька Архип Михайлович (1908–1984) – генеральний конструктор авіаційних газотурбінних двигунів, академік АН СРСР. Після закінчення у 1931 році Київського політехнічного інституту він першим у світовому двигунобудуванні, працюючи у Харківському авіаційному інституті, розробив проект двоконтурного (що виявився найбільш перспективним і у наш час) турбореактивного двигуна (ТРД). У цьому двигуні вперше застосовувалась тепер уже класична прямоотчна схема з осьовим багатоступеневим компресором та кільцевою камерою згорання, характерні й для сучасних енергетичних стаціонарних газотурбінних установок.

– бази для проектування корабельних ГТУ та їх серійного виробництва.

Головним конструктором спеціального конструкторського бюро газотурбінних установок (СКБ ГУ) був призначений С.Д. Колосов. Було покладено початок новій галузі промисловості – корабельного і суднового газотурбобудування, а лауреат Ленінської премії С.Д. Колосов по праву є його засновником і творцем.

Серйозною перевагою НВКГ «Зоря» – «Машпроект» було те, що підприємство не замкнулося на своїх галузевих інтересах, а прийняло безпосередню широку участь у вирішенні важливих завдань, що стояли перед народним господарством країни в галузі енергетики й газової промисловості.

Маючи цілий ряд загальних проблем і рішень, стаціонарні газові турбіни мають й помітні відмінності від авіаційних. Так,

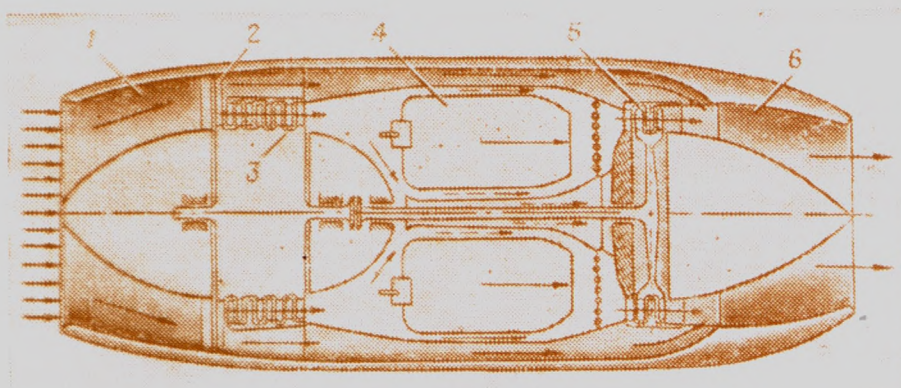
А. М. Люлька

ДВУХКОНТУРНЫЙ ТУРБОРЕАКТИВНЫЙ ДВИГАТЕЛЬ

Заявлено 22 апреля 1941 г. за № 312328/25

Класс 46g, 2^{ой}407 Ж 117179
Гр. 198.

СССР

ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ
К АВТОРСКОМУ СВИДЕТЕЛЬСТВУ

Мал. 3.17. Авторське свідоцтво А.М. Люльки на ДТРД:

1 – вхідний дифузор; 2 – вентилятор; 3 – компресор; 4 – камера згорання;
5 – газова турбіна; 6 – реактивне сопло

наприклад, при спільності аеродинамічних завдань створення високонапірного й високотратного компресора конструювання його для стаціонарної ГТУ помітно легше, оскільки немає особливих обмежень по габаритам і масі й тому вони робляться з істотно більшою кількістю ступенів при помітно менших швидкостях потоків у порівнянні з компресором авіаційного ГТД. Проектування стаціонарних установок відмінне від авіаційних тим, що у них допускається застосування багатоступеневих турбін з невеликими осьовими швидкостями газу,

тоді як в авіаційних газових турбінах з невеликою кількістю ступенів застосовуються високі осьові швидкості, що дозволяє знизити висоту лопаток (й діаметр двигуна), а кінетичну енергію потоку далі використовувати у реактивному соплі.

Умови роботи основних деталей та вузлів стаціонарних й авіаційних турбін мають помітні відмінності, що пов'язано у першу чергу з різницею у ресурсах двигунів. Якщо у першому випадку ресурси знаходяться на рівні десятків тисяч годин (50–100 тис. год), то в другому це тисячі годин (3–20 тис. год).



Івченко Олександр Георгійович (1903–1968) – відомий український конструктор авіаційних двигунів, академік АН УРСР, творець турбореактивних та турбогвинтових двигунів для літаків багатьох типів.

Тому в авіаційних двигунах застосовуються, як правило, дорогі високолеговані сталі й сплави на кобальтовій, молібденовій, хромо-вій та нікелевій основах, чого не може дозволити собі стаціонарне газотурбобудування, яке використовує менш дорогі сталі й сплави на основі нікелю та хрому.

У стаціонарних газотурбінних установках у зв'язку з меншими обмеженнями щодо масогабаритних вимог набагато легше здійснити складніші термодинамічні цикли, зокрема регенеративний, цикли з проміжним підігрівом й охолодженням робочого тіла, газопарові цикли з впорскуванням у проточну частину енергетичної пари, яка одержується у котлі-утилізаторі за рахунок теплоти вихлопних газів, а також здійснювати роботу газотурбінних установок за замкнутим циклом.

Названі вище переваги й можливості стаціонарних газових турбін, а також досвід, отриманий при створенні авіаційних газотурбінних двигунів, ініціювали бурхливий розвиток стаціонарних газових установок після другої світової війни. З п'ятдесятих років XX століття у світі розпочинається золоте століття стаціонарного газотурбобудування. Газові турбіни енергійно вторгаються у газову промисловість й стають

основним видом приводних двигунів у газотранспортних системах (ГТС).

Великі успіхи у створенні стаціонарних газотурбінних установок для приводу нагнітачів газу на компресорних станціях (КС) магістральних газопроводів (МГ) були досягнуті й у СРСР, оскільки багато основних положень теорії й практики газових турбін були успішно вирішені такими відомими вченими Росії та України, як Щегляєв А.В., Кириллов І.І., Жирицький Г.С., Скубачевський Г.С., Костюк А.Г., Шерстюк А.Н., Селезньов К.П., Тиришкін В.Г., Дейч М.Е., Ольховський Г.Г., Копелев С.З., Швець І.Т., Дибан Є.П., Шнее Я.І., Шубенко-Шубін Л.О., Христич В.О. та ін. У 50–60-ті роки XX століття освоюється серійне виробництво привідних газотурбінних установок потужністю 4–6 МВт на Невському заводі (НЗЛ) у м. Ленінграді (Санкт-Петербурзі) і 6–16 МВт на Турбомоторному заводі (ТМЗ) в м. Свердловську (Єкатеринбурзі). В Україні на Машинобудівному науково-виробничому об'єднанні (СМНВО) у м. Суми розпочина-



Колосов Сергій Дмитрович (1904–1974) – відомий український конструктор авіаційних та суднових двигунів, академік АН УРСР, творець турбореактивних й турбогвинтових двигунів для літаків багатьох типів. Завдяки його працям та працям створеної ним конструкторської школи місто Миколаїв стало батьківщиною вітчизняного корабельного та суднового, а потім – енергетичного газотурбобудування.

ється випуск газоперекачуючих агрегатів (ГПА) потужністю від 6 до 16 МВт на базі суднових та авіаційних газотурбінних двигунів, які випускаються в Україні та Росії. Сьогодні встановлені потужності газотурбінних установок у газотранспортних системах світу складають десятки мільйонів кіловат, а одиничні потужності газоперекачуючих агрегатів знаходяться у межах від 4 до 25 МВт.

В Україні на компресорних станціях магістральних газопроводів у 2005 році встановлена потужність привідних газотурбінних установок досягла 4,3 млн. кВт.

У СРСР перші вітчизняні промислові енергетичні газотурбінні установки були випущені в 1995–1956 рр. Ці установки ГТ-600-1,5, ГТ-700-4 (НЗЛ) та ГТ-12-3 (ЛМЗ) були спроектовані на помірні початкові температури газів (600–700°C). Досягнуті к.к.д. цих установок через низькі к.к.д. компресорів й турбін, підвищені втрати повітря з трактів високого тиску, недостатню ефективність регенерації були, як правило, нижчі проектних.

З урахуванням першого досвіду, отриманого на цих газотурбінних установках, починаючи з 1960 року було випущено декілька нових типів турбін – ГТ-700-12М (НЗЛ), ГТ-700-25-1 (ЛМЗ), ГТ-50 (ХТГЗ), які представляли наступний етап розвитку газотурбінної енергетики. Ці установки швидко-

хідніші. При початковій температурі газів 700–800°C ротори й статори турбін охолоджувалися повітрям. Економічні показники газотурбінних установок суттєво покращились, хоча у складних за циклами та схемами установках і на цей раз не вдалось отримати проектне значення потужності й к.к.д. На Ленінградському металевому заводі (ЛМЗ) були створені енергетичні газотурбінні установки потужністю від 9 до 150 МВт. Були випущені економічніше газотурбінні установки потужністю 100 МВт, які працювали за складним циклом з проміжним охолодженням й підігрівом робочого тіла. Перша в Україні енергетична газотурбінна установка виробництва ЛМЗ потужністю 25 МВт була встановлена у 50-ті роки минулого століття на ДРЕС в м. Києві. Пізніше на Симферопольській ДРЕС були встановлені газотурбінні установки ЛМЗ потужністю 100 МВт. У 90-ті роки ХХ століття на ЛМЗ були виготовлені енергетичні газотурбінні установки потужністю 150 МВт.

Історія розвитку енергетичного газотурбобудування в Україні, його успіхи тісно пов'язані у першу чергу з діяльністю підприємств суднового й авіаційного газотурбінного двигунобудування, таких як державне підприємство науково-виробничий комплекс газотурбобудування (ДП НВКГ) «Зоря» – «Машпроект» (м. Миколаїв), Криворізький тур-



Мал. 3.18. Енергоблок UGT 110000 на Іванівській ДРЕС у Камсомольську, Іванівська обл. (Росія)

бінний завод «Схід», що з'явився як його дочірнє підприємство, та конструкторське бюро «Енергія», а також Запорізьке машинобудівне конструкторське бюро (ЗМКБ) «Прогрес» та завод «Мотор-Січ» (м. Запоріжжя). Незабаром після створення вони стають провідними підприємствами країни у своїх галузях й досягають великих успіхів та світової слави. Вони розробляють на базі своїх двигунів газотурбінні установки для потреб газоперекачуючої промисловості та енергетики. Особливих успіхів досягнув науково-виробничий комплекс «Зоря» – «Машпроект», який став одним з основних постачальників газотурбінних установок потужністю від 10 до 25 МВт з к.к.д. 28,5–37% для газоперекачуючих агрегатів у газовій промисловості, а також для потреб енергетики Росії та України. Особливо перспективною для великої енергетики виявилася розробка одновальної енергетичної газотурбінної установки потужністю 110 МВт з к.к.д. 36,5% (мал. 3.18), виконаної за схемою простого циклу. Дві такі установки у наш час проходять дослідно-промислову експлуатацію в Росії та Україні.

Установки призначені для роботи як у автономному режимі, так і для роботи у складі парогазових установок, зокрема у складі розробленої ПГУ-325 (2 x UGT 110000 + ПТУ-К-110-6,5), к.к.д. якої складає 52%.

Використання конвертованих газотурбінних авіадвигунів підприємства «Мотор-Січ»–ЗМКБ «Прогрес» для потреб енергетики й газотранспортних систем характеризується меншими масштабами, ніж у ДП НВКГ «Зоря»–«Машпроект». Однак воно також відчутне. Підприємство випускає енергетичні газотурбінні установки потужністю 1,0–10 МВт й приводні газотурбінні установки потужністю 6,3 МВт з к.к.д. 24–34,5%.

У 50–60-ті роки XX століття на Харківському турбогенераторному заводі була спроектована, виготовлена й випробувана стаціонарна енергетична ГТУ потужністю 50 МВт. Згодом заводом було випущено декілька стаціонарних енергетичних ГТУ потужністю 45 й 35 МВт, встановлених на електростанціях. Ці газові турбіни були використані у 70-ті роки XX століття на одних з перших у світі парогазових установках з високонапірним та низьконапірним парогенератором на Невинномиській й

Молдавській ДРЕС і до цього часу знаходяться в експлуатації.

Післявоєнні роки ознаменувалися динамічним й інтенсивним розвитком стаціонарного енергетичного газотурбобудування у цілому світі, але особливий прогрес був досягнутий у США та Європі. Широковідомі провідні американські й європейські фірми «Дженерал електрик», «Вестінгауз», «Солар», «Броун-Бовері», згодом АБВ, «Альстом», «Сіменс», а також японські «Хітачі», «Міцубісі» створюють досконалі й надійні високоекономічні стаціонарні енергетичні газотурбінні установки. Почавши випуск з одиничних потужностей установок 4–10 МВт з к.к.д. 24–26% й початковою температурою газу 700–800°C, вони довели показники сучасних газотурбінних установок серійного випуску до одиничних потужностей установок 260–280 МВт з к.к.д. 34–38% й температурою газу 1100–1300°C.

Потужним стимулом для створення й випуску стаціонарних енергетичних газотурбінних установок став розвиток сучасної електроенергетики у напрямі все зростаючого застосування парогазових технологій на електростанціях й теплоелектроцентралях. Встановлені потужності парогазових установок у світі досягають багатьох сотень мільйонів кіловат, а щорічне введення парогазових установок у дію у період 1997–2006 рр. досягало 25 ГВт. Одиничні потужності парогазових установок на таких електростанціях доходять до 600–800 МВт при к.к.д. 52–58%. Вже розроблені й створені газотурбінні установки з початковою температурою газу 1300 і 1500°C з паровим охолодженням лопаток, що дозволить підняти к.к.д. парогазових установок до 58–60%. Такі установки, зокрема, уже пропонують названі вище фірми.

Аналіз розвитку стаціонарного енергетичного газотурбобудування показує, що переваляючим напрямом розвитку ГТУ в сучасних умовах є установки простого циклу з горінням при сталому тиску. Складні цикли з регенерацією теплоти вихідних газів, з проміжним підігрівом й охолодженням робочого тіла використовуються рідше. Однак у зв'язку зі складностями подальшого підвищення початкової температури газу в останні роки спостерігається певне підвищення інтересу до застосування складних циклів і ряд фірм розробляє ГТУ для роботи за такими циклами.

3.8.

Створення та розвиток парогазових й газопарових установок, їх класифікація

Ідея створення парогазових установок, які використовують в якості робочих тіл продукти згорання палива і водяний пар, вперше була виказана французьким вченим Саді Карно ще в 1824 році у його праці «Роздуми про рушійну силу вогню і про машини, здатні розвивати цю силу». Карно запропонував схему поршневої парогазової установки й обґрунтував основну умову створення ефективних парогазових установок – використання продуктів згорання палива в якості робочого тіла в області високих температур з одночасною утилізацією скидної теплоти газів для отримання робочої пари. У міру розвитку парових і газових турбін виявилось можливим практичне здійснення цієї ідеї.

Створення і розвиток парогазових і газопарових установок

Проект газопарової установки з подачею води в камеру згорання та використанням отриманої парогазової суміші в якості робочого тіла турбіни був розроблений Павлом Дмитровичем Кузьмінським. У 1892 році ним була побудована газопарова турбіна невеликої потужності. У його установці було застосовано згорання палива (гасу) при $p = \text{const}$ та охолодження продуктів згорання (перед багатоступінчастою радіальною турбіною) шляхом розведення їх водяною парою, тобто установка була газопаровою (монарного типу).

І горіння, і розведення продуктів згорання парою здійснювалося в одній і тій же камері, яка була названа П. Д. Кузьмінським «газопарородом». Про неї Кузьмінський писав: «Здійснення газопаророда знаходиться в тісній залежності від побудованої ще в 1894 році частини турбінної машини-двигуна моєї ж системи, що дає можливість не тільки мати велике розширення суміші продуктів згорання і парів охолоджуючої рідини, але і мати так званий передній і задній хід, тобто обертати вал то в один, то в інший бік».

Схема турбіни й камери-«газопаророда» зображена на мал. 3.23. Камера згорання 3 складається із внутрішнього циліндра й зовнішнього корпусу. Між ними розміщений спі-

ральний змійовик 6, через який пропускала вода, що охолоджує стінки камери згорання, і потім упорскувалася у її об'єм для охолодження продуктів згорання.

Пара, що утворилася у змійовику, вприскувалася у камеру згорання. Суміш пари й газу подавалася на радіальну турбіну, яка здійснювала механічну роботу. Установка призначалася для невеликого катера. Камера згорання була створена й випробувана. Безпосередньо до камери згорання примикала радіальна турбіна, яка складалася з двох дисків – нерухомого з напрямним апаратом та рухомого з робочими лопатками.



Павло Дмитрович Кузьмінський (1840–1900) – російський інженер, винахідник

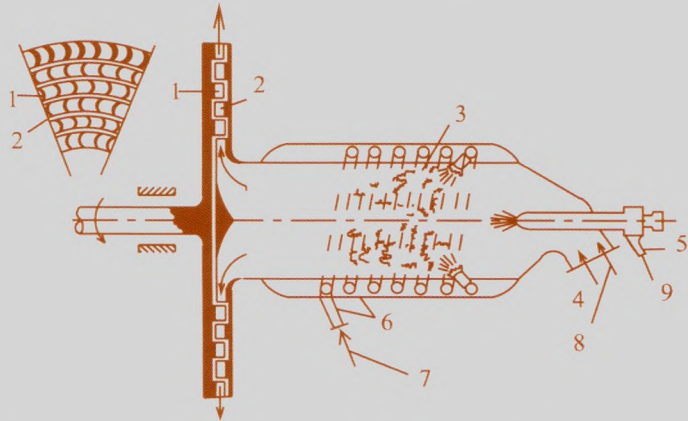
У 1895 році Кузьмінський запропонував варіант газової турбіни більш простої конструкції. Цей проект був здійснений у 1897 році на Петербурзькому патронному заводі.

Багато сил до підвищення ефективності парогазових установок доклав німецький інженер Карл Гольцварт. Перша установка за його проектом була побудована фірмою Картинга (Ганновер) у 1906–1908 рр. й мала потужність 50 к.с. (35,8 кВт) при к.к.д. 10%. Ентузіазм Гольцварта вражає: у 1910–1927 роках він будує ГТУ спочатку на вертикальному валу, а потім з горизонтальним валом. Широта розмаху робіт Гольцварта характеризувалася тим, що досліди проводилися при спалюванні різноманітних видів палива – газового, рідкого й навіть вугільного пилу. Важливими були також розробки охолодження камер згорання й турбіни, що дозволяло відмовитися від упорскування води для охолодження продуктів згорання. Цікавили Гольцварта й питання використання тепла, яке отримує вода у процесі охолодження, а також тепла вихідних газів турбіни.

У 1920 р. за його кресленнями для силової станції заводу Тіссена була побудована ПГУ розрахунковою потужністю 5000 кВт (мал. 3.24). Як видно, у неї повітря подається у камери згорання ($V = \text{const}$) компресором 1, маючим незалежний привід від парової турбіни 2, що живиться парою, яка генерується у котлі-утилізаторі 8 теплом вихідних газів газової турбіни. Розглянута установка за суттю відноситься до ПГУ бінарного типу.

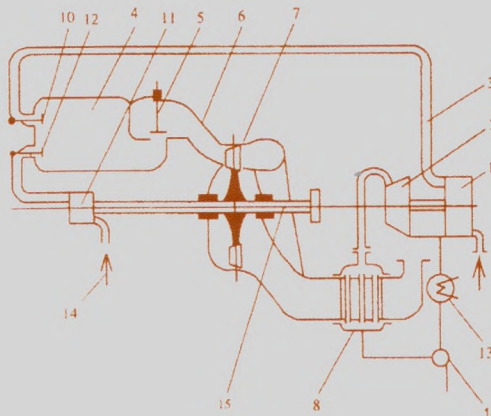
Подальше вдосконалення установок Гольцварта супроводжувалося збільшенням ступеня попереднього стиснення повітря перед подачею його у камери згорання. Так, якщо у перших установках він становив лише 0,13–0,18 МПа, то у наступних був доведений до 0,23–0,3 МПа (з підвищенням тиску наприкінці згорання до 1,2–1,4 МПа). Але й у цих агрегатах найбільший досягнутий до 1927 року к.к.д. становив трохи більше 14%, хоча до 1939 року к.к.д. таких установок був доведений до 18–20%.

З 1928 р. К. Гольцварт разом з професором В. Шюле розробляє проект нової установки (яка отримала згодом назву турбіни Гольцварта–Шюле), яка, крім того, що вона також була бінарною парогазовою установкою

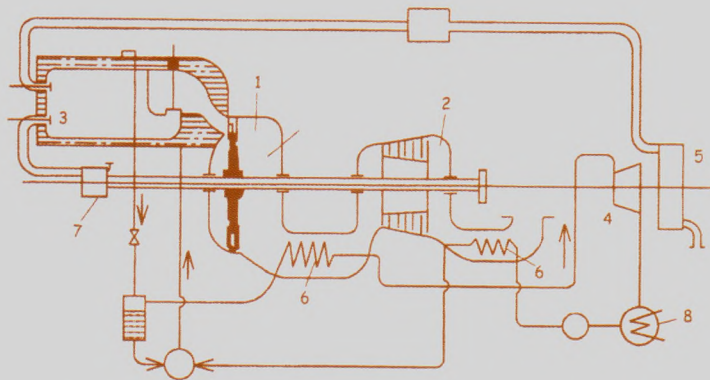


Мал. 3.23. Схема турбіни і камери згорання ПД. Кузьмінського:
1 – робоча лопатка; 2 – направляюча лопатка; 3 – камера згорання; 4 – повітряний патрубок; 5 – форсунка;
6 – змійовик; 7 – подача води; 8 – підвід повітря;
9 – подача палива

(мал. 3.25), повинна була працювати за змішаним циклом, що сполучує дві турбіни, одна з яких працювала у циклі зі згоранням при $V = \text{const}$, а друга – при сталому тиску. Досягалося це тим, що процес витікання газів з камери згорання через першу турбіну проходив з падінням тиску лише до величини біля



Мал. 3.24. Схема парогазової установки Гольцварта зі згоранням при $V = \text{const}$ при потужності 5 МВт (1920 р.):
1 – повітряний компресор; 2 – парова турбіна; 3 – воздухопровод; 4 – камера згорання; 5 – вихлопний клапан;
6 – газовідвідний патрубок турбіни;
7 – газова турбіна; 8 – котел-утилізатор;
9 – вихлопний патрубок установки;
10 – впускний (повітряний) клапан;
11 – паливний насос; 12 – паливний клапан; 13 – конденсатор;
14 – живильний насос;
15 – вал установки



Мал. 3.25. ПГУ Гольцварта-Шюле зі змішаним циклом (1928–1933 рр.):

- 1 – газова турбіна, що працює в режимі $V = \text{const}$; 2 – газова турбіна, що працює в режимі $p = \text{const}$; 3 – камера згорання;
4 – парова турбіна; 5 – повітряний компресор;
6 – парогенеруючі потужності; 7 – паливний насос;
8 – конденсатор

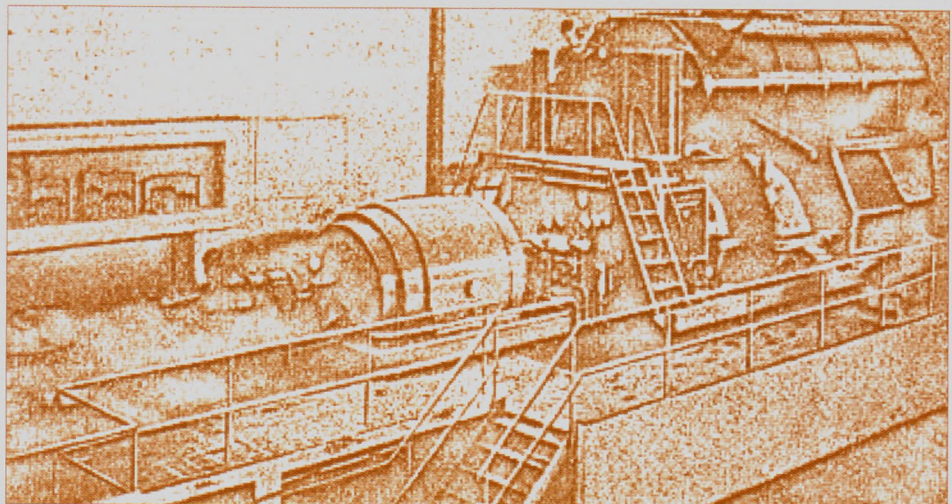
0,6 МПа, а далі з вирівняним, постійним початковим тиском розширювався у другій турбіні. До цього ж у цій установці було значно підвищено (до 0,6 МПа) попереднє стиснення повітря, внаслідок чого максимальний тиск у камері згорання досягав 3 МПа.

У 1933 році агрегат було встановлено на металургійному заводі у Гамборні (Німеччина) й при роботі на доменному газі показав, за опублікованими даними, к.к.д. до 20%.

Слід зауважити, що якоюсь мірою цьому сприяло й підвищення середньої температури газу перед турбіною, обумовлене здійсненням Гольцвартом удосконаленням охолодження камери згорання й турбіни, що виключило застосування упорскування води для охолодження продуктів згорання.

У 30-ті роки XX століття була створена високоекономічна конструкція осьового компресора, розроблені способи ефективного спалювання палива під тиском, досягнутий певний прогрес в металургії жароміцних сталей. Все це дозволило помітно наблизитися до вирішення завдання створення працездатної універсальної ГТУ зі згоранням при $p = \text{const}$ в якості ефективного первинного двигуна. На базі накопиченого досвіду фірма «Броун-Бовері» першою почала виробництво промислових та енергетичних ГТУ такого типу. У 1936 р. була запущена перша виготовлена нею ГТУ для нафтоперегінної промисловості (для крекінг-установок за схемою Гудрі), а у 1939 р. – енергетична ГТУ для приводу електрогенератора. Ця перша стаціонарна газотурбінна установка енергетичного застосування була запущена у 1940 р. в Швейцарії на підземній електростанції у м. Невшателі (мал. 3.26).

У післявоєнний період світове газотурбобудування інтенсивно розвивалося, помітно збільшувалася кількість країн та фірм, зайнятих виробництвом ГТУ, росла сумарна кількість газотурбінних й парогазових установок, що експлуатувались у світі, та їх потужність. Основними областями застосування газотурбінних установок стали авіація, енергетика та механічний привід технологічного обладнання (головним чином компресорів й насосів трубопровідного транспорту). Від енергетичних газотурбінних установок, як і від інших типів енергогенеруючих машин, знадобилося і підвищення к.к.д. і збільшення одиничної потужності агрегатів. Результатом пошуку



Мал. 3.26. Перша газотурбінна електростанція (м. Невшатель)

рішень стало застосування не тільки різноманітних схем ГТУ, але й комбінованих установок (бінарних та монарних), що одночасно використовували у своєму циклі в якості робочого тіла і продукти згорання палива, і водяний пар.

Використовуючи вже накопичений у світовому й вітчизняному газотурбобудуванні досвід, у 1944–1945 роках у Центральному котлотурбінному інституті імені І.І. Ползунова (ЦКТИ) О.М. Ложкін розробив схему парогазової установки зі згоранням палива при сталому тиску, а у 1945–1949 рр. ним разом з А.Е. Гольтманом був виконаний теоретичний аналіз парогазових циклів з високонапірними парогенераторами. На підставі цих досліджень були виконані проекти парогазових установок відносно невеликої потужності. Одночасно в інституті проводилися дослідження процесів у високонапірному парогенераторі: конвективного й радіаційного теплообміну, горіння палива при підвищеному тиску газів та ін., результатом яких стала розробка конструкції високонапірного парогенератора. У подальшому у ЦКТИ під керівництвом М.І. Корнеєва було проведено комплекс проектних та конструкторських розробок ПГУ потужністю до 200 МВт з високонапірним парогенератором продуктивністю 25–420 т/год. У цих установках планувалося використання газових турбін невеликої потужності від 1,5 до 25 МВт й типових парових турбін потужністю до 150 МВт.

Після 1950 р. були розгорнуті роботи з дослідження комбінованих установок у Ленінградському політехнічному інституті (ЛПІ) під керівництвом професорів Кириллова І.І. та Зісіна В.А., у Саратовському політехнічному інституті під керівництвом професора Гохштейна Д.П., у Всеросійському науково-дослідному теплотехнічному інституті на чолі з Шуваловим Г.І. У результаті вже в 50–70-ті роки ХХ століття були закладені теоретичні основи створення парогазових установок. За найважливішими напрямками для тих років (ртутно-паровий цикл, цикл з високонапірним парогенератором) у СРСР був досягнутий безсумнівний пріоритет.

Практична реалізація парогазових установок у країні розпочалася в 60-ті роки ХХ ст. Тоді були створені малі парогазові установки з

високонапірним парогенератором ВПГ-120 й газовою турбіною потужністю 4 МВт на ТЕЦ Надвірнянського нафтоперегінного заводу (Україна) та 1-й Ленінградській ГТЕС Лененерго, які до цього часу успішно експлуатуються. Проте у подальші роки впровадження ПГУ у СРСР обмежалося одним енергоблоком ПГУ-170 з високонапірним парогенератором (П-35+К-160-130+ВПГ-450), встановленим у 1973 році на Невинномиській ГРЕС, й двома енергоблоками ПГУ-250 з низьконапірним парогенератором, побудованими у 1981 році на Молдавській ГРЕС на базі ГТ-35-770 ХТГЗ, парових турбін К-210-130-3 ЛМЗ та парових котлів ТМЕ-215 «Червоний котельник». У 70–80-ті роки в ЦКТИ та ЛПІ активно велися теоретичні й експериментальні роботи по ПГУ з внутрішньоцикловим паровим охолодженням газотурбінної установки (схема ЦКТИ–ЛПІ), які випередили сучасну технологію «Н».

Процес створення нових сучасних парогазових установок оновився у Росії з 90-х років ХХ століття. У 1996 році створена ПГУ-35 з котлом-утилізатором на компресорній станції «Грязовець». У 1997 році введена в дію парогазова установка на Південній ТЕЦ (Санкт-Петербург) у процесі реконструкції енергоблоку Т-250-240 з котлом ТГМП-344А шляхом надбудови його газотурбінною установкою типу GT-8C (концерн АВВ). У 2000–2001 роках створена перша ПГУ-450Т на Північно-Західній ТЕЦ (Санкт-Петербург), а 22 листопада 2007 року введена в експлуатацію перша ПГУ-450Т в Московському регіоні на ТЕЦ-27 ВАТ «Мосенерго».

Одним з головних й перспективних напрямів реалізації парогазових технологій у Росії вважаються модернізація та технічне переозброєння існуючих газотурбін електростанцій з енергоблоками від 150 до 800 МВт, а також ТЕЦ, що дозволить підвищити технічний рівень електростанцій до сучасного при збереженні й використанні існуючої інфраструктури.

Свій внесок у розвиток парогазових технологій зробила й Україна. Газотурбінна установка ГТЕ-35-770 ВАТ «Турбоатом» потужністю 32 МВт стала базовою при створенні ПГУ на Невинномиській ГРЕС потужністю 200 МВт з розрахунковим к.к.д. 36,6% і на Молдавській



БАТ «Турбоатом» – сучасний науково-виробничий комплекс України з дослідження, розробки та виробництва парових, газових і гідравлічних турбін для енергетики

ГРЕС потужністю 2х250 МВт (к.к.д. 37,4%), що вже зазначалося вище. На базі газотурбінних установок ГТЕ-45-3 і ГТЕ-115 БАТ «Турбоатом» спроектований ряд модернізованих парогазових установок різних схем.

Давній і великий досвід виробництва комбінованих парогазових установок, які застосовуються на суднових силових установках, має ДП НВКГ «Зоря»–«Машпроект», яким була розроблена унікальна комбінована установка «Водолій» з регенерацією води для вприскування пари у камеру згорання газотурбінного двигуна. На базі ГТЕ-110 розроблені парогазові установки потужністю 170 та 325 МВт.

Газотурбінні установки, що застосовуються в ПГУ, можна розділити за величиною встановленої потужності на такі дві групи:

- газотурбінні установки потужністю від 10 до 60 МВт. Їх основними виробниками є фірми АВВ, «Дженерал електрик», «Міцубісі», «Роллс-ройс», «Турбо пауер», «Соляр», «Нуово-Піньоне», «Вестінгауз». Електричний к.к.д. цих ГТУ становить 30,9–41,6%, ступінь підвищення тиску 14–35, температура газів на вході в турбіну 1145–1240°C, температура газів за турбіною 427–546°C;
- газотурбінні установки потужністю 70 МВт й більше виробництва фірм АВВ, «Дже-

нерал електрик», «Міцубісі», «Сіменс», «Вестінгауз»: к.к.д. 34,8–38,5%, температура газів на вході в турбіну 1100–1410°C, температура газів за турбіною 538–640°C. Потужність парогазових установок на базі цих ГТУ становить від 210 до 484 МВт.

У 2000 році потужність введених в експлуатацію газотурбінних установок склала близько 27 ГВт, одинична потужність енергетичних установок досягла 260–270 МВт. Одинична потужність парогазових установок на базі ГТУ досягла 450–480 МВт, к.к.д. піднявся до рівня 55–60%. Кількісне й потужнісне зростання світового газотурбінного парку супроводжується у даний час неперервним удосконаленням якісних показників газотурбінних технологій у відповідності з вимогами, що висувуються. Парогазові установки на базі ГТУ нині широко застосовуються за кордоном при будівництві нових електростанцій. Продовжується їх технічне удосконалення: зростають температура газу перед турбіною, одинична потужність установки й її к.к.д., все ширше розповсюджуються малотоксичні камери згорання, поліпшуються експлуатаційні якості та системи обслуговування ГТУ і ПГУ, їх допоміжні системи й обладнання.

Класифікація комбінованих установок з паровими й газовими турбінами

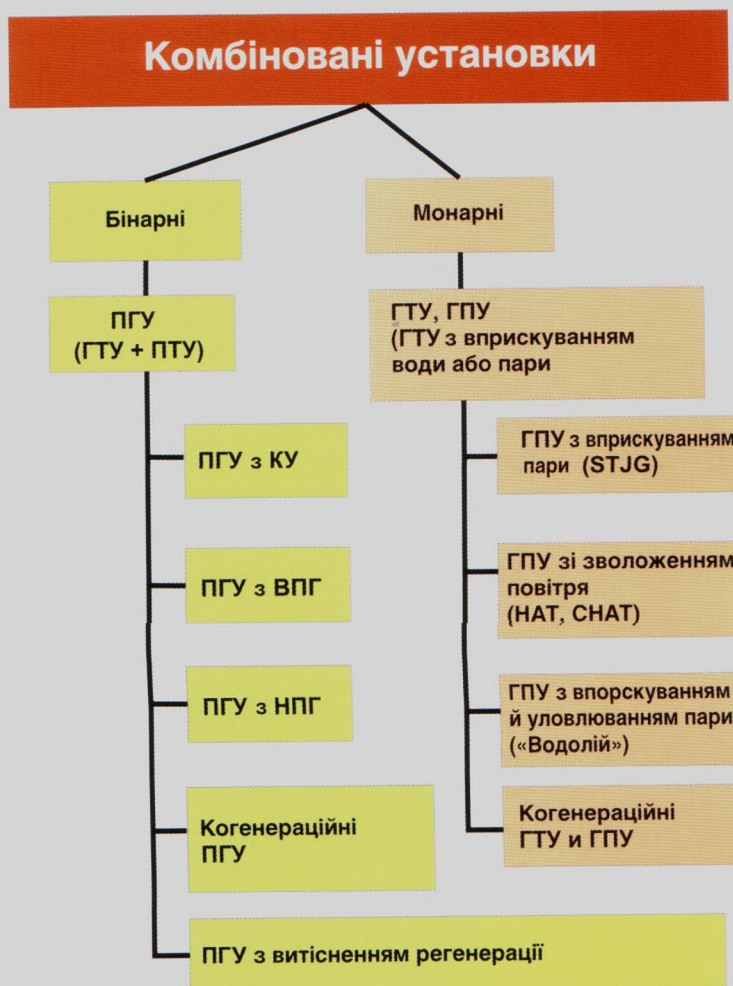
Теплова схема й цикл парогазової установки залежить від її виду. Парогазові установки є тільки одним з видів більш широкого класу – комбінованих установок з паровими й газовими турбінами. На мал. 3.27 наведено класифікацію таких установок, яка прийнята Інститутом технічної теплофізики НАН України.

За принципом взаємодії робочих тіл всі комбіновані установки поділяються на дві групи: установки з розділними контурами робочих тіл (бінарні) й установки зі змішанням робочих тіл, тобто контактні (монарні). Перші з них утворюють групу парогазових установок (ПГУ), а другі – групу газопарових установок (ГПУ). Більшість працюючих і установок, що будуються, відносяться до першої групи. Комбіновані установки з розділними контурами робочих тіл виконуються або з котлом-утилізатором, в якому пара генерується тільки або в основному за рахунок відхідної теплоти газової турбіни, або з парогенератором (так звана скидна схема), в якому пара генерується також і за рахунок теплоти палива. В установках з парогенератором вихлопні гази турбіни скидаються у топку котла, в якому здійснюється ще і допалювання палива, тому основна частка потужності (до 70–80% загальної потужності) генерується у паровому контурі, а інша частка – в газовому. Парогенератор у ПГУ працює з мінімальним коефіцієнтом надлишку повітря 1,05–1,10, оскільки в процесі згорання палива бере участь і водень, що надходить в топку з вихлопними газами ГТУ. Відносна витрата пари у таких установках значна, а її величина у відношенні до витрати повітря досягає значень 0,7–0,8.

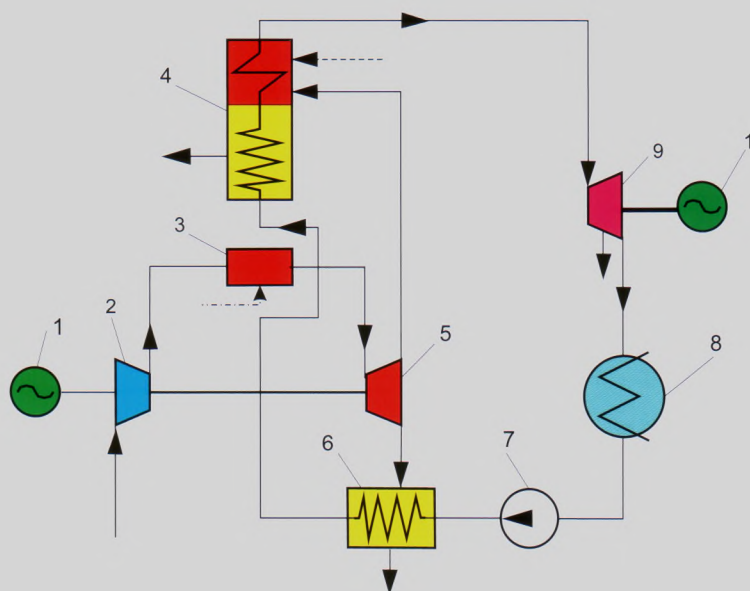
В установках з котлом-утилізатором більша частка потужності виробляється у газовому контурі. Витрата палива у цих установках в основному припадає на газовий контур, в якому коефіцієнт надлишку повітря звичайно 1,5–2,5. Такі ПГУ характеризуються низькою відносною витратою пари, віднесеною до витрат повітря через компресор, її величина найчастіше не перевищує 0,2–0,3.

Комбіновані установки з парогенератором можуть бути виконані за такими схемами:

- парогазові установки з використанням теплоти вихлопних газів газових турбін для підігріву живильної води, що приводить до подальшого витіснення регенерації всередині парової частини циклу (так звані ПГУ з витісненням регенерації);
- парогазові установки з низьконапірним парогенератором (НПГ), в яких паливо підводиться як у камері згорання перед ГТУ, так і в низьконапірному парогенераторі (НПГ), а від газової турбіни гази відводяться у парогенератор, де використовуються для окиснення палива, що подається в топку;
- парогазові установки з високонапірним парогенератором (ВПГ), в якому генерація пари здійснюється в парогенераторі, поєднаному з камерою згорання газотурбінної установки. Необхідна температура газу перед турбіною у цьому випадку забезпечується



Мал. 3.27. Схема класифікації комбінованих установок з паровими й газовими турбінами



Мал. 3.28. Принципова тепла схема парогазової установки з витісненням регенерації живильної води відбором пари з парової турбіни: 1 – електрогенератор; 2 – компресор; 3 – камера згорання; 4 – парогенератор; 5 – газова турбіна; 6 – газоподіючий нагрівач; 7 – насос; 8 – конденсатор; 9 – парова турбіна; --- – паливо

витратою генерованої пари, а коефіцієнт надлишку повітря за високонапірним парогенератором приймається мінімальним.

До другої групи комбінованих енергоустановок відносяться газопарові установки (ГПУ), в яких з метою зменшення температури газу перед турбіною до прийнятних значень у камеру згорання впорскується водяна пара. У газотурбінних установках простого циклу це досягається за рахунок того, що у камеру згорання подається від компресора повітря більше, ніж це потребується для згорання палива. Коефіцієнт надлишку повітря знаходиться на рівні 1,5–2,5, тому для стиснення надлишкового повітря, тобто повітря, що не бере участі у горінні, витрачається значна частка роботи турбіни. Цю роботу можна зменшити, якщо зменшити коефіцієнт надлишку повітря, що може бути досягнуто за рахунок введення в цикл додаткового робочого тіла, яке потребує малих витрат енергії на його стиснення. Цій вимозі відповідає пароводяне робоче тіло, яке стискається в рідкій фазі й характеризується відносно малою роботою стиснення. Введення пароводяного робочого тіла у газовий потік є засобом підвищення питомої роботи установки. При цьому відносні витрати сере-

довища, що вводиться, можуть досягати 50–60% у відношенні до витрат повітря. Відповідно до цього збільшується й потужність ГТУ. Збільшується також і к.к.д. установки.

Газопарові установки у свою чергу поділяються на установки з упорскуванням пари (STIG) та установки з введенням у газовий тракт води й пароводяної суміші (НАТ і СНАТ). У першому випадку пара, що генерується у котлі-утилізаторі, вводиться у тракт високого тиску після компресора (у камеру згорання). У другому випадку вода або пароводяна суміш випаровується у самому тракті високого тиску як до, так і після камери згорання. В обох типах ГПУ передбачається хімічне очищення води, що надходить. В обох випадках пара води разом з вихідними продуктами згорання викидається в атмосферу, що призводить до втрати теплоти випаровування цієї води й самої води. В установках типу «Водолій» даний недолік усунуто введенням контактного конденсатора, в якому конденсується водяна пара, що міститься в відпрацьованих газах, і вода знову повертається у цикл установки.

Як парогазові, так і газопарові установки можуть працювати в когенераційних схемах, тобто виробляти за необхідності і електроенергію, і теплоту.

Парогазові установки з витісненням регенерації. Використання теплоти вихлопних газів газових турбін для підігріву живильної води призводить до витіснення регенерації всередині парової частини циклу (мал. 3.28).

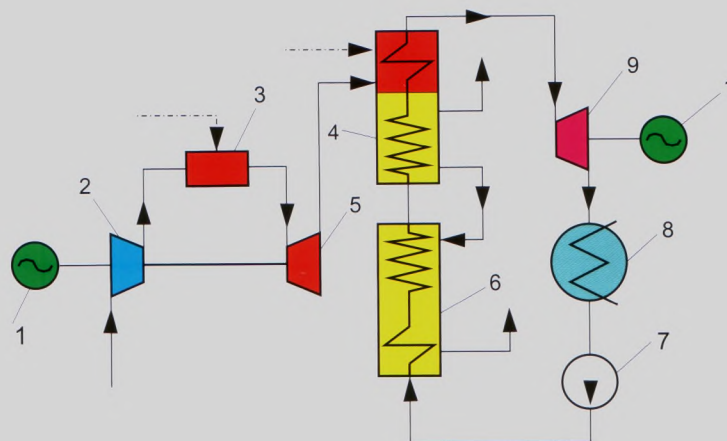
Якщо при тій же витраті палива парогазової установки відключити регенеративний підігрів живильної води парою відбору й замінити його підігрівом відхідними газами газової турбіни, то загальне вироблення енергії у такій установці зростає на величину потужності турбіни, що витрачається на регенеративні відбори. Може застосовуватися і комбінована регенерація – парова й газова регенерації одночасно.

Парогазові установки з низьконапірним парогенератором (НПГ). У парогазових установках з НПГ (мал. 3.29) паливо спалюється як у камері згорання (КС) ГТУ, так і в НПГ. Від газової турбіни гази відводяться в парогенератор, де використовуються для окиснення палива, яке подається в топку. Оскільки за парогенератором передбачений

газоводяний підігрівач (ГВП), то втрати теплоти з відхідними газами відносно невеликі. Парогенератор (НПГ) виконується газощільним, працює при надлишковому тиску 0,002–0,004 МПа, тому димовоскокуючі вентилятори відсутні. Конструктивно НПГ мало відрізняється від звичайних котлів, тому може працювати на різноманітних видах палива, у тому числі й твердому. За розташуванням обладнання в цій схемі ГТУ є як би надбудовою паротурбінної установки, тому така схема широко використовується для реконструкції паротурбінних установок, які працюють на понижених параметрах пари.

Парогазові установки з НПГ володіють рядом переваг:

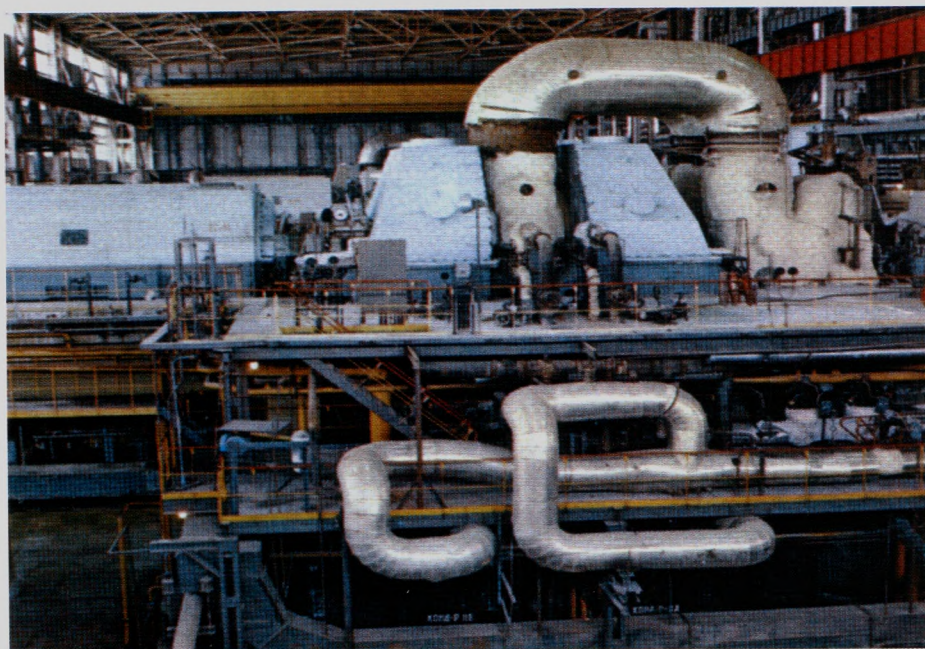
- у таких ПГУ висока термічна ефективність, тому вони розглядаються в основному як базові;
- для них характерна висока надійність, оскільки може бути забезпечена ізольована робота газового та парового контурів;
- перехід з комбінованої роботи на індивідуальну організовується за короткий час і не вимагає припинення роботи;
- можливість автономної роботи дозволяє істотно скоротити час створення електростанції. При будівництві нової ПГУ газовий контур може бути включений в експлуатацію значно раніше завершення будівництва всієї ПГУ;



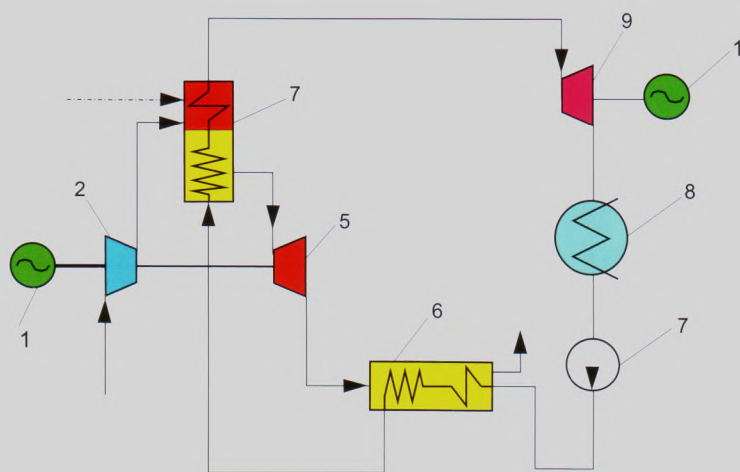
Мал. 3.29. Принципова теплова схема парогазової установки з низьконапірним парогенератором (НПГ):

1 – електрогенератор; 2 – компресор; 3 – камера згорання;
4 – низьконапірний парогенератор; 5 – газова турбіна;
6 – газоводяний нагрівач; 7 – насос; 8 – конденсатор;
9 – парова турбіна; --- – паливо

- відсутня необхідність в значних перебудовках в ГТУ, що використовуються для газового контуру, що дозволяє застосовувати вже відпрацьовані ГТУ, які випускає промисловість;
- можливе використання двох видів палива: високоякісного рідкого або газоподібного в газовому контурі й низькоякісного рідкого або твердого палива в паровому контурі. Частка низькоякісного палива значна і досягає 70–75%.



ПГУ-250, встановлені на Молдавській ДРЕС



Мал. 3.30. Теплова схема парогазової установки з високонапірним парогенератором (ВПГ):

1 – електрогенератор; 2 – компресор; 3 – камера згорання;
4 – високонапірний парогенератор; 5 – газова турбіна;
6 – газоподігрівач; 7 – насос; 8 – конденсатор;
9 – парова турбіна; ---- – паливо

В умовах все зростаючого дефіциту високоякісного палива ця перевага ПГУ з НПП набуває особливого значення. Дві ПГУ такого типу потужністю по 250 МВт встановлені на Молдавській ГРЕС.

Енергоблоки працюють у змінній частині графіка електричних навантажень із зупинкою газотурбінних агрегатів ГТ-35-770 і розвантаженням парових турбін К-210-130 до 40% повної потужності на ніч. Середньоексплуатаційне зниження питомих витрат палива порівняно з ПСУ становить 3–5%. Зберігається перспектива використання ПГУ з НПП для модернізації існуючих електростанцій.

Парогазові установки з високонапірним парогенератором (ВПГ). На відміну від парогазових установок з НПП генерація пари в ПГУ з ВПГ (мал. 3.30) здійснюється у парогенераторі, суміщеному з камерою згорання ГТУ. Необхідна температура газу перед турбіною у цьому разі, як уже зазначалося, забезпечується витратою пари, що генерується, а коефіцієнт надлишку повітря за ВПГ приймається мінімальним. Для утилізації теплоти відхідних з турбіни газів встановлюється газоподігрівач живильної води, який у ПГУ частково витісняє парову регенерацію. Працює установка у такий спосіб. Повітря, стиснуте у компресорі (К), подається у камеру згорання ВПГ, де спалюється газове або рідке паливо. Частина теплоти продуктів згорання палива витрачається у парогенераторі на пароутво-

рення й перегрів пари так, що температура газів на вході у газову турбіну (ГТ) знижується до заданої величини. Теплота вихлопних газів використовується для підігріву живильної води парової частини установки у газоподігрівачі (ГВП). Електрична енергія виробляється у двох генераторах, які приводяться в дію паровою й газовою турбінами, причому частина потужності газової турбіни витрачається на привід компресора. Особливістю цієї схеми є підвищений тиск продуктів згорання у парогенераторі, що приводить до більш інтенсивного теплообміну, ніж у звичайних парових котлах, та дозволяє значно зменшити металоємність поверхонь нагріву.

Переваги ПГУ з ВПГ:

- більш високі економічні показники у порівнянні з ПГУ скидного типу;
- у них досяжні більш високі к.к.д. й питома потужність газового контуру;
- вони забезпечують істотне зниження питомих капітальних витрат, обумовлених скороченням розмірів парогенератора.

Навіть при низькій проектній температурі газів перед газовою турбіною (770°C) й однакових у ПГУ та ПСУ парових турбінах в умовах експлуатації ПГУ-200 на Невинномиській ПТУ-ДРЕС з ВПГ паропроductивністю 450 т/год порівняно з ПСУ отримано зменшення: по витраті палива на 6–8%, по металоємності ВПГ – у 2,5 рази, за питомими капзатратами – на 8%. Внаслідок знижених металоємності й обсягів пароводяного тракту високонапірні парогенератори в 10–20 разів швидше реагують на зміну навантаження, ніж парові котли. Проміжок часу від розпалювання ВПГ до отримання робочих параметрів пари у 4,5 рази менше, ніж у ПСУ. Стійке мінімальне навантаження ВПГ не перевищує 10% повної. Для ПГУ з ВПГ зберігається перспектива використання в установках з внутрішньодикловою газифікацією палива.

Парогазові установки з котлом-утилізатором

Іншим видом установок з роздільними потоками газу й пари є парогазові установки з котлом-утилізатором (мал. 3.31). Генерація пари в установках з котлом-утилізатором (КУ) забезпечується за рахунок теплоти від-

хідних газів турбіни у котлах-утилізаторах. Такі установки відрізняються відносно низькими витратами пари, оскільки кількість теплоти для генерації пари обмежена потужністю ГТУ, яка застосовується. У турбінах з низькими початковими параметрами робочого тіла температура відхідних газів також порівняно невисока (400–430°C), що приводить до низьких параметрів пари, що генерується. Все це обумовлює порівняно невисоку частку парового контуру в корисній потужності ПГУ з котлом-утилізатором (30–40%) і к.к.д. ПГУ не більше 45–50%. З метою підвищення цієї частки та деякого збільшення к.к.д. ПГУ застосовують котли-утилізатори з допалюванням палива у потоці відхідних газів турбіни.

При використанні в ПГУ з котлами-утилізатором ГТУ з високими початковими параметрами газу та, відповідно, високою температурою відхідних газів (550–630°C) зростає частка виробленої в паровому контурі енергії та істотно збільшується максимальний к.к.д. комбінованої установки (до 58 і навіть 60%).

Таким чином, при сучасних параметрах пари ПГУ з котлом-утилізатором володіє наступними перевагами:

- внаслідок високої термічної ефективності на номінальному режимі вже при температурі газу 870–920°C к.к.д. ПГУ знаходиться на рівні сучасних ПТУ, працюючих на надкритичних параметрах пари. У міру зростання температури газів після газової турбіни к.к.д. ПГУ з КУ буде підвищуватися аж до 58–60%;

- деяка нейтралізація зниження ефективності ПГУ при зменшенні навантаження може бути досягнута за рахунок допалювання палива перед КУ. Особливо сприятливу зміну к.к.д. мають установки, які використовують в газовому контурі кілька ГТУ, що працюють на одну парову турбіну. Зменшення потужності в цьому випадку досягається послідовним відключенням ГТУ;

- висока маневреність установки забезпечується великою часткою потужності газового контуру (60–70%), а також температурними параметрами пари та спрощеною тепловою схемою парового контуру. Пуск установки на повну потужність зазвичай не перевищує 60 хв;

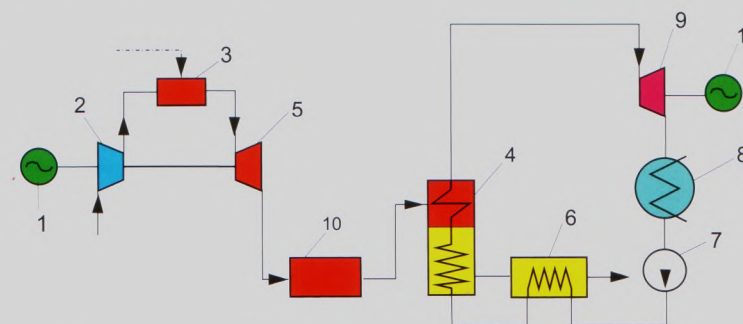
- низька питома вартість та висока надійність роботи; капітальні вкладення у створення ПГУ на 20–25% нижчі, ніж при створенні маневрених ГТУ;

- широка автоматизація управління установкою, яка включає пуск, напругу і зупинку;

- блочне постачання устаткування ПГУ у вигляді блоків ГТУ, парової турбіни, котла-утилізатора, конденсатора.

Зазначені властивості ПГУ обумовлюють їх застосування у змінній частині графіка навантажень енергосистеми.

Принциповою відмінністю схеми ПГУ з пасивним котлом-утилізатором (тобто з КУ без допалення палива) від інших розглянутих вище схем є відсутність підведення теплоти палива безпосередньо до води і водяної пари. Теплота підводиться до котла-утилізатора тільки за рахунок теплоти відпрацьованих газів газової турбіни. Підвищення початкової температури газів перед газовою турбіною понад 1000–1200°C дозволяє отримувати в установці з котлом-утилізатором високі параметри пари і забезпечувати максимально можливий к.к.д. За останні роки у світовому газотурбобудуванні змінилося кілька поколінь газових турбін. Початкова температура газу зросла з 800–850 до 1200–1300°C і більше. Було подолано температурний кордон (близько 1100°C), вище якого найбільш ефективним типом ПГУ стає не ПГУ з ВПГ або НПГ, а ПГУ з котлом-утилізатором. Прикладами ПГУ з котлом-утилізатором можуть служити ПГУ-35 з КУ на компресорній станції «Грязовець» (1996 р.), ПГУ-450Т з КУ на Північно-



Мал. 3.31. Принципова теплова схема парогазової установки з котлом-утилізатором з допалюванням палива:

1 – електрогенератор; 2 – компресор; 3 – камера згорання;
4 – котел-утилізатор; 5 – газова турбіна; 6 – резервуар живильної води; 7 – живильний насос; 8 – конденсатор;
9 – парова турбіна; 10 – камера допалювання палива;

---- – паливо



ПГУ-450Т на ТЕЦ-27 ВАТ «Мосенерго»

Західній ТЕЦ (Санкт-Петербург) і ТЕЦ-27 ВАТ «Мосенерго».

ПГУ з котлом-утилізатором можуть залучатися для модернізації і технічного переозброєння існуючих електростанцій, що працюють на природному газі, з енергоблоками від 150 до 800 МВт, а також ТЕЦ. Модернізація дозволить підвищити технічний рівень існуючих ТЕС до сучасного при збереженні й використанні існуючої інфраструктури. У разі застосування газових турбін з початковою температурою газів понад 1100°C у складі ПГУ з котлом-утилізатором можливе отримання к.к.д. на рівні 52% і вище. При подальшому вдосконаленні цього ж класу газових турбін можливе підвищення к.к.д. ПГУ з КУ до 58%, а при використанні ГТУ з початковою температурою газів 1500°C і паровим охолодженням лопаток – до 60%. Такі установки вже створені провідними виробниками енергетичних ГТУ: «GE Power Systems», «Mitsubishi Heavy Industries», «Siemens», «Westinghouse» і «Alstom Energy».

Котли-утилізатори для ПГУ можуть мати декілька рівнів тиску пари. У цьому напрямку досягнута економічно доцільна межа – три-контурна схема з промперегрівом пари. Для роботи в базовій частині графіка електричних навантажень та при використанні дорогого палива застосовуються ПГУ з КУ на три рівні тиску пари з промперегрівом; при цьому ПГУ виконуються у вигляді дубль-блоку потужністю 300–450 МВт.

Для роботи у змінній частині графіку з частими пусками і зупинками і при використанні дешевого палива ПГУ з КУ має більш просту схему утилізаційного контуру – два значення тиску пари без промперегріву. Рівень потужності енергоблоків коливається від 350 МВт і вище при поліблочній комплектації (до 4 ГТУ і більше в одній установці). Цикл одного тиску через підвищену температуру відхідних газів ($150\text{--}170^{\circ}\text{C}$) поки що знаходить застосування в ПГУ потужністю 100–150 МВт на промислових ТЕЦ і, як правило, при комбінованому виробітку теплоти (пари) і електроенергії.

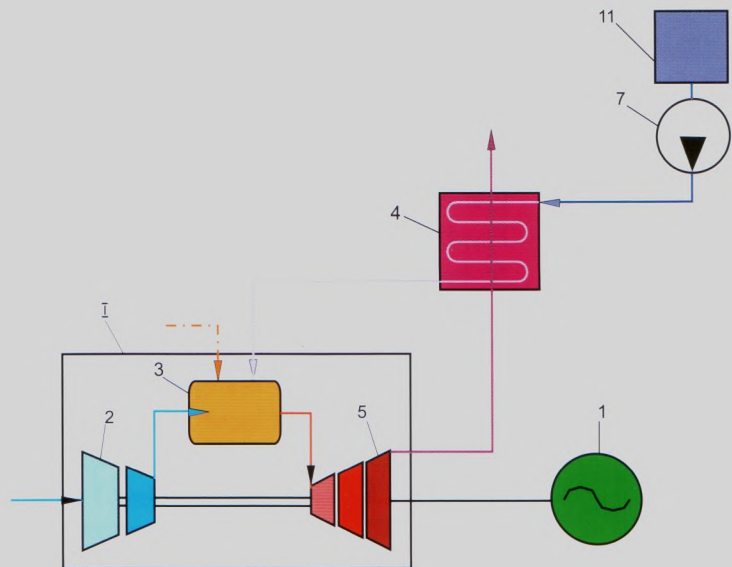
Газопарові установки контактного типу (монарні)

Підвищення питомої потужності енергоустановки при заданих параметрах робочого тіла можливе введенням додаткового робочого тіла (водяної пари або пароводяної суміші) в проточну частину газової турбіни, де воно безпосередньо контактує з продуктами згорання палива – основного робочого тіла ГТУ. Звідси назва таких ПГУ – контактні газопарові турбоустановки (КПГУ). Зростання питомої роботи у них тим більше, чим менше робота, витрачена на стискання робочого тіла. Введення пароводяного робочого тіла доцільне в тракт високого тиску, за якого витрати роботи на стиск мінімальні. Випарна камера може

бути розташована як перед камерою згорання, так і за нею. Як правило, в тракт високого тиску вводиться пара (ПГУ-STIG з впорскуванням пари), для генерації якої передбачений котел-утилізатор, який працює на відхідній теплоті газової турбіни (мал. 3.32). Введення води або пари збільшує витрати робочого тіла через турбіну, а відповідно, і її роботу. Оскільки вимоги до чистоти середовища, яке вводиться, досить високі, в схемі передбачене хімічне очищення води, що надходить.

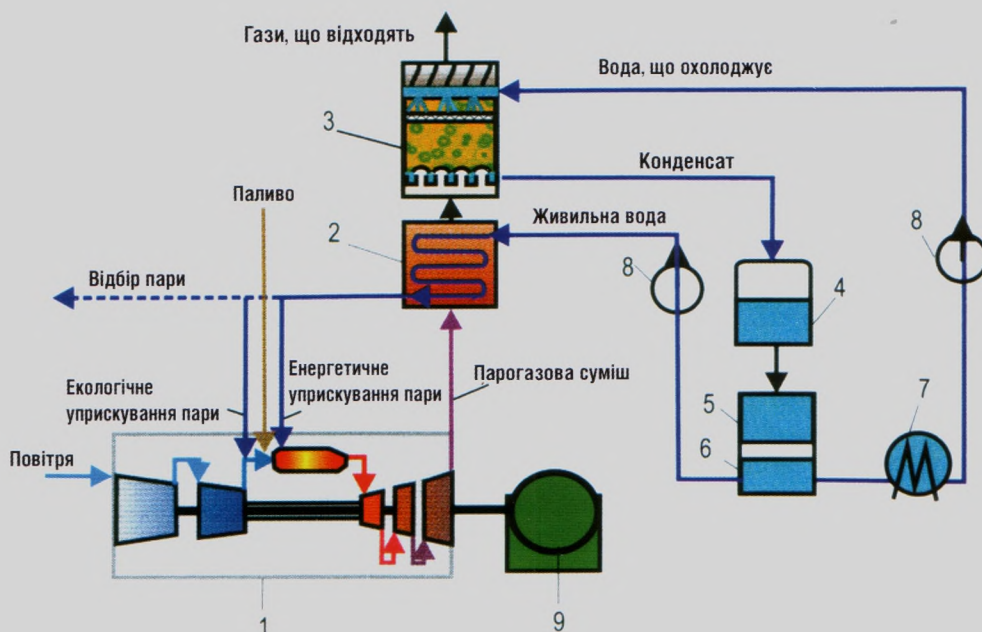
Максимальні значення к.к.д. контактної установки визначаються введеними обмеженнями на роботу котла-утилізатора. При прийнятному рівні температур газів, що виходять з КУ, порядку $120 - 160^{\circ}\text{C}$ к.к.д. установки при ступені стиснення 18 досягає 43%, що на 9 – 10% перевищує к.к.д. ГТУ при тих же параметрах газу. Хоча в ГТУ відкритого циклу й існують втрати живильної води з газами, що відходять, але, як показали розрахунки, питома вартість контактної установки виявляється істотно меншою вартості ПГУ.

Недоліком газопарових установок відкритого циклу є втрата хімічно підготовленої живильної води з відхідними газами. При цьому безперервний викид великої кількості водяної пари в навколишнє середовище



Мал. 3.32. Теплова схема монарної ГПУ типу «STIG»:
1 – електрогенератор; 2 – компресор; 3 – камера згорання;
4 – котел-утилізатор; 5 – газова турбіна; 6 – резервуар
живильної води; 7 – насос; ---- – паливо

(20–30 т/год) суттєво впливає на екологічну обстановку навколишнього середовища. У маловодних районах втрати води взагалі неприпустимі. Проблема ця була вирішена створенням газопарової установки закритого циклу типу «Водолій» (мал. 3.33). У ДП НВКГ



Мал. 3.33. Принципова теплова схема контактної газопарової установки «Водолій»:
1 – газотурбінний двигун; 2 – паровий котел-утилізатор; 3 – контактний конденсатор;
4 – конденсатозбірник; 5 – блок очищення конденсату; 6 – витратний бак живильної води;
7 – охолоджувач води; 8 – насос; 9 – нагнітач газу

«Зоря»–«Машпроект» була розроблена схема установки з уловленням води відпрацьованого парогазового потоку. На виході ГТД встановлюється утилізаційний котел, який виробляє водяну пару, що подається в камеру згорання ГТУ. Потік парогазової суміші, який залишає КУ, надходить в контактний конденсатор (КК), де за допомогою охолоджуючої води, що впорскується проти потоку газу, досягається конденсація водяної пари. Суміш охолоджуючої води і конденсату відводиться з КК в бак-накопичувач, звідки попередньо очищена вода надходить до КУ, а також через охолоджувач – в КК. Пара, що подається в камеру згорання ГТД, складається з двох частин: більшої частини (близько 90%) – так званого енергетичного впорскування пари, яка подається безпосередньо в камеру згорання і «відповідає» за збільшення потужності турбіни, та меншої частини (порядку 10%) – так званого екологічного впорскування пари, що подається в паливні форсунки з метою зменшення шкідливих викидів у продуктах згорання за рахунок зниження температури горіння.

У 1995 році в ДП НВКГ «Зоря»–«Машпроект» була пущена в дію випробувальна повнорозмірна контактна газопаротурбінна установка «Водолій-25» потужністю 25 МВт.

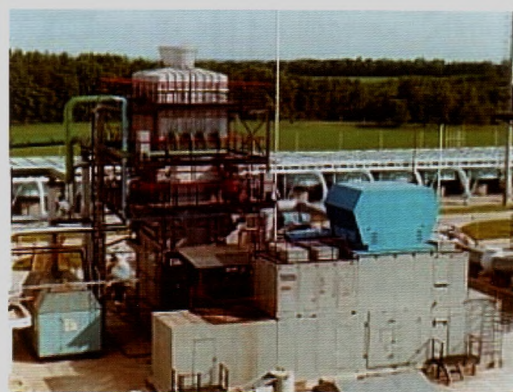
Установка складається з доробленого серійного ГТД ДС90, утилізаційного парогенератора КУП-3100, контактного конденсатора КК-90, системи охолодження води, що подається в контактний конденсатор. Досягнутий рівень к.к.д. в умовах експериментального стенду 41–42%, викиди NO_x становлять 50 мг/нм³, CO – не більше 50 мг/нм³. Газопарові установки типу «Водолій» найбільш перспективні для застосування в маловодних регіонах або в місцях, де є складнощі у підготовці великої кількості котлової води, оскільки дозволяють не лише повертати котлову воду в цикл, але і отримувати надлишок дистильованої води за рахунок конденсації вологи, що утворюється при згоранні природного газу (при температурі охолоджуючої води менше 30°C). При високих температурах зовнішнього повітря установки дозволяють додатково підвищити потужність електростанції за рахунок упорскування води на вході в двигун. Ці установки мають великі потенційні можливості щодо вдосконалення теплової схеми і освоєння нових, все більш високих рівнів параметрів

термодинамічного циклу. Опрацювання показує, що в перспективних установках «Водолій» можна отримати електричний к.к.д. порядку 55–57%. Потужність вихідного ГТД можна збільшити на 30–60% і отримати економію палива до 20–25%.

Завдяки істотному підвищенню потужності ГТУ при введенні пари або води контактні газопаротурбінні установки (КПГТУ) можна використовувати як засіб для поліпшення маневрених властивостей енергоустановки, яке забезпечується насамперед за рахунок підвищення прийнятності і поліпшення запуску. Практично всі властивості та характеристики КПГТУ були підтверджені в процесі експлуатації першої промислової установки «Водолій-16», запущеної в дію в 2004 році на компресорній станції «Ставищенська» (м. Богуслав Київської області) (мал. 3.34).

Одним із шляхів модернізації діючих паротурбінних енергоблоків є використання для цих цілей газопарових установок з упорскуванням пари в камеру згорання ГТУ (ПГУ-STIG). КПГТУ такого виду найбільш пристосовані до практичної реалізації. Особливістю ПГУ-STIG в порівнянні з вихідною ГТУ є те, що збільшення потужності досягається за рахунок одночасної дії декількох факторів: збільшення витрат робочого тіла, підвищення тиску додаткового робочого тіла, виключення використання стисненого повітря для охолодження лопаток, використання термодинамічно більш сприятливих властивостей робочого тіла, яке додається.

Додатковий вииграш можна отримати, якщо спрацювати частину потенціалу перегрітої пари високого тиску в протитисковій паровій



Мал. 3.34. Газопарова установка «Водолій» на компресорній станції «Ставищенська», Україна

турбіні – приводі компресора з подальшим поверненням його в цикл ГТУ або застосувати вторинний підігрів робочого тіла ГПУ в другій (проміжній) камері згорання.

У теплофікаційному варіанті ГПУ-STIG вироблена в котлі-утилізаторі пара може бути використана для потреб теплофікації. При цьому її розподіл між камерою згорання ГТУ і виробництвом визначається графіком навантажень і може певною мірою змінюватись. Крім того, для теплофікації може бути також використана частина теплоти відхідних газів котла-утилізатора.

Перевагами ГПУ-STIG в порівнянні з традиційними ГТУ є: суттєве зниження емісії NO_x при введенні пари в камеру згорання, особливо при високих температурах в ній; високий електричний к.д. (51–55% порівняно з 38–43% у ГТУ); зниження капітальних витрат на 20–25%; зменшення собівартості електроенергії на 25–30%; спрощення складу обладнання, зниження масогабаритних показників; скорочення терміну введення в експлуатацію. Основний недолік ГПУ-STIG – втрату з відхідними газами робочого тіла (води) – можна усунути введенням у схему установки контактного конденсатора (КК), тобто шляхом використання технології «Водолей». За наявності теплового споживача низькопотенційну теплоту конденсації водяної пари у КК можна спрямувати в теплову мережу за допомогою теплонасосної установки (ТНУ). При цьому собівартість вироблення теплоти виявляється в 1,6–1,7 раза нижчою, ніж при комбінованому виробленні його турбінами ТЕЦ. Середньорічна економія палива такими установками в порівнянні з ГТУ (при однакових електричних і теплових потужностях) складе 26–31%.

За кордоном ГПУ-STIG середньої потужності працюють протягом багатьох років. Вони створені на базі машин серії LM фірми «General Electric». Співробітниками ІВТ РАН (Росія) проведено оптимізацію параметрів циклу ГПУ-STIG, а сумісно з АТ «Рибінські мотори» пророблено ескізні проекти машин потужністю 180 і 300 МВт, що працюють по циклу STIG, на базі авіадвигуна РД-36-51 конструкції РКБМ. Установка ГПУ-180 потужністю 180 МВт з к.д. 47,5% розрахована на ступінь стиснення 15 і температуру робочого тіла за камерою згорання 1600 К. Перспективний варіант ГПУ-300 при ступені стиснення 54 і температурі

робочого тіла за камерою згорання 1900 К за тих же витрат повітря на вході в компресор має потужність 300 МВт і к.д. 54%. Ці машини призначені для заміни типових конденсаційних блоків 200 і 300 МВт на електростанціях РАО «ЄЕС Росії» із суттєвим зростанням економічності вироблення електроенергії. В останні роки інтенсивні розробки ГПУ-STIG потужністю 100 МВт ведуться ММПП «Салют» на базі авіадвигунів АЛ-21 і АЛ-21-СТ20 (наземний варіант), що поставляються для газоперекачуючих станцій. Рівень температур за камерою згорання порядку 1420°C, к.д. – до 50%.

Парогазові установки на твердому паливі

Парогазові установки первісно розраховані на роботу на газоподібному паливі через наявність в їх складі газової турбіни. У той же час через істотні переваги ГПУ перед іншими видами енергетичних установок виникла потреба використання парогазових технологій в енергоустановках, працюючих на твердому паливі. Це вкрай важливо для умов України при обмежених запасах нафти і газу та великих запасах вугілля. Для застосування твердого палива розробляються нові для енергетики екологічно чисті й ефективні технології, включаючи парогазові, з газифікацією і прямим спалюванням твердого палива під тиском в киплячому або циркулюючому шарі. Концепція газифікації твердого палива передбачає раціональне включення процесів газифікації та очищення газів в енергетичний цикл, за якого надлишковий тиск у системі газифікації та очищення газів, а також повітря для процесу газифікації забезпечуються від повітряних компресорів комбінованої ГПУ, пара для процесу газифікації надходить з відборів парових турбін установки, фізичне тепло та надлишковий тиск отриманого газу максимально використовуються в енергетичному циклі для отримання корисної потужності. Таким чином, парогазова й газогенеруюча установки є єдиним комплексом. Газифікація твердого палива вирішує завдання переводу твердих горючих копалин в зручне для стиснення «чисте паливо» – горючі гази, а також в необхідну хімічну сировину – водень і суміш з оксидом вуглецю. Відмінною особливістю технології газифікації є можливість

запобігати створенню в продуктах згорання палива шкідливих викидів (оксидів сірки та азоту). Наслідком цієї особливості стала можливість отримання в газогенеруючих установках додаткових продуктів, таких як чиста сірка чи сірчана кислота, мінеральні добрива або будматеріали, каталізатори для очищення стічних вод, концентрати рідкісних металів і т.д.

У США, Німеччині, Англії, Японії, Нідерландах, Росії та інших країнах розроблено програми з екологічно чистого використання палива на підставі симбіозу парогазової та газогенеруючих установок – так звані ПГУ з внутрішньоцикловою газифікацією (ВЦГ). У рамках цих програм побудовані демонстраційні ПГУ з ВЦГ, засновані на різних процесах газифікації («Тексако», «Шелл», «Пренфло», «Брітіш Гес-Лургі», високотемпературний «Вінклер» тощо) із застосуванням, як правило, парокисневого дуття. Потужність бруто ПГУ з внутрішньоцикловою газифікацією становить 107–335 МВт, к.к.д. 30–45%, паливо – вугілля з розмірами фракцій від 0,1 до 6–40 мм, початкова температура газу перед турбіною 820–1280°C, температура процесу газифікації 800–1600°C, хімічний к.к.д. процесу 60–82%, шкідливі викиди в атмосферу: SO – 40–540 мг/м³, NO_x – 80–225 мг/м³, зола – 2–16 мг/м³. Демонстраційні ПГУ з ВЦГ реалізовані як за схемою ПГУ з ВПГ, для яких характерні мінімальні надлишки повітря у вихідних газах, що визначаються умовами згорання палива без механічного недоспалювання, так і за схемою ПГУ з КУ, що відрізняється граничними надлишками повітря у вихідних газах, обумовленими допустимою початковою температурою газу перед турбіною.

Впровадження технологій ПГУ з ВЦГ в 2004 р. склало приблизно 41 ГВт. За даними «General Electric», у світі розглядається близько 500 проектів ПГУ з ВЦГ, призначених для роботи на різних видах палива, у тому числі на вугіллі, важкій нафті, біомасі та інших видах твердого й рідкого палива. На сьогоднішній день склад діючих ПГУ з ВЦГ та тих, що будуються, показав, що окреслена область їх комерційного застосування обмежується ТЕС, які входять до складу колишніх нафтохімічних і хімічних заводів і обслуговуються в основному їх потреби, в першу чергу утилізуючи важкі залишки глибокої переробки

нафти, з виробленням технологічної пари, газу (H₂) і електроенергії.

Високі стосовно пиловугільних паросилових установок капіталовкладення в ПГУ з ВЦГ обумовлені введенням у ці установки не властивого енергетиці технологічного обладнання з «підготовки палива» – газогенеруючої установки, що забезпечує переробку твердого палива у генераторний газ. При існуючому рівні цін на тверде паливо капітальні затрати чинять негативний вплив на економічні показники ПГУ з ВЦГ, який переважає позитивний вплив зниження експлуатаційних витрат і підвищення економічності енергоблоку, що і стримує впровадження подібних установок. У даний час за кордоном експлуатуються, будуються і проектуються більше 70 ПГУ з ВЦГ з використанням, як правило, парокисневого дуття.

У ПГУ реалізується і другий напрямок екологічно чистого використання твердого палива – установки з котлами киплячого шару під тиском (ПГУ з КШТ). Ці установки найбільш привабливі при реконструкції ТЕС потужністю менше 300 МВт. При такій технології підвищується їх к.к.д., розширюється діапазон використовуваних видів палива, збільшується потужність до 25% при збереженні існуючих паротурбінної частини, будівельних конструкцій та інфраструктури.

Ведення процесу спалювання твердого палива в киплячому шарі під тиском при низьких за топковими мірками температурах (800–900°C у порівнянні з 1500–1800°C при факельних технологіях) дає можливість не лише очистити продукти згорання палива від твердих частинок, зв'язати сірку з вапняком або доломітом з подальшим виведенням з шару у вигляді CaS або CaSO₄ разом із золою, запобігти утворенню термічних оксидів азоту, а й використовувати очищені гази як робоче тіло в газовій турбіні. Підвищений тиск процесів як спалювання палива, так і його газифікації дозволяє значно скоротити габарити технологічного обладнання, що забезпечує поставку обладнання повністю заводської готовності й не виключає модульне нарощування потужностей енергетичних установок.

У рамках державної науково-технічної програми в Росії були розроблені принципи схеми реконструкції пиловугільних ТЕЦ по

парогазовій технології. Рентабельність такої реконструкції забезпечується в результаті збереження (або збільшення) електричної та теплової потужності ТЕЦ, які реконструюються, можливості роботи ТЕЦ на різних видах палива, включаючи місцеве, поетапної реконструкції, що проводиться без зупинки ТЕЦ з максимальним використанням встановленого обладнання, зниження екологічної напруженості в районі розташування ТЕЦ шляхом скорочення валових викидів забруднюючих речовин у навколишнє середовище (по оксидам азоту в 4–4,5 рази, по оксидах сірки у 3–10 і по золі у 15–26 разів), зниження питомих капіталовкладень.

Таким чином, можна створювати ПГУ на твердому паливі за двома технологіями: прямого спалювання твердого палива в киплячому шарі під тиском і внутрішньоциклової газифікації.

Сучасний стан та перспективи розвитку комбінованих енергоустановок

У найближчі десятиліття технічний процес в енергетиці буде нерозривно пов'язаний з парогазовими технологіями. Світове щорічне введення парогазових установок в дію в період 1997–2006 рр. досягло 25 ГВт (35%), що майже вдвічі перевищує їх введення в минулі десятиріччя. Існує велике різноманіття таких комбінованих енергоустановок. Умовно їх можна об'єднати за категоріями: за потужністю базової ГТУ – від кількох МВт до 260–270 МВт (GT26, 701G); за складом обладнання – від моноблоків (1ГТУ+1ПТУ) до поліблоків (4ГТУ+1ПТУ); за схемою утилізаційного контуру – від схеми з одним значенням тиску до трьох значень з промперегрівом і т.д. Крім цього, комбіновані установки відрізняються по теплової схемі й областям переважного використання кожної зі схем. У 2004 році вироблялося понад 100 різних моделей комбінованих енергоустановок електричною потужністю від 1,7 до 972 МВт, в тому числі з потужністю парової турбіни від 0,6 до 314 МВт, з к.к.д. від 28,3

до 60% з кількістю модульних енергоблоків у складі комбінованої установки від двох до шести.

В Україні комбіновані енергоустановки розробляються фірмами: ДП НВКГ «Зоря» – «Машпроект» – електричною потужністю 16–325 МВт з к.к.д. 41,8–51,5%, в тому числі КППТУ-16К електричною потужністю 16 МВт з к.к.д. 43%; ВАТ «Мотор-Січ» – електричною потужністю установок 1,7–12,63 МВт з к.к.д. 28,31–47,11%. ВАТ «Турбоатом» розробило шість моделей ПГУ: від ПГУ-100 до ПГУ-400 електричною потужністю від 105 до 406 МВт з к.к.д. від 45,2 до 53,2%.

Комбіновані установки спроектовані й російськими фірмами: ВАТ «ЛМЗ»: електрична потужність установок 230–540 МВт, к.к.д. 51,1–55,4%; ВАТ «Оргенергобуд» випускає установку ПГУ-25 «Прогрес» потужністю 25 МВт з к.к.д. 12%; ФГУП ММПП «Салют» розробило установки ГТЕ-60С і ГТЕ-120С потужністю 60 і 120 МВт з к.к.д. 52%; ВАТ «НВО «Сатурн» випускає ПГУ-170 і ПГУ-325 електричною потужністю 170 і 325 МВт з к.к.д. 52,5 і 51,5% відповідно.

За кордоном комбіновані установки виробляють фірми: «Alstom Power» – потужністю 168–720 МВт з к.к.д. 42–52,9%; «Ebara Corporation» – потужністю 66,9 МВт; «GE Energy» – потужністю 283–480 МВт з к.к.д. 44–60%; «MAN Turbo» – потужністю 28,74–69,84 МВт; «Mitsubishi Heavy Industries Ltd» – потужністю 167,4–972,1 МВт з к.к.д. 51,4–58,2%; «Mitsui Engineering & Shipbuilding» – потужністю 8,5–13,25 МВт з к.к.д. 40,6–41,7%; «Pratt & Whitney Power Systems» – потужністю 32,91–74,185 МВт з к.к.д. 49,7–51,3%; «Rolls-Royce» – потужністю 38,7–132 МВт; «Siemens», «Demag Delaval Industrial Turbomachinery» – потужністю 36,1–124,5 МВт з к.к.д. 50,0–54,3%; «Siemens», «Westinghouse» – потужністю 47,7–765,2 МВт з к.к.д. 47,7–58,3%; «Solar Turbines» – потужністю 28,7–71,1 МВт з к.к.д. 44–44,2%. Турбоелектрогенератори випускаються як на 50 Гц, так і на 60 Гц.

Таким чином, парогазові та газопарові установки стають одним з основних напрямків світової енергетики.

гозабезпечення як житлового фонду, так і промислових об'єктів, тобто широкого застосування поряд з традиційними ТЕЦ когенеративних технологій.

4.2.1. Когенераційні установки у системі теплофікації

Під терміном «когенераційні установки» сьогодні розуміють установки комбінованого виробітку теплової і електричної енергії, які базуються на теплових (поршневих і газотурбінних) двигунах невеликої (0,5–2 МВт) і середньої (до 30–40 МВт) електричної потужності. Як і в звичайній паротурбінній ТЕЦ, в когенераційній установці корисно використовується скидна теплота теплового двигуна за допомогою котла-утилізатора. Він служить або сітьовим підігрівачем води в системі опалення і гарячого водопостачання, або генератором технологічної пари у виробництві або енергетичної пари для парової турбіни, утворюючи ту ж ПГУ. У деяких технологічних схемах скидна теплота вихідних газів двигуна може використовуватись безпосередньо в технологічному процесі, наприклад для сушки будь-якої сировини. Така схема також відноситься до когенераційних. Когенераційні установки, що виробляють теплоту й електроенергію, називають також міні-ТЕЦ (МТЕЦ).

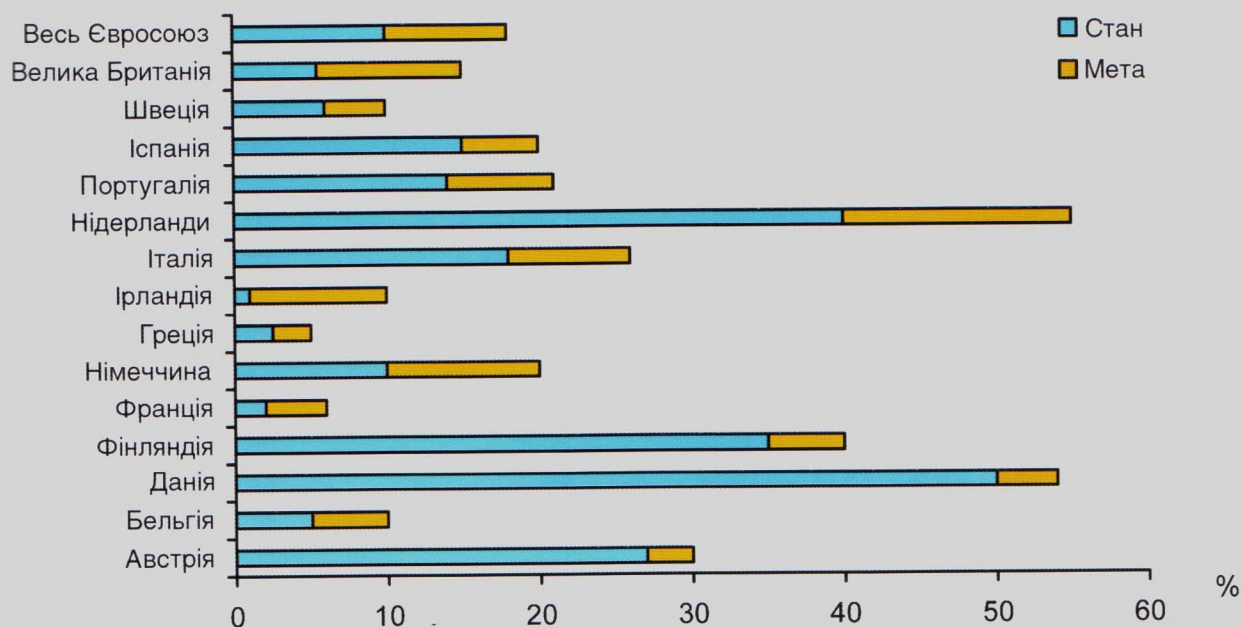
По своїй суті МТЕЦ повністю аналогічні паротурбінним ТЕЦ: вони включають системи виробництва теплової і електричної енергії, теплові й електричні магістралі для доставки енергії споживачам, розподільні мережі та системи, системи контролю і управління. Відрізняються вказані ТЕЦ тільки масштабами і видом енергії, яка є базовою: якщо для паротурбінної ТЕЦ базовою в більшості випадків є електрична енергія, а виробіток теплової є засобом підвищення ефективності виробітку базового продукту, то в МТЕЦ базовою є, як правило, тепла енергія. По існуючому тепловому навантаженню визначається електрична потужність когенераційної установки, яка забезпечує максимальний коефіцієнт корисного використання палива впродовж всього року.

Вже за своїм визначенням МТЕЦ є альтернативою крупним централізованим паротурбінним ТЕЦ. У цьому плані застосування МТЕЦ служить засобом децентралізації (зменшення) теплофікаційних систем, створення помірно-централізованих систем тепlopостачання, які забезпечують теплою і електроенергією, а при необхідності й холодом окремі адміністративні і громадські будівлі, підприємства, житлові комплекси, учбові заклади і тому подібні об'єкти. Такий шлях розвитку енергетики має наступні переваги:

- зниження втрат при транспорті теплої і електроенергії за рахунок зменшення відстаней між виробниками і споживачами енергії, а також за рахунок застосування сучасних засобів захисту і технологій;
- можливість оперативного регулювання теплової і електричної потужності установки в залежності від навантаження, часу доби, сезону, погодних умов;
- можливість використання сучасного високоефективного енергетичного обладнання;
- використання систем глибокої утилізації (утилізація схованої теплоти паротворення при спалюванні вуглеводневого палива);
- можливість використання в КОУ місцевих нетрадиційних видів енергії і енергозберігаючих технологій;
- зменшення коштів, необхідних для модернізації або заміни застарілого обладнання і мереж.

Вказані особливості когенераційних технологій дозволяють зменшити витрату палива на виробіток теплоти і електроенергії, тобто витрати на енергоносії, а разом з цим скоротити викиди парникових газів і шкідливих речовин в навколишнє середовище, що є на сьогоднішній день найпотужнішим стимулом для будівництва когенераційних установок.

Початковим імпульсом для реалізації енергозберігаючих технологій в теплоенергетиці й, в першу чергу, будівництва когенераційних установок слугували нафтові кризи, що вибухнули у 1973–1978 рр. і вперше змусили світове товариство глянути



Мал. 4.21. Когенерація в процентах від національного виробництва електроенергії в 1999 році та її зростання до 2010 року у відповідності зі стратегією ЄС

на проблеми паливозабезпечення й паливозбереження у подальшій перспективі. Враховуючи важливість вирішення паливних проблем, урядами багатьох промислово розвинених країн були прийняті законодавчі акти, що стимулювали розвиток когенераційної енергетики. На сьогоднішній день когенерація визнається радикальним засобом протидії глобальній зміні клімату, марнотратству в паливній сфері, засобом, який сприяє сільському й регіональному відродженню, росту зайнятості у машинобудуванні. До початку XXI століття когенерація займала вже вагоме місце в енергетиці багатьох країн світу (мал. 4.21).

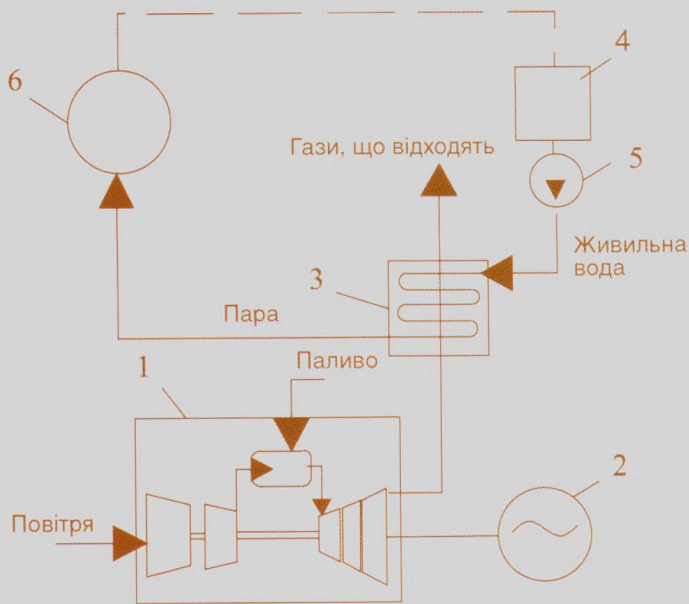
Когенераційні установки в Україні

Впродовж останнього десятиліття в Україні підготовлена база для широкого впровадження когенераційної техніки в різних галузях економіки: розроблені конкретні проекти когенераційних установок різного типу, досліджені потенціальні можливості розвитку когенерації в Україні, підготовлений проект Програми розвитку когенераційних технологій у комунальному господарстві країни, прийнятий у 2005 році

Закон України «Про комбіноване виробництво теплової й електричної енергії (когенерацію) та використання скидного енергопотенціалу», а також прийняті підзаконні акти до нього, стимулюючи у певній мірі розвиток когенерації в Україні. У країні є ряд підприємств з випуску газових турбін й газопоршневих двигунів необхідної потужності: ПО «Турбоатом», «Мотор-Січ», ДП НВКГ «Зоря» – «Машпроект», Первомайськдизельмаш. Показники енергетичних газотурбінних установок ДП НВКГ



Когенераційна електростанція з 2 двигунами UGT 16000 С у Мозирі (Білорусь)



Мал. 4.22. Теплова схема когенераційної електростанції:

- 1 – газотурбінний двигун; 2 – електрогенератор;
3 – котел-утилізатор; 4 – витратний бак живильної води;
5 – насос; 6 – споживач теплоти

«Зоря» – «Машпроект» у когенераційному варіанті, тобто з виробництвом теплоти й електроенергії, наведено у таблиці 4.2.

Теплова схема найпростішої когенераційної установки на базі газотурбінного двигуна показана на малюнку 4.22.

Першою із реалізованих в Україні установок такого призначення була створена на базі UGT 15000 «Зоря» – «Машпроект» елек-

тростанція Одеського припортового заводу.

На базі цієї ж UGT 15000 в ДП НВКГ «Зоря» – «Машпроект» створена стандартна енергетична установка ГТЕ-15Ц потужністю 16 МВт з електричним к.к.д. (у станційних умовах) 33,5%. Її перший зразок змонтований у 2003 р. на білоруському цементному заводі (м. Костюковичі) з утилізацією теплоти вихлопних газів ГТД у технологічному процесі сушки цементу.

На газотурбінній електростанції ЕГ-6000 з когенераційною установкою UGT 6000 С коефіцієнт використання теплоти палива досягає 80–84%. Така когенераційна електростанція потужністю 6 МВт здана в експлуатацію в 2003 році на Яблуневському нафтопереробному заводі у Полтавській області. Такі ж електростанції успішно працюють і в інших країнах.

На базі UGT 25000 у даний час здійснюється перетворення в ПГУ паротурбінних енергоблоків 150 МВт найбільшої у Білорусі Березовської ДРЕС, внаслідок чого потужність одного блоку підвищується до 215 МВт при к.к.д. більше 41%.

У цій установці пара, що виробляється у теплоутилізуючому контурі, спрацьовується у паровій турбіні.

На даний час сумарна потужність когенераційних установок України перевищила 150 МВт, проте це дуже мало для енергети-



Панорама ДП НВКГ «Зоря» – «Машпроект» – найбільшого в Україні розробника й виготовлювача газотурбінних установок морського та промислового застосування

Таблиця 4.2

Показники когенераційних ГТУ на базі двигунів ДП НВКГ «Зоря» – «Машпроект»

Тип установки	Потужність електрична, кВт	Потужність парова, кВт	Потужність водогрійна, кВт	К.кд. електричний, %	КВТП* паровий, %	КВТП паровий + водогрійний, %	Витрата пари, т/год
UGT 2500C	2750	4730	1000	27,5	75,0	84,8	6,3
UGT 6000C	6000	9200	1900	30,1	73,2	82,8	11,1
UGT 6000+C	8000	11 200	1970	31,7	75,7	83,5	14,4
UGT 10000C	10 000	12 900	2140	34,2	76,9	84,1	15,7
UGT 16000C	14 500	18 640	8400	27,9	63,8	79,9	24,5
UGT 15000C	16 000	19 500	4390	32,5	72,1	81,0	24,4
UGT 15000+C	18 500	22 700	4140	33,6	74,4	81,9	27,9
UGT 25000C	25 000	28 500	7000	34,8	74,5	84,2	35,1

* КВТП – коефіцієнт використання теплоти палива.

Когенераційна електростанція в Заполяр'ї
з 4 двигунами UGT 6000

ки країни. Згідно з проведеним дослідженням на базі існуючих теплогенеруючих агрегатів у комунальному господарстві та в промисловості, а також на складній теплоті

привідних ГТУ у газотранспортній системі України може бути створено більше 16000 МВт когенераційних генеруючих потужностей.

4.3.

Електростанції з парогазовими і газопаровими установками

Дослідження вітчизняних і закордонних спеціалістів в області теплоенергетики й досвід будівництва та експлуатації теплових електричних станцій (ТЕС) показав, що виробіток електроенергії і теплоти на них найбільш ефективний в парогазових (ПГУ) і газопарових (ГПУ) установках, які включають в себе газотурбінну (ГТУ) і паротурбінну (ПТУ) установки (див. підрозділ 3.8). У результаті такого поєднання теплота у комбінованій установці підводиться у цикл при високій початковій температурі газів у газотурбінній установці, а невикористана теплота відводиться у холодне джерело при температурі пари в конденсаторі або теплофікаційних підігрівачах, тобто при порівняно низькій температурі. Тому коефіцієнт корисної дії (к.к.д.) такої комбінованої установки значно вищий к.к.д. як газотурбінних, так і паротурбінних установок, що входять до складу парогазових установок. Так, к.к.д. парогазової установки на базі закордонних серійних газотурбінних установок останнього покоління складає 56–58,5%, а в 2005–2006 рр. планувався ввід в комерційну експлуатацію парогазових установок з к.к.д. 60% на базі ГТУ з початковою температурою газу більше 1500°C.

Початок будівництву електростанцій з парогазовими установками покладено у 1949–1950 рр. Першою з тих, що отримали практичну реалізацію, була створена у 1949 р. бінарна ПГУ, виконана за схемою з підігрівом живильної води парового котла вихлопними газами газової турбіни. Можлива при цьому відмова від регенеративних відборів пари із парової турбіни збільшувала її потужність і підвищувала тим самим техніко-економічні показники всього парогазового блоку. Експериментальні дослідження характеристик таких ПГУ проводились у Цюриху на підприємствах фірми «Ерлікон», на електростанціях «Бель Іль» і «Артур Хай» у США. Найбільш відомі результати досліджень на останній із них.

В експерименті використовувалась газова турбіна потужністю 3,5 МВт з початковою температурою газу 760°C. Її вихідні гази мали температуру 415°C, що забезпечило підігрів живильної води з 65 до 148°C і, як результат, приріст потужності станції на 29,5% номінальної потужності газової турбіни.

Практично за такою ж схемою роком раніше була модернізована електростанція

«Вест Тексас» (США) з трьома паротурбінними блоками по 6 МВт кожний. Надбудова їх одною газовою турбіною потужністю 5 МВт забезпечила збільшення загальної потужності парових турбін на 1,66 МВт і підвищення к.к.д. станції з 15,66 до 18,03%.

Внаслідок несуттєвості отриманого ефекту проектні організації й турбобудівні фірми звернулись до досліджень й впровадження в енергетику інших схем ПГУ. У 50-х роках ХХ століття такими дослідженнями займалися закордонні фірми «Дженерал електрик», «Бернс енд Рое», «Броун-Бовері», «Фостер Уіллер», «Вестінгауз», «Шкода» та ін.

Американська проектна організація «Бернс енд Рое» на початку 50-х років провела порівняльне дослідження ефективності трьох схем ТЕС: суто паротурбінної (тобто ПТУ); парогазової з НПП, в якій вихлопні гази ГТУ, що містять кисень, скидаються (в якості гарячого дуття) у топку парового котла паротурбінної установки; парогазової з ВПП, в якій топка парового котла працює під тиском, живлячись стисненим повітрям від компресора ГТУ й виконуючи одночасно функції її камери згорання.

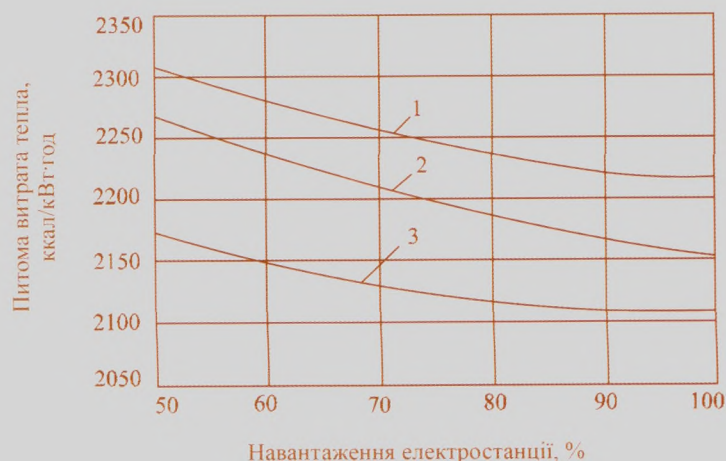
Результати свого аналізу «Бернс енд Рое» привела у вигляді графіку (мал. 4.23). Як видно, на всьому діапазоні навантажень від 100 до 50% при характерних для цього періоду температурних рівнях робочих тіл найменша питома витрата палива (тобто найбільший к.к.д.) забезпечує ПГУ з ВПГ.

До таких же висновків прийшла й фірма «Дженерал електрик», яка включила у свій аналіз й ПГУ з витісненням парової регенерації. Показники ефективності за даними цих досліджень наведені у табл. 4.3.

І тут, хоча й з невеликою різницею в абсолютних значеннях, перевагу за ефективністю має ПГУ з ВПГ.

У дослідженнях того часу навіть не розглядався варіант ПГУ з котлом-утилізатором (КУ), незважаючи на його перевагу з точки зору термодинаміки. Пов'язано це з тим, що при характерних для того періоду невисоких температурах газу перед турбіною за нею (тобто перед котлом-утилізатором) температура газу ставала зовсім недостатньою для генерування пари необхідних для ПТУ параметрів.

Що ж стосується ПГУ з ВПГ, то вона привагнула до себе увагу тим, що у ній параметри генерованої у ВПГ пари не залежать від робочої температури газу у газовій турбіні. Шляхом збільшення температури горіння в топці ВПГ (відповідним зменшенням коефіцієнту надлишку повітря) цим параметрам можна надати будь-які необхідні для парової турбіни значення, забезпечивши тим самим суттєвий приріст її потужності. Це привело до того, що до 60-х років XX століття переважне застосування на закордонних електростанціях стали отримувати ПГУ з ВПГ. До найбільш потужних можна віднести встановлену на електростанції «Насворті» (США) ПГУ фірми «Вестінгауз». Вона включала у себе ГТУ потужністю 35 МВт, ВПГ продуктив-



Мал. 4.23. Питома витрата тепла для трьох типів теплових електростанцій:

1 – ПТУ; 2 – ПГУ з НПГ; 3 – ПГУ з ВПГ

ністю 296 т/год (з параметрами пари 10,2 МПа, 540°C) й парову турбіну потужністю 85 МВт. Максимальна потужність ПГУ (у піковому режимі) досягала 132 МВт, а питома витрата тепла складала 2370 ккал/кВт·год, що на 100 ккал/кВт·год менше у порівнянні з аналогічною за потужністю паротурбінною установкою.

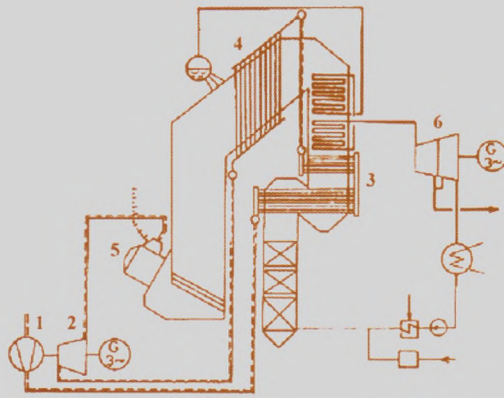
Приблизно таку ж потужність (130 МВт) розвивала випущена у той же період ПГУ фірми «Броун-Бовері», ВПГ якої генерував пару з тиском 12,6 МПа й температурою 537°C. Ця ПГУ мала к.к.д. порядку 34%, тобто на 6,0% вище к.к.д. паротурбінної установки рівної потужності й однакових з нею параметрів пари. Фірма «Броун-Бовері» виготовляла ВПГ продуктивністю до 75 т/год.

Фірмою «Фостер Уїллер» (США) була запропонована ПГУ з ВПГ, газовою турбіною потужністю 18,7 МВт й паровою турбіною потужністю 117,7 МВт (з початковими параметрами 12,7 МПа, 538°C). Планове підвищення її потужності повинно було складати 15%, а економія палива – 10%.

Таблиця 4.3

Порівняння ефективності різних схем ТЕС за даними GE

Схема ТЕС	К.к.д., %
Вихідна (паротурбінна)	38,6
ПГУ з витісненням регенерації	37,9
ПГУ з НПГ	40,0
ПГУ з ВПГ	41,6



Мал. 4.24. ПГУ з ВПГ, яку мала чехословацька ТЕЦ «Двір Кралоуи»:

- 1 – компресор; 2 – повітряна турбіна;
3 – перший ступінь повітропідігрівача;
4 – другий ступінь повітропідігрівача;
5 – циклонна топка парового котла;
6 – парова турбіна

Експериментуючи, фірми створювали різні варіанти схем енергетичних ПГУ з ВПГ. Оригінальну схему мала чехословацька ПГУ (встановлена на ТЕЦ «Двір Кралоуи») з пароповітряним котлом (мал. 4.24). Як видно, у ній стиснене компресором повітря нагрівається спочатку до 650°C у двох послідовно розміщених у котлі поверхневих підігрівачах (3, 4), після чого надходить у газову (в даному випадку – повітряну) турбіну (2), розширившись в якій, йде потім у циклонну топку котла (5). Котел, крім підігріву повітря, одночасно генерує пару, якою живиться парова турбіна (6). Розрахунковий к.к.д. установки досягав 37–38%.

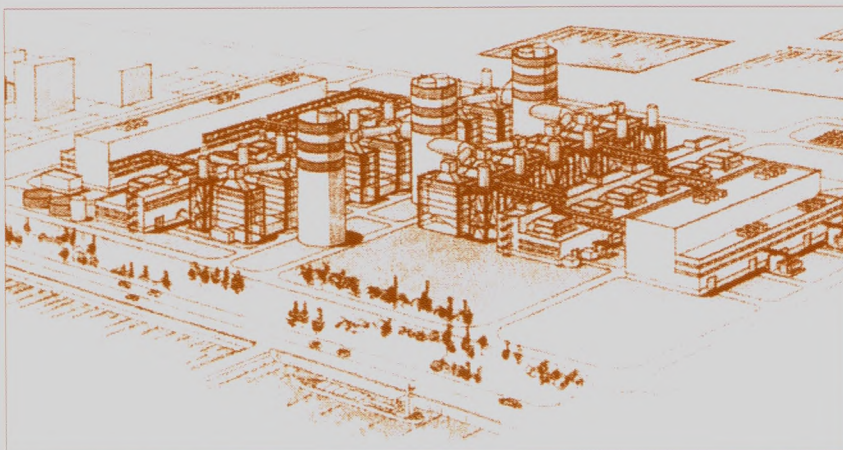
Проте енергетичні ПГУ з ВПГ відрізнялись достатньо великою складністю й вимагали високоякісного газоподібного або рідкого палива. Усе це стимулювало підвищення інтересу до парогазових установок з низьконапірним парогенератором (ПГУ з НПГ) як більш простих за схемою, що не вимагають нетипового обладнання й допускають спалювання у котлі будь-яких видів палива, включаючи й тверде.

В умовах все зростаючого дефіциту високоякісного палива ця перевага ПГУ з НПГ набуває особливе значення. Як уже вказувалося у підрозділі 3.8, у 1981 р. на Молдавській ГТЕС-2 були споруджені дві ПГУ з НПГ потужністю по 250 МВт. Енергоблоки працюють у змінній частині графіка електричних наван-

тажень із зупинкою газотурбінних агрегатів ГТ-35-770 і розвантаженням парових турбін К-210-130 до 40% повної потужності вночі.

Інтенсивний розвиток й широке впровадження в енергетику ПГУ з котлом-утилізатором почалися після досягнення початкової температури газів перед турбіною більше 1000°C (до кінця 80-х років XX століття фірми «Дженерал електрик» і «Вестінгауз» почали використовувати температури газів, наближені до 1260°C). Збільшення температури газу перед турбіною підвищує, звичайно, температуру вихлопних газів і збільшує можливості використання їх тепла у КУ, що дає помітне підвищення потужності й к.к.д. парогазової установки. Інтерес до ПГУ з КУ стимулювався ще тим, що їх питома вартість виявилась майже на 30% менша вартості паротурбінних ТЕС з блоками рівної потужності. Випуском цих установок у світі в 90-х роках XX століття займалося 17 фірм, найбільшими з яких є американські фірми «Дженерал електрик» і «Вестінгауз» (випускає ПГУ з КУ під фірмовою маркою РАСЕ). ПГУ типу РАСЕ працюють у США, Мексиці, Японії. Установки типу VEGA (французька фірма «Альстом» спільно з «Дженерал електрик») знаходять застосування у ряді країн Європи й Азії (особливо у Китаї і Малайзії). Фірма «Сіменс» створила ряд енергетичних ГТУ серії «3А» потужністю від 70 (V64.3A) до 240 (V94.3A) МВт. Відповідно зросли на їх базі потужності й к.к.д. ПГУ. До числа найбільш потужних слід віднести ПГУ-ТЕС «Hsinta» на Тайвані (мал. 4.25).

Найсучаснішою електростанцією нового покоління не тільки країн СНГ, але й Європи з високоекономічною та екологічно безпечною парогазовою технологією виробництва електро- й теплоенергії цього типу є Північно-Західна ТЕЦ, розташована у Приморському районі Санкт-Петербурга. Станція вводилась в експлуатацію поетапно чотирма пусковими комплексами. До складу кожного входить енергоблок ПГУ-450Т і комплекс загальностанційних споруд (перший енергоблок був введений в експлуатацію у грудні 2000 р., а другий – 29 листопада 2006 р.). Перший та другий енергоблоки, а потім третій та четвертий будуть об'єднані в автономні модулі в окремих будівлях головного корпусу. Кожен енергоблок ПГУ-450Т вклю-

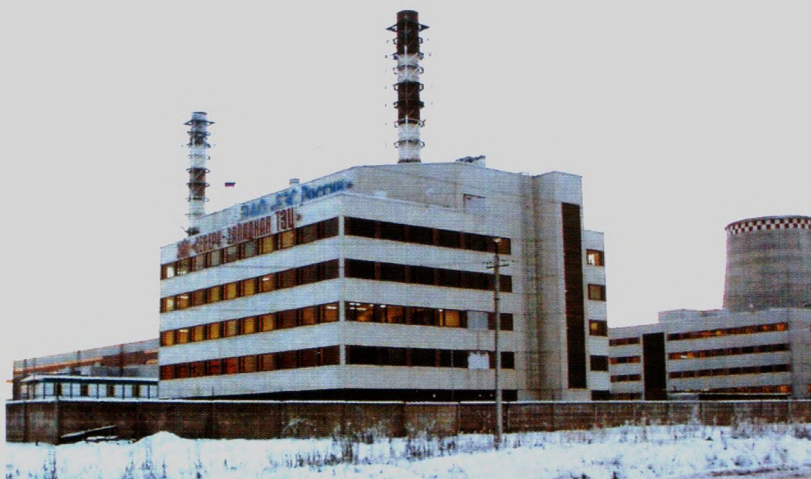


Мал. 4.25. ПГУ-ТЕС «Hsinta» на Тайвані потужністю 2200 МВт

чає: два газотурбінних двигуна V94,2, два котла-утилізатора П-90, одну теплофікаційну парову турбіну Т-150-7,7, три генератори з повітряним охолодженням ТФГ(П)-160-2У3 і триступінчасту теплофікаційну установку з двома горизонтальними підігрівачами сітьової води 1-го і 2-го ступенів з двома вертикальними сітьовими підігрівачами 3-го ступеня. Сітьові підігрівачі можуть працювати як послідовно, так і паралельно. Установлена електрична потужність кожного енергоблоку 450 МВт, а теплова – 365 Гкал/год. Річний виробіток електроенергії 2353 млн. кВт·год, теплоти – 1783 тис. Гкал. Після вводу всієї станції в експлуатацію річний відпуск електроенергії складе 9410 млн. кВт·год при наробітку 5445 годин в рік.

У період 2000–2005 рр. у ряді країн було побудовано декілька газотурбінних ТЕС (по суті, парогазових установок) з використанням твердого палива, у результаті чого сумар-

ний приріст потужностей введених електроустановок такого типу виявився порядку 10% на рік. При цьому, крім вугілля, використовувались відходи нафтопереробки і біомаси. Вже в 2000–2003 рр. введені в експлуатацію ПГУ з газифікацією нафтового коксу: у США (потужністю 750 і 936 МВт), Японії (650 і 342 МВт), Нормандії (400 МВт), Італії (279 МВт), Сицилії (562 МВт), Сінгапурі (160 МВт). В Іспанії до кінця 2004 р. – початку 2005 р. на цьому ж паливі була пущена ПГУ потужністю 935 МВт. Крім того, продовжувалось спорудження ПГУ з газифікацією біомас. Так, в 2001 р. в Італії (у м. Піза) введені в дію ПГУ з газифікацією деревини потужністю 12–16 МВт. У 2002 р. в Бразилії (штат Байя) – ПГУ (на базі LM 5000) з газифікацією жому цукрової тростини (багаса). У США (штат Міннесота) на цьому ж паливі споруджується ПГУ потужністю 75 МВт. У Німеччині функціонує пілотна ТЕЦ електричною



Північно-Західна ТЕЦ – перша сучасна парогазова електростанція Росії

потужністю 3,5 і тепловою 4,5 МВт з газифікацією дерев'яних відходів різного типу. У даний час у світі нараховується більше 20 ПГУ з газифікацією палива.

Установки з енергетичним вприском пари (STIG) в проточну частину газотурбінного двигуна є газопаровими або монарними (див. підрозділ 3.8). Вони переважно використовуються в якості електростанцій промислових підприємств і невеликих регіональних електростанцій, коли потрібен максимальний вихід електроенергії і є джерело прісної води. Хоча абсолютний рівень к.к.д. цих ПГУ нижчий, ніж у бінарних (з ПТУ), але завдяки відсутності парової турбіни й конденсатора та наявності одного електрогенератора вони набагато простіші за конструкцією й компактніші бінарних. Крім того, можливість вприску пари у камеру згорання створює умови для мінімізації емісії високотоксичних оксидів азоту. Найбільшим виробником ПГУ – STIG є фірма «Дженерал електрик». Її ПГУ працюють у багатьох країнах світу, у тому числі у Китаї й Японії. У 1988 році в Японії ввійшла у дію одна із найпотужніших у світі газопарова ТЕС «Фудзі». Вона складається із чотирнадцяти одновальних газопарових моноблоків STIG 109E (мал. 4.26) загальною потужністю 2000 МВт, причому можливість послідовного їх включення забезпечує постійний к.к.д. (48%) у діапазоні навантажень від 100 до 14%. ТЕС «Фудзі» – одна із 10

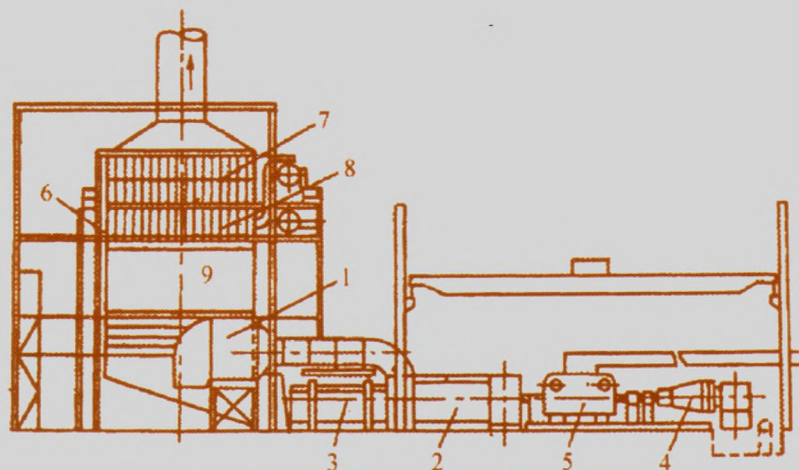
запропонованих для будівництва японських ПГУ ТЕС.

Безповоротна втрата з вихлопними газами хімічно очищеної котлової води є основним недоліком ПГУ типу STIG і він усувається в установці під назвою «Водолій» (мал. 4.27), в якій здійснюється конденсація водяних парів, що містяться у вихлопних газах, у контактному конденсаторі на виході із котла-утилізатора.

З 2001 р. головний зразок ПГУ «Водолій-16» (на базі UGT 10000S) перебуває у дослідно-промисловій експлуатації як привод на компресорній станції «Ставищенська» (ДК «Укртрансгаз», м. Черкаси) центрального газопроводу Росія–Україна–Європа.

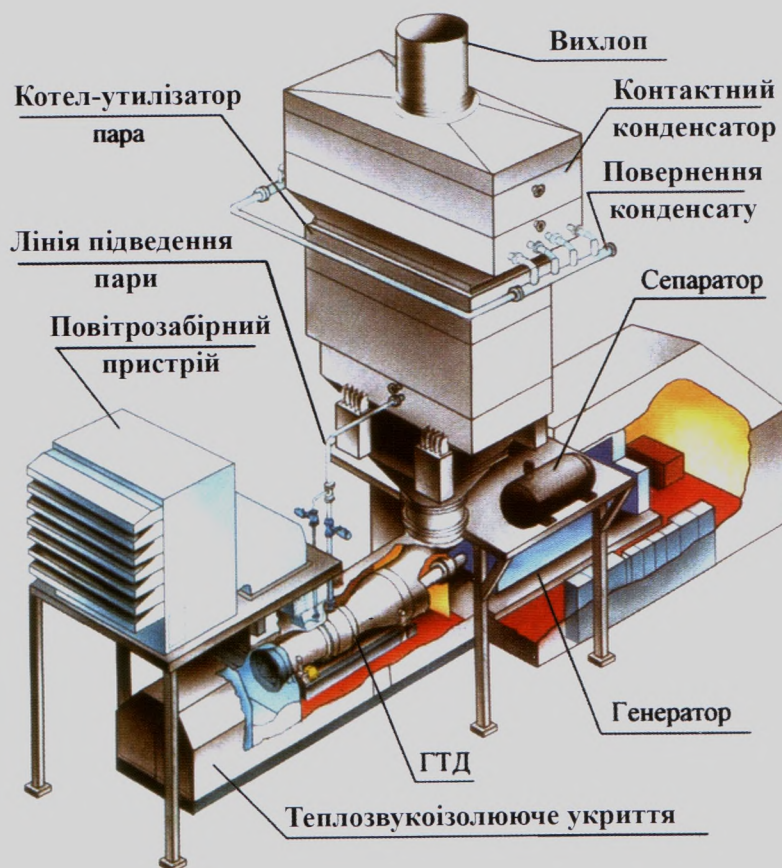
Його дослідження продемонстрували можливість конденсації не тільки пари, вприснутої у продукти згорання за схемою STIG, але й парів води, що утворюються у камері згорання у процесі горіння вуглеводневого палива. Такі газопарові установки перспективні для застосування у маловодних районах.

За минулі роки в світі вдалося досягти великих успіхів в області розробки різних парогазових і газопарових електростанцій, на яких забезпечуються найвищі к.к.д. серед всіх електростанцій, що виробляють електроенергію на органічному паливі. Крім того, вони є найбільш екологічно чистими з усіх електростанцій на викопному паливі.



Мал. 4.26. ПГУ блоку STIG 109E електростанції «Фудзі»:

- 1 – повітрязабірна камера; 2 – ГТУ; 3 – блок допоміжного обладнання;
4 – ПТ; 5 – загальний електричний генератор; 6 – котел; 7 – економайзер і випаровувач
низького тиску; 8 – економайзер і випаровувач високого тиску;
9 – установка для видалення оксидів азоту



Мал. 4.27. Схема компоновки енергоблоку за циклом «Водолій»

Системи управління тепловими процесами парогазових і газопарових електростанцій

Окремі частини технологічного обладнання у міру розвитку ТЕС ставали все більш сучасними, а самі ТЕС – більш комплексними. Контрольно-вимірювальна апаратура і керуючі пристрої в цих умовах набули особливого значення. Нові можливості для підвищення рентабельності й екологічності енергетичних установок, а поряд з тим і їх надійності та безпеки відкрив стрімкий розвиток комп'ютерної техніки і мікроелектроніки, систем автоматизованого управління і регулювання.

Сучасні парогазові й газопарові електростанції обслуговуються за допомогою єдиного програмно-технічного комплексу АСУ ТП (автоматизовані системи управління техно-

логічними процесами). До складу комплексу входять: вимірювальні пристрої (датчики); прилади управління масовими потоками; власне система АСУ ТП для виконання задач регулювання, управління, контролю і автоматизації; щит управління.

Повна автоматизація газотурбінних і парогазових установок забезпечує їх надійну роботу і оптимальне використання палива, яке витрачається. Оперативний персонал здійснює технологічний процес за допомогою засобів контролю і управління на базі ЕОМ. На стіні в приміщенні щита управління перед операторами зазвичай розміщена мнемосхема установки, обладнана резервованими функціональними модулями і підгрупами, пристроями для контролю проміжних і загальнотехнологічних контурів, індикаторами і сигналізаторами стану обладнання і його захисту.