

Міністерство освіти та науки України
КРИВОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
кафедра електричної інженерії

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ

до практичних робіт
з дисципліни «Технології виробництва електроенергії»
першого (бакалаврського) рівня вищої освіти

за спеціальністю G3 Електрична інженерія (за старим переліком спеціальностей
141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка)

Кривий Ріг – 2025 рік

Укладач:

д-р філ., ст. викл. кафедри електричної інженерії В. Барановський

Методичні вказівки до практичних занять з дисципліни «Технології виробництва електроенергії» призначені для здобувачів вищої освіти першого (бакалаврського) рівня спеціальностей електротехнічного спрямування (G3 «Електрична інженерія»).

У методичних вказівках подано зміст і структуру практичних занять, розглянуто основні питання, що стосуються технологій виробництва електроенергії на основі традиційних та відновлюваних джерел, а також сучасних підходів до енергоефективності та екологічної безпеки. Кожне заняття містить навчальні цілі, теоретичні відомості, завдання для самостійного опрацювання та приклади практичних розрахунків.

Особливу увагу приділено формуванню у студентів умінь аналізувати технологічні схеми виробництва електроенергії, оцінювати ефективність роботи енергетичних установок, виконувати інженерні розрахунки, пов'язані з енергетичними процесами, а також застосовувати набуті знання для вирішення професійних завдань.

Методичні вказівки сприятимуть поглибленню теоретичної підготовки здобувачів вищої освіти, розвитку їх практичних навичок і формуванню професійних компетентностей у галузі сучасної енергетики.

Розглянуто
на засіданні кафедри
електричної інженерії
Протокол №1 від 04.09.2025 р.

Схвалено
на вченій раді
електротехнічного факультету
Протокол № 1 від 05.09.2025 р.

ЗМІСТ

Практична робота №1. Регулювання потужності при виробництві та споживанні електроенергії.....	4
Практична робота №2. Технологія виробництва електричної енергії на теплових електростанціях.....	17
Практична робота №3. Технологія виробництва електричної енергії на гідроелектростанціях.....	29
Практична робота №4. Технологія виробництва електричної енергії га атомних електричних станціях.....	42
Практична робота №5. Технологія виробництва електричної енергії на вітроелектростанціях (ВЕУ).....	57
Практична робота №6. Технологія виробництва електричної енергії на сонячних електростанціях (СЕС).....	68
Практична робота №7. Когенераційні технології виробництва енергії..	73
Практична робота №8. Акумуляування енергії з поновлюваних джерел	92
Список використаних джерел.....	104

ПРАКТИЧНА РОБОТА №1

РЕГУЛЮВАННЯ ПОТУЖНОСТІ ПРИ ВИРОБНИЦТВІ ТА СПОЖИВАННІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Теоретична частина

Регулювання потужності в енергетичних системах є одним із ключових процесів для забезпечення надійного та стабільного функціонування електромереж. Основна мета регулювання потужності – підтримання балансу між виробництвом і споживанням електроенергії в реальному часі. Будь-яке відхилення може призвести до аварійних ситуацій, зниження частоти в мережі або відключень споживачів.

В Україні питання регулювання потужності набуло особливого значення після 2022 року у зв'язку з масштабними пошкодженнями енергетичної інфраструктури. Синхронізація з європейською енергетичною системою ENTSO-E стала важливим кроком у підвищенні надійності енергопостачання та розширенні можливостей балансування.

Регулювання потужності - це комплекс технічних і організаційних заходів, спрямованих на підтримку рівноваги між генерацією та споживанням електроенергії, щоб забезпечити стабільність частоти (50 Гц) у мережі. Це включає:

- ручне регулювання (за командами диспетчера);
- автоматичне регулювання (Automatic Generation Control – AGC), що здійснюється спеціалізованими системами.

Основні задачі регулювання:

- підтримка системної частоти в допустимих межах;
- забезпечення необхідного резерву потужності;
- забезпечення безперебійного постачання електроенергії споживачам.

Атомні електростанції (АЕС) України

Атомна енергетика займає ключове місце в енергетичному балансі України. Станом на 2024 рік атомні електростанції (АЕС) забезпечують близько 50–55% загального виробництва електроенергії в країні, що робить їх основою енергетичної системи. Така значна частка пояснюється високою ефективністю атомних станцій, стабільністю генерації та відсутністю викидів CO₂ у процесі виробництва електроенергії.

В Україні експлуатуються чотири діючі атомні електростанції з сумарною встановленою потужністю 13,8 ГВт, на яких розташовано 15 енергоблоків типу

ВВЕР (водо-водяні енергетичні реактори). Усі реактори належать до другої генерації і мають різні модифікації – ВВЕР-440 та ВВЕР-1000.

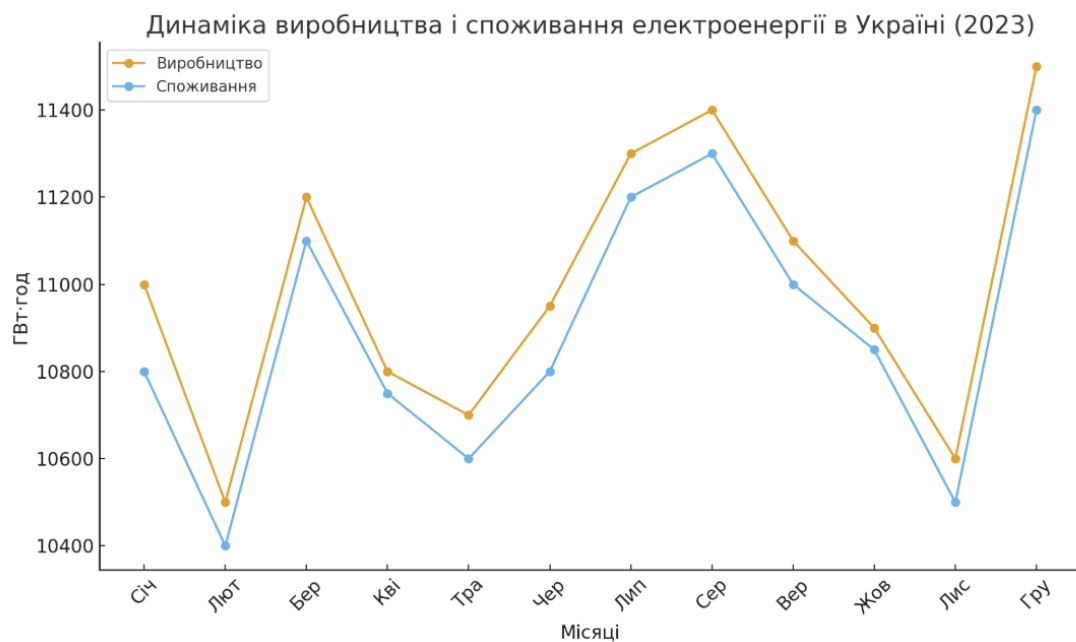


Рисунок 1.1 – Динаміка виробництва та споживання електроенергії в Україні

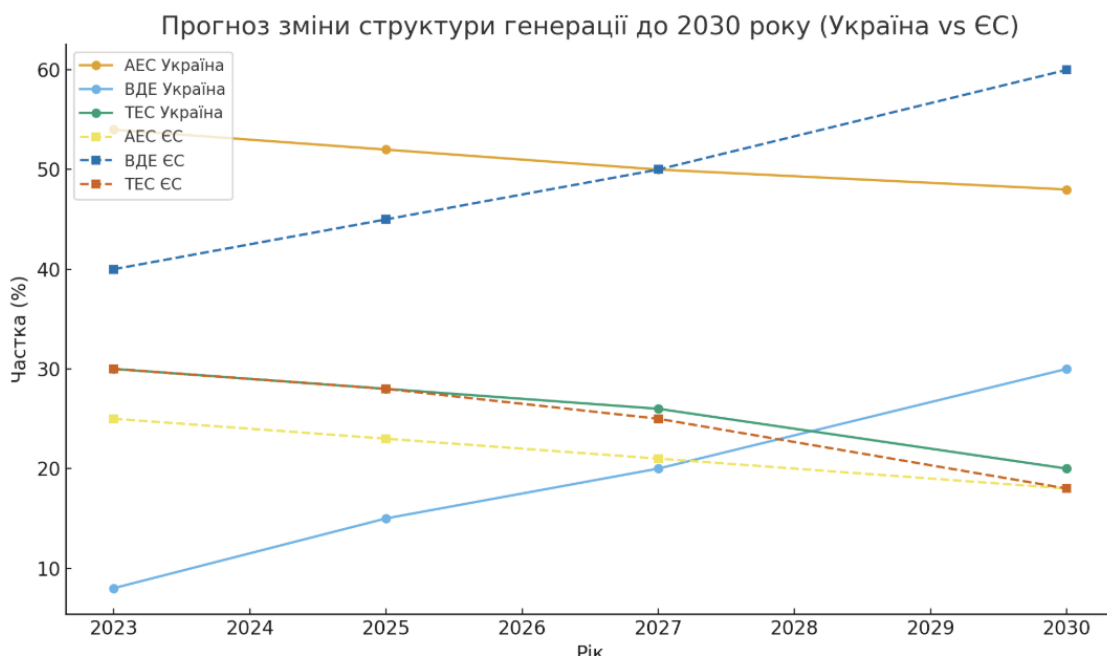


Рисунок 1.2 – Прогноз зміни структури генерації до 2030 року



Рисунок 1.3 – Прогноз балансу виробництва та споживання електроенергії в Україні до 2030 року

До системи атомної енергетики України належать:

- Запорізька АЕС – найбільша у Європі (6 енергоблоків ВВЕР-1000, потужність 6 ГВт);
- Рівненська АЕС – 4 енергоблоки (два ВВЕР-440 та два ВВЕР-1000), сумарна потужність 2,835 ГВт;
- Хмельницька АЕС – 2 енергоблоки ВВЕР-1000 (2 ГВт), планується добудова ще двох;
- Південноукраїнська АЕС – 3 енергоблоки ВВЕР-1000, потужність 3 ГВт.



Рисунок 1.4 – Частка виробництва електроенергії АЕС України

Атомна енергетика є основою енергетичної безпеки України, забезпечуючи стабільну генерацію та мінімальні викиди CO₂. Розвиток цього сектору спрямований на модернізацію, будівництво нових блоків і впровадження інноваційних технологій (SMR), що дозволить зберегти конкурентоспроможність та енергетичну незалежність України.

Переваги атомних електростанцій

1. Висока питома потужність і стабільність генерації

АЕС забезпечують базове навантаження енергосистеми, працюючи безперервно 24/7.

Коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП) перевищує 80%.

2. Низькі експлуатаційні витрати

Собівартість виробництва електроенергії на АЕС є нижчою, ніж на ТЕС, особливо при тривалому використанні.

3. Мінімальні викиди парникових газів (CO₂)

АЕС практично не виділяють CO₂ під час виробництва електроенергії, що відповідає цілям декарбонізації.

4. Незалежність від погодних умов

На відміну від сонячних та вітрових електростанцій, АЕС не залежать від кліматичних коливань.

5. Висока енергетична щільність палива

1 кг збагаченого урану дає таку ж енергію, як приблизно 100 тонн вугілля.

6. Довгий термін служби енергоблоків

При модернізації термін експлуатації може досягати 50–60 років.

Недоліки атомних електростанцій

1. Висока вартість будівництва та тривалі строки реалізації проектів

Зведення АЕС займає 7–10 років і потребує значних капіталовкладень (мільярди доларів).

2. Ризик аварій та радіаційного забруднення

Приклад: аварія на ЧАЕС (1986) та Фукусімі (2011).

Наслідки можуть бути катастрофічними для людей та довкілля.

3. Проблема відпрацьованого ядерного палива

Потрібне тривале зберігання (тисячі років), що вимагає спеціальних сховищ та великих витрат.

4. Залежність від імпортного палива та технологій

Україна поступово диверсифікує постачання (Westinghouse), але повна незалежність ще не досягнута.

5. Соціальні та екологічні ризики

Потенційна небезпека для населення в зоні розташування станції.

Теплові електростанції (ТЕС)

ТЕС перетворюють хімічну енергію палива (вугілля, газу, мазуту) на теплову, а потім – на механічну енергію обертання турбіни, яка через генератор перетворюється на електричну енергію. Основна схема: паливо → котел → парова турбіна → електрогенератор.

Схеми ТЕС.

Класична парова ТЕС: парова турбіна, яка працює на перегрітому парі.

Комбінований цикл (газотурбінна ТЕС): поєднання газової та парової турбін для підвищення ККД.

Парогазова ТЕС: використовує відпрацьовані гази від газотурбінної установки для підігріву води.

Переваги ТЕС:

- висока маневреність та можливість швидкого включення;
- можливість використання різних видів палива;
- висока потужність та стабільність роботи.

Недоліки ТЕС:

- викиди шкідливих речовин у атмосферу (CO_2 , NO_x);
- високі витрати на паливо;
- залежність від постачання палива.

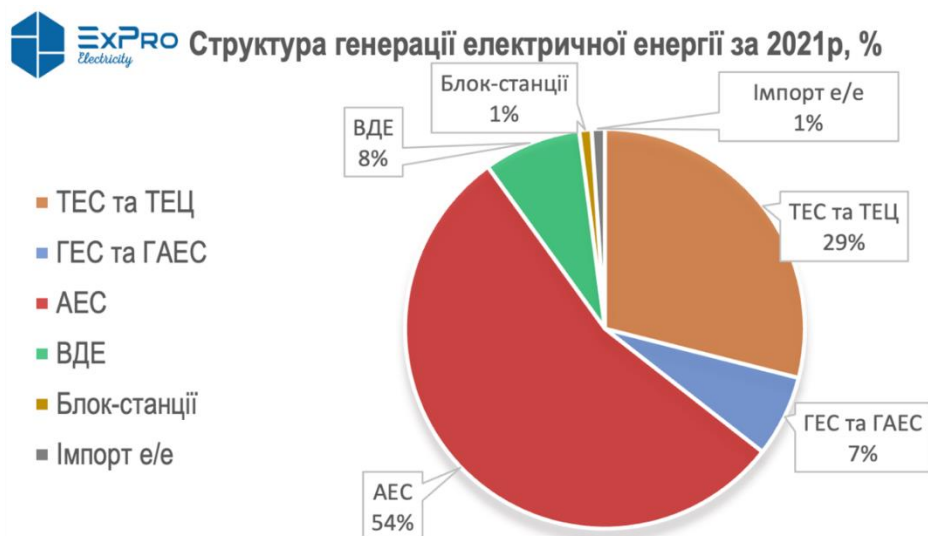


Рисунок 1.5 – Структура генерації електричної енергії

Теплоелектроцентралі (ТЕЦ)

ТЕЦ – це ТЕС, яка, окрім виробництва електричної енергії, постачає теплоносії для опалення та гарячого водопостачання. Процес: паливо → котел → парова турбіна → електрогенератор → теплоносії.

Схеми ТЕЦ.

Класична ТЕЦ: парова турбіна з відбором тепла для опалення.

Комбінована ТЕЦ: поєднання парової та газової турбін для підвищення ефективності.

Переваги ТЕЦ:

- комплексне використання енергії (електрична та тепла);
- зниження витрат на паливо завдяки комбінованому циклу;
- підвищення енергоефективності.

Недоліки ТЕЦ:

- високі капітальні витрати на будівництво;
- залежність від теплових навантажень споживачів;
- необхідність у складному обладнанні для теплопостачання.

Гідроелектростанції (ГЕС)

Гідроелектростанція (ГЕС) – це електростанція, що перетворює енергію потоку води на електричну за допомогою гідротурбіни й синхронного генератора. Первинним енергоресурсом є потенціальна та кінетична енергія води, накопичена в руслі річки або водосховищі. Вироблення електроенергії на ГЕС базується на створенні напору (різниці рівнів води до й після турбіни) та забезпеченні витрати (об'єму води, що протікає крізь проточну частину за одиницю часу).

ГЕС забезпечують маневрування навантаження, покриття піків, регулювання частоти й напруги, резервування, а також системні послуги. Особливе місце посідають ГАЕС (гідроакумулювальні електростанції), що акумулюють надлишкову енергію вночі та віддають її в години піку.

Класифікація ГЕС

1. За типом напору:

Низьконапірні ($H < 20\text{--}30$ м) – зазвичай руслові/дериваційні або з невеликими греблями; турбіни Каплана/Бульбові.

Середньонапірні ($H \approx 30\text{--}200$ м) – частіше греблеві; турбіни Франсіса.

Високонапірні ($H > 200$ м) – дериваційні у гірських районах; турбіни Пелтона або багаточашеві імпульсні.

2. За розміщенням:

Греблеві (створюють водосховище й напір у місці греблі).

Дериваційні (перенаправлення потоку каналами/тунелями з розміщенням машинного залу нижче за течією).

Руслові (мінімізоване водосховище, експлуатація близька до природного стоку).

3. За потужністю:

Великі (>100 МВт), середні (10–100 МВт), малі (1–10 МВт), мікро- (<1 МВт).

4. За режимом роботи:

Базовий (стала подача), піковий/напівпіковий, маневрений (часті пуски/зупинки), ГАЕС (акумулявання).

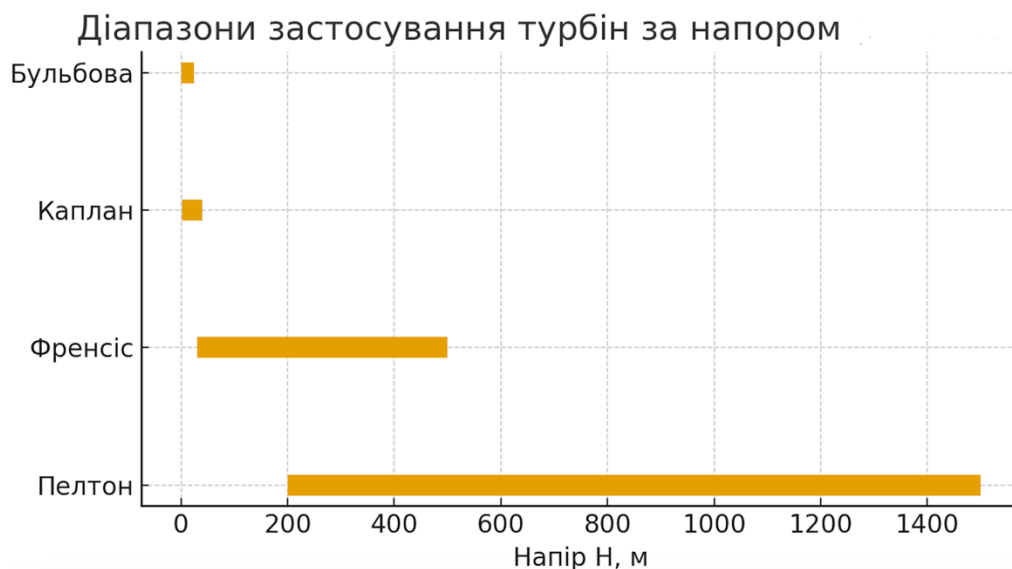


Рисунок 1.6 – Діапазони застосування турбін за напором

Переваги:

- низькі питомі викиди CO_2 за життєвий цикл, відсутність палива;
- високий ККД гідроагрегатів ($90\%\pm$) і довговічність;
- маневровість, системні послуги, чорний старт;
- можливість мультицільового використання водоймищ (зрошення, водопостачання, протиавардковий захист, рекреація).

Недоліки:

- екологічні та соціальні впливи (фрагментація річок, переселення, затоплення територій);
- значні первинні інвестиції, довгий період будівництва;

- гідрологічні ризики (посухи, зміна клімату, осадконакопичення);
- обмеження судноплавства й рибних шляхів без відповідних рішень.

Сонячні електростанції (СЕС)

Сонячні електростанції (СЕС) перетворюють енергію сонячного випромінювання на електричну шляхом використання фотоелектричних (PV) модулів або концентраційних сонячних установок (CSP). У контексті України СЕС набули широкого розвитку з середини 2010-х років завдяки здешевленню PV-модулів, сприятливим інвестиційним умовам та дедалі важливішій ролі відновлюваних джерел у енергобалансу.

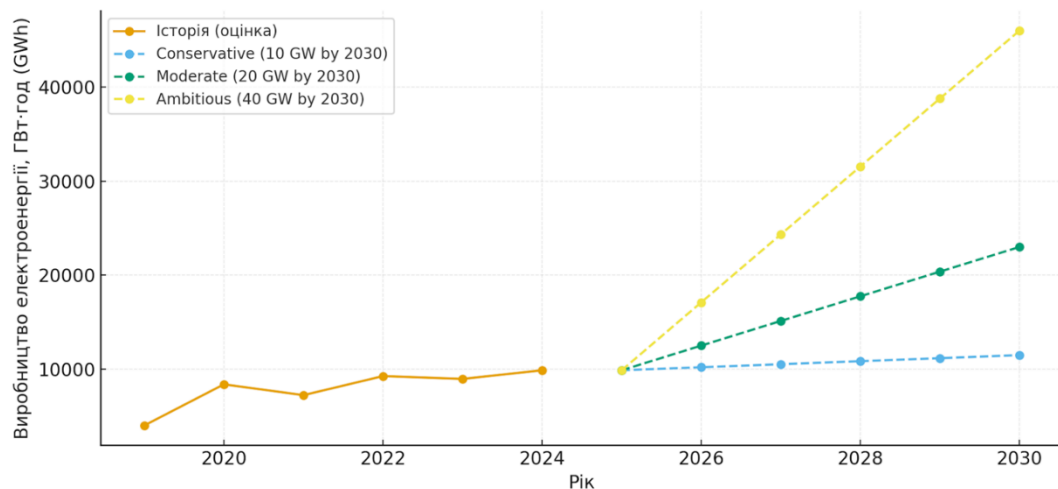


Рисунок 1.7 – Виробництво електроенергії СЕС

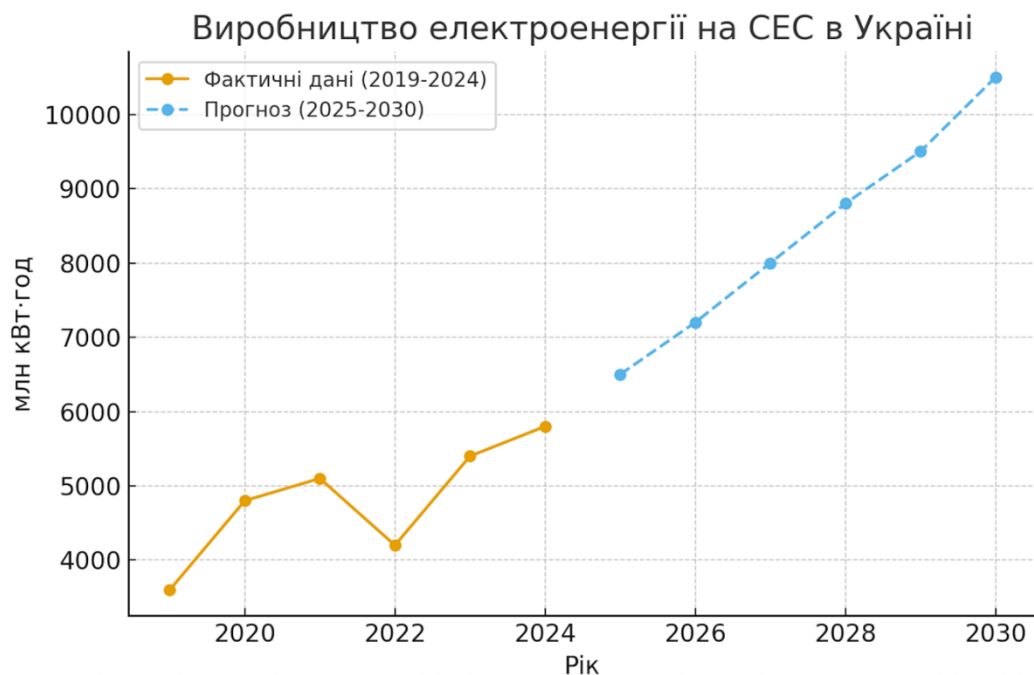


Рисунок 1.8 – Виробництво електроенергії СЕС в Україні

Принципи роботи та основні компоненти СЕС

Фотоелектричний ефект.

PV-модулі створюють електричний струм під дією сонячного випромінювання; ключовими параметрами є електрична напруга, струм та потужність при стандартних тестових умовах (STC: 1000 Вт/м², 25°C).

Основні компоненти наземної СЕС:

- PV-модулі (кристалічні, тонкоплівкові);
- інвертори (стрінгові, центральні, бінарні) – перетворюють постійний струм у змінний з регулюванням MPPT;
- система монтажу (фіксована або трекари);
- кабельні мережі, захисні пристрої, трансформатори;
- мережеві захисти й системи моніторингу (SCADA).

Концентраційні станції (CSP)

CSP використовують дзеркальні системи та теплові накопичувачі; в умовах України CSP рідше використовуються, оскільки оптимальні в регіонах з дуже високою інсоляцією.

Ключові технічні показники:

- встановлена потужність (MW) – сумарна номінальна потужність PV-модулів;
- питома генерація (kWh/kWp·рік) – середня річна продуктивність на 1 кВт встановленої потужності (в Україні типовий діапазон 1,100–1,250 kWh/kWp·рік);
- ККД інвертора та втрати – впливають на фінальний вихід;
- коефіцієнт використання потужності (CUF) – фактична енергія/максимально можлива за рік.

Технологічні варіанти проєктів:

- великі наземні парки – дешевша собівартість на МВт·год, але великий земельний слід;
- дахові та фасадні СЕС – використання існуючих будівель, гарні для бізнесу й індивідуального споживання;
- трекальні установки – збільшують виробництво на 10–25% порівняно з фіксованими;
- гібридні проєкти з накопичувачами (BESS) – дозволяють згладжувати добові коливання та продавати енергію в пікові години.

Ресурсні особливості в Україні.

Середній специфічний вихід у різних регіонах України коливається; для оцінок часто використовують $1,100\text{--}1,200 \text{ kWh/kWp}\cdot\text{рік}$ (у степових районах може бути вище).

Основні регіони розвитку: південні й центральні області з кращою інсоляцією.

Структура відновлюваних джерел в Україні 2023

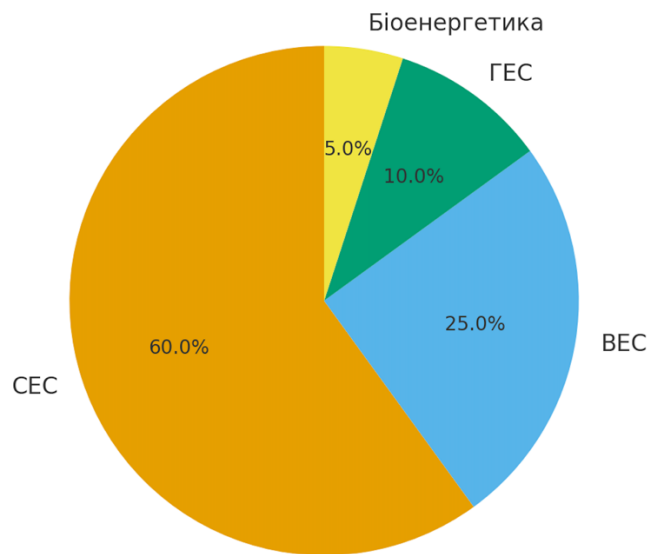


Рисунок 1.9 – Структура відновлювальних джерел в Україні

Переваги сонячних електростанцій:

- низькі оперативні витрати і відсутність витрат на паливо;
- швидкий монтаж і масштабування (особливо дахові системи);
- низькі граничні викиди парникових газів у життєвому циклі;
- децентралізація виробництва → підвищення стійкості локальних мереж;
- падіння вартості обладнання за останні 10–15 років.

Недоліки й обмеження:

- перемінність (залежність від сонячної радіації, добові/сезонні коливання);
- потрібні системи зберігання або балансування при великій частці СЕС у мережі;
- проблеми з утилізацією PV-модулів через відхід у довгостроковій перспективі;

- вразливість обладнання до інфраструктурних ризиків (локальні пошкодження).

Сонячна енергетика в Україні демонструє високий потенціал і швидке зростання навіть у складних умовах. Для сталого розвитку потрібна комбінація технічних рішень (накопичувачі, гнучкі джерела), інституційних реформ і політик підтримки утилізації та екологічного моніторингу.

Вітрові електростанції (ВЕС)

Вітрова енергетика — це перетворення кінетичної енергії повітряних мас на електричну енергію за допомогою вітроенергетичних установок (ВЕУ) та вітрових електростанцій (ВЕС). Сучасні ВЕС — один із ключових елементів декарбонізації енергетики, диверсифікації генерації та підвищення енергетичної безпеки. Для України вітрова енергетика має додаткове значення завдяки можливості просторово розподіленої, стійкої до атак інфраструктури.

Типи ВЕС:

- за розташуванням осі: горизонтально-осьові (НАОТ — галузевий стандарт), вертикально-осьові (ВАОТ — нішеві рішення);
- за середовищем: оншорні (на суходолі) та офшорні (на мілководдях/шельфі; висока продуктивність, вищі капітальні витрати);
- за архітектурою приводу: з мультиплікатором та direct-drive (безредукторні синхронні з ПЧ — менше обслуговування).

Переваги ВЕС:

- низькі викиди парникових газів протягом ЖЦА, відсутність спалювання палива;
- масштабованість та модульність: від поодиноких ВЕУ до гіга-ВЕС, можливість розподіленої генерації;
- короткі терміни будівництва порівняно з великими конвенційними станціями;
- стійкість і відновлюваність ресурсу: вітер — локальний ресурс;
- локалізація виробництва/сервісу.

Недоліки ВЕС:

- варіабельність та залежність від погоди → потреба у гнучкості, балансуванні та прогнозуванні;
- вимоги до мережі;
- екологічні/соцризики: птахи/кажани, шум/тіні, візуальний вплив — зменшуються належним проектуванням;

- логістичні виклики: довгі лопаті, великі крани, під'їзні дороги.

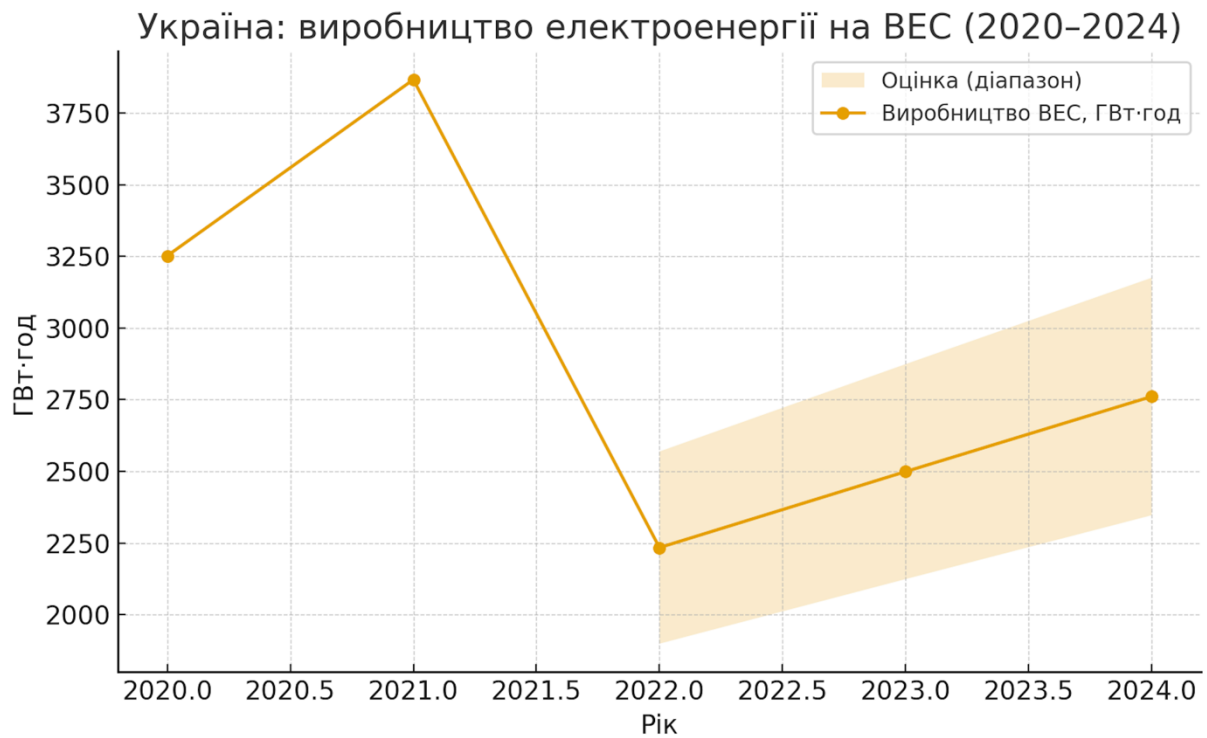


Рисунок 1.10 – Виробництво електроенергії на ВЕС

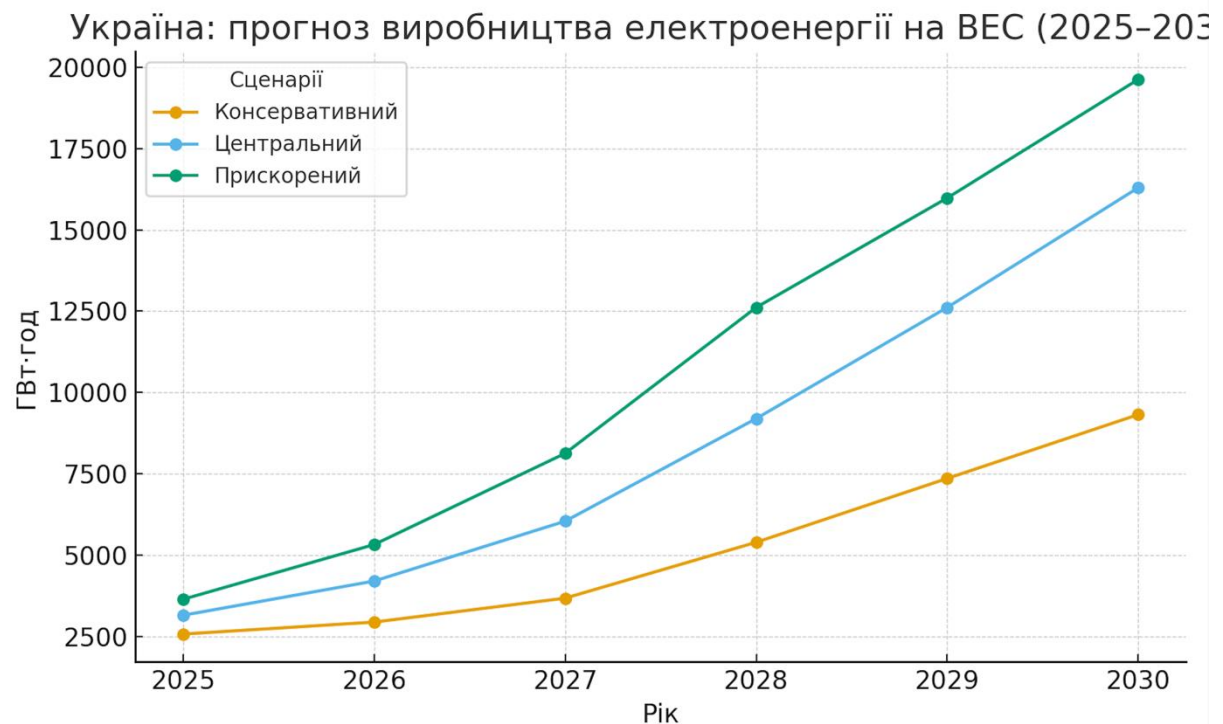


Рисунок 1.11 – Прогноз виробництва електроенергії на ВЕС

Контрольні питання

1. Що розуміють під регулюванням потужності в електроенергетиці?
2. Які існують основні види потужності в електричних системах (активна, реактивна, повна) та їх значення?
3. Які методи застосовуються для регулювання активної потужності на електростанціях?
4. У чому полягає роль автоматичного регулювання збудження генераторів?
5. Які способи компенсації реактивної потужності використовуються в електроенергетичних системах?
6. Які пристрої застосовуються для регулювання потужності при її споживанні?
7. Як впливають навантаження споживачів на режим роботи енергосистеми?
8. Які основні задачі вирішує диспетчерське управління під час регулювання потужності?
9. Як впровадження відновлюваних джерел енергії впливає на процеси регулювання потужності?
10. У чому полягає економічна та технічна ефективність регулювання потужності в електроенергетиці?

ПРАКТИЧНА РОБОТА №2

ТЕХНОЛОГІЯ ВИРОБНИЦТВА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА ТЕПЛОВИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯХ

Теоретична частина

Класифікація теплових електростанцій

Залежно від типу силової установки електростанції з тепловою установкою теплові електростанції (ТЕС) поділяються на:

- котлотурбінні електростанції;
- конденсаційні електростанції (КЕС, ГРЕС);
- теплоелектроцентралі (теплофікаційні електростанції, ТЕЦ);
- газотурбінні електростанції;
- міні ТЕЦ;
- газопоршневі електростанції;
- електростанції дизельні;
- електростанції бензинові;
- електростанції на базі парогазових і газових установок.

Обладнання теплової електростанції

На схемі, представлений на рис. 2.1, відображено основне устаткування теплової електричної станції та взаємозв'язок її систем, де 1 - електричний генератор; 2 - парова турбіна, 3 - пульт управління; 4 - деаератор; 5 і 6 - бункери; 7 - сепаратор; 8 - циклон; 9 - котел; 10 - поверхня нагріву (теплообмінник); 11 - димова труба; 12 - дробильне приміщення; 13 - склад резервного палива; 14 - вагон; 15 - розвантажувальний пристрій; 16 - конвеєр; 17 - димосос; 18 - канал; 19 - золовловлювач; 20 - вентилятор; 21 - топка; 22 - млин; 23 - насосна станція; 24 - джерело води; 25 - циркуляційний насос; 26 - регенеративний підігрівач високого тиску; 27 – живильний насос; 28 - конденсатор; 29 - установка хімічної очистки води; 30 - підвищувальний трансформатор ; 31 - регенеративний підігрівач низького тиску; 32 - конденсатний насос.

За цією схемою можна простежити загальну послідовність технологічних процесів, що протікають на ТЕС.

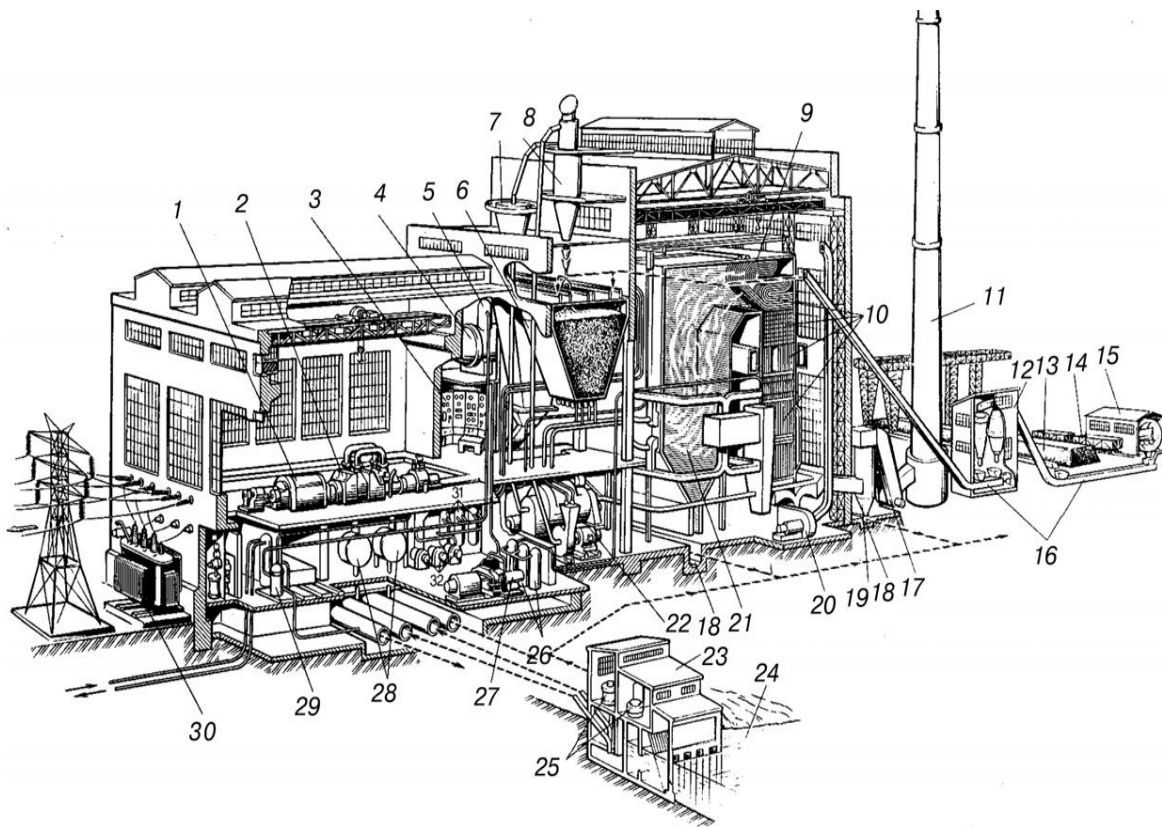


Рисунок 2.1 – Принципова схема теплової електричної станції (ТЕС / ТЕЦ):

Технологічна схема теплової електростанції

На рис. 2. 2 наведено технологічну схему теплової електричної станції, де 1 - паливне господарство; 2- підготовка палива; 3 - котел; 4 - проміжний пароперегрівач; 5 - частина високого тиску парової турбіни (ЧВТ або ЦВТ); 6 - частина низького тиску парової турбіни (ЧНТ або ЦНД); 7 - Електричний генератор; 8 - Трансформатор власних потреб; 9 - Трансформатор зв'язку; 10 - Головне розподільний пристрій; 11 - Конденсатор; 12 - Конденсатний насос; 13 - Циркуляційний насос; 14 - Джерело водопостачання (наприклад, річка); 15 - Підігрівач низького тиску (ПНТ); 16 - Велопідсоловня установка (ВПУ); 17 - Споживач теплової енергії; 18 - Насос зворотного конденсату; 19 - Деаератор; 20 - Живильний насос; 21 - Підігрівач високого тиску (ПВТ); 22 - Шлакозоловиловлення; 23 - Золовідвал; 24 - Димосос (ДС); 25 - Димова труба; 26 - Дутьовий вентилятор (ДВ); 27 - Золовловач.

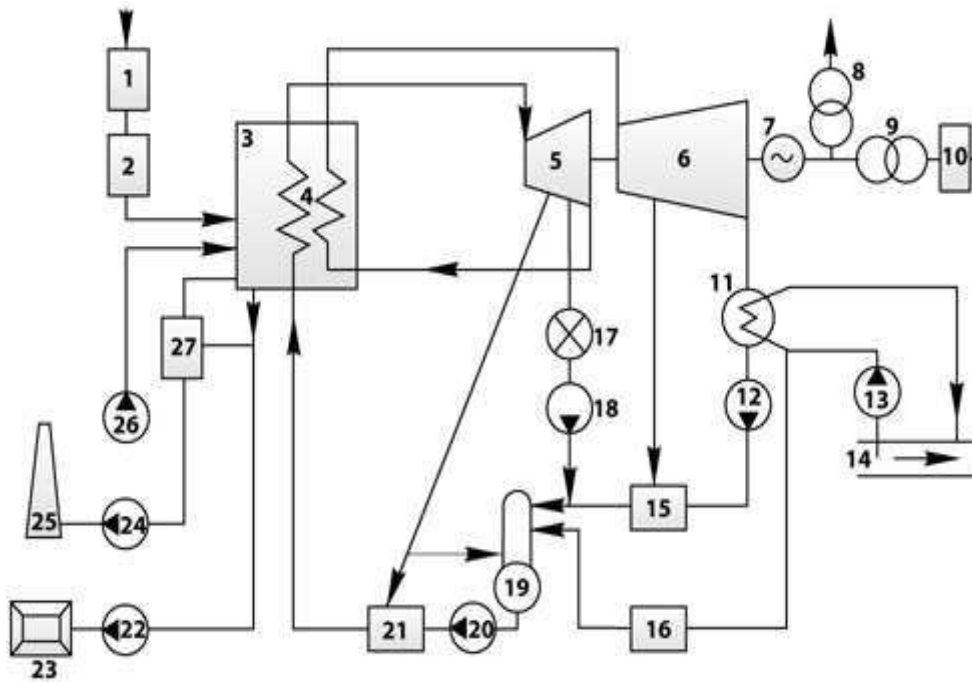


Рисунок 2.2 – Технологічна схема теплової електричної станції

Опис технологічної схеми ТЕС

Виходячи з рис. 2.1, 2.2, отримуємо у складі теплової електростанції таке основне обладнання (системи):

- паливне господарство і система підготовки палива;
- котельня установка: сукупність самого котла і допоміжного обладнання;
- турбінна установка: парова турбіна та її допоміжне обладнання;
- установка водопідготовки та конденсатоочищення;
- система технічного водопостачання;
- система золошлаковидалення (для ТЕС, що працюють на твердому паливі);
- електротехнічне обладнання та система управління електроустаткуванням.

Паливне господарство, залежно від виду використаного на станції палива включає: приймально-розвантажувальний пристрій, транспортні механізми, паливні склади твердого та рідкого палива, пристрої для попередньої підготовки палива (дробильні установки для вугілля). До складу мазутного господарства входять також насоси для перекачування мазуту, підігрівачі мазуту, фільтри.

Підготовка твердого палива до спалювання складається з розмелювання і сушіння його в пилоприготувальній установці, а підготовка мазуту полягає в

його підігріві, очистці від механічних домішок, іноді в обробці спецприсадками. З газовим паливом все простіше. Підготовка газового палива зводиться в основному до регулювання тиску газу перед горілками котла.

Необхідне для горіння палива повітря подається в топковий простір котла дуттьовими вентиляторами (ДВ). Продукти згоряння палива - димові гази - відсмоктуються димососами (ДС) і відводяться через димові труби в атмосферу. Сукупність каналів (повітроводів і газоходів) і різних елементів обладнання, по яких проходить повітря та димові гази, утворює газоповітряний тракт теплової електростанції; димососи, димова труба і дуттьові вентилятори складають тягодуттьові установки. У зоні горіння палива, що входять до його складу негорючі (мінеральні) домішки, зазнають хіміко-фізичні перетворення і видаляються з котла частково у вигляді шлаку. Значна їх частина виноситься димовими газами у вигляді дрібних частинок золи. Для захисту атмосферного повітря від викидів золи перед димососами встановлюють золоуловлювачі.

Шлак і вловлена зола видаляються зазвичай гідравлічним способом на золовідвали. При спалюванні мазуту і газу золоуловлювачі не встановлюються. При спалюванні палива хімічно зв'язана енергія перетворюється на теплову. В результаті утворюються продукти згоряння, які в поверхнях нагріву котла віддають теплоту воді і створеному з неї пару. Сукупність обладнання, окремих його елементів, трубопроводів, по яких рухаються вода і пар, утворюють пароводяної тракт станції.

У котлі вода нагрівається до температури насичення і випаровується, а утворений з киплячої води котла насичений пар перегрівається. З котла перегріта пара направляється по трубопроводах в турбіну, де його теплова енергія перетворюється в механічну, передану на вал турбіни. Відпрацьована в турбіні пара надходить у конденсатор, віддає теплоту охолоджуючій воді і конденсується.

На сучасних ТЕС і ТЕЦ з агрегатами одиничною потужністю 200 МВт і вище застосовують проміжний перегрів пари. У цьому випадку турбіна має дві частини: частина високого і частина низького тиску. Відпрацьовавши у частині високого тиску турбіни пар направляється в проміжний перегрівач, де до нього додатково підводиться теплота. Далі пара повертається в турбіну (в частину низького тиску) і з неї надходить в конденсатор. Проміжний перегрів пари збільшує ККД турбінної установки і підвищує надійність її роботи.

З конденсатора конденсат відкачується конденсаційним насосом і,

пройшовши через підігрівачі низького тиску (ПНТ), надходить в деаератор. Тут він нагрівається парою до температури насичення, при цьому з нього відокремлюються і віддаляються в атмосферу кисень і вуглекислота для запобігання корозії обладнання. Деаерована вода, названа живильною, насосом подається через підігрівачі високого тиску (ПВТ) в котел.

Конденсат в ПНД і деаераторі, а також живильна вода в ПВД підігрівается паром, що відбирається з турбіни. Такий спосіб підігріву означає повернення (регенерацію) теплоти в цикл і називається регенеративним підігрівом. Завдяки йому зменшується надходження пари в конденсатор, а отже, і кількість теплоти, переданої охолоджуючої воді, що призводить до підвищенням ККД паротурбінної установки.

Сукупність елементів, що забезпечують конденсатори охолоджувальною водою, називається системою технічного водопостачання. До неї належать: джерело водопостачання (річка, водосховище, баштовий охолоджувач – градирня), циркуляційний насос, підвідні та відвідні водоводи. У конденсатор охолоджуваної воді передається приблизно 55% теплоти пари, що надходить у турбіну; ця частина теплоти не використовується для вироблення електроенергії і марно пропадає.

Ці втрати значно зменшуються, якщо відбирати з турбіни частково відпрацьовану пару і його використовувати теплота для технологічних потреб промислових підприємств або підігріву води на опалення та гаряче водопостачання. Таким чином, станція стає теплоелектроцентральною (ТЕЦ), що забезпечує комбіноване вироблення електричної та теплової енергії. На ТЕЦ встановлюються спеціальні турбіни з відбором пари - так звані теплофікаційні. Конденсат пари, відданого тепловому споживачу, повертається на ТЕЦ насосом зворотного конденсату.

На ТЕС існують внутрішні втрати пари і конденсату, обумовлені неповною герметичністю пароводяного тракту, а також безповоротною витратою пари і конденсату на технічні потреби станції. Вони складають приблизно 1 - 1,5% від загальної витрати пари на турбіни.

На ТЕЦ можуть бути зовнішні втрати пари і конденсату, пов'язані з відпусткою теплоти промисловим споживачам. У середньому вони становлять 35 – 50%. Внутрішні і зовнішні втрати пари і конденсату поповнюються попередньо обробленою у водопідготовлюючій установці додатковою водою. Таким чином, живильна вода котлів являє собою суміш турбінного конденсату і

додаткової води.

Електротехнічне господарство станції включає електричний генератор, трансформатор зв'язку, головний розподільний пристрій, систему електропостачання власних механізмів електростанції через трансформатор власних потреб.

Система управління здійснює збір та обробку інформації про хід технологічного процесу і стан обладнання, автоматичне і дистанційне управління механізмами, регулювання основних процесів, і автоматичний захист обладнання.

Термодинамічний цикл теплової електростанції

Паросилову установку можна представити у вигляді теплової машини, в якій здійснюється якийсь термодинамічний цикл. Теоретичним циклом сучасної паросилової установки є цикл Ренкіна (рис. 2.3).

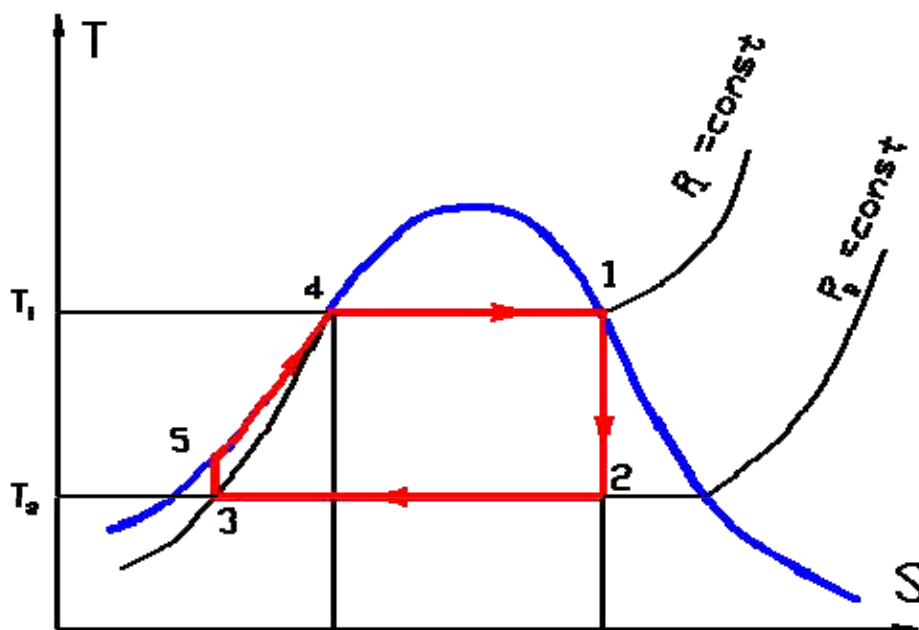


Рисунок 2. 3 – Цикл Ренкіна в TS діаграмі

Пароводяна суміш, що утворилася в результаті передачі теплової енергії воді в активній зоні надходить у барабан – сепаратор, де відбувається поділ пари і води. Пар направляється в парову турбіну, де розширюючись адіабатно, здійснює роботу. З турбіни відпрацьована пара направляється в конденсатор. Там відбувається віддача теплоти до охолоджуючої води, що проходить через конденсатор. Внаслідок цього пар повністю конденсується, а отриманий конденсат безперервно засмоктується насосом з конденсатора, стискається і

направляється знову в барабан - сепаратор.

Конденсатор відіграє двояку роль в установці: По-перше, він має паровий і водяний простір, розділений поверхнею, через яку відбувається теплообмін між відпрацьованим паром і охолоджуючою водою. Тому конденсат пари може бути використаний в якості ідеальної води, яка не містить розчинених солей. По-друге, у конденсаторі внаслідок різкого зменшення питомого обсягу пари при його перетворенні на капельнорідкий стан настає вакуум, який, будучи підтримуваним протягом усього часу роботи установки, дозволяє пару розширюватися в турбіні ще на одну атмосферу (P_k близько 0,04 - 0,06 бар) і здійснювати за рахунок цього додаткову роботу.

Вологий пар у конденсаторі повністю конденсується по ізобарі $P_2 = \text{const}$ (лінія 2 - 3). Потім вода стискається насосом від тиску P_2 до тиску P_1 . Цей адіабатний процес зображений у TS-діаграмі вертикальним відрізком 3-5. Довжина відрізка 3-5 в TS-діаграмі дуже мала, оскільки в області рідини, ізобари (лінії постійного тиску) в TS-діаграмі проходять дуже близько одна від одної. Завдяки цьому при ізоентропійному (при постійній ентропії) стисненні води, температура води зростає менш ніж на 2 - 3 ° С. Можна з високим ступенем наближення вважати, що в області рідини ізобари води практично збігаються з лівого прикордонної кривої; тому найчастіше при зображенні циклу Ренкіна в TS-діаграмі ізобари в області рідини зображують злившимися з лівою прикордонною кривою. Мала величина відрізка адіабати 3-5 свідчить про малу роботу, витрачену насосом на стиск води. Мала величина роботи стиснення в порівнянні з величиною роботи, виробленої водяною парою в процесі розширення 1-2, є важливою перевагою циклу Ренкіна.

Із насоса вода під тиском P_2 надходить в барабан сепаратор, а потім в реактор, де до неї ізобарно (процесі 5-4 $P_1 = \text{const}$) підводиться тепло. Спочатку вода в казані нагрівається до кипіння (ділянка 5-4 ізобари $P_1 = \text{const}$) а потім, після досягнення температури кипіння, відбувається процес пароутворення (ділянка 4-1 ізобари $P_1 = \text{const}$). Пароводяна суміш надходить в барабан сепаратор де відбувається поділ води і пари. Насичена пара, з барабана сепаратора надходить у турбіну. Процес розширення в турбіні зображується адіабати 1-2 (Цей процес відноситься до класичного циклу Ренкіна в реальному установці процес розширення пари в турбіні дещо відрізняється від класичного). Відпрацьований вологий пар надходить в конденсатор, і цикл замикається.

З точки зору термічного ККД, цикл Ренкіна являється менш вигідним, ніж

цикл Карно, зображений вище (рис. 5) оскільки ступінь заповнення циклу (так само як і середня температур підведення тепла) для циклу Ренкіна виявляється менше, ніж у випадку циклу Карно. Однак з урахуванням реальних умов провадження економічність циклу Ренкіна вище економічності відповідного циклу Карно у вологому парі.

Цикл з проміжним перегрівом пари.

Для того щоб збільшити термічний ККД циклу Ренкіна, часто застосовують так званий перегрів пари у спеціальному елемент установки - пароперегрівач, де пара нагрівається до температури, що перевищує температуру насичення при даному тиску P_1 . У цьому випадку середня температура підведення тепла збільшується в порівнянні з температурою підведення тепла в циклі без перегріву і, отже, термічний ККД циклу зростає. Цикл Ренкіна з перегрівом пари є основним циклом теплосилових установок, що застосовуються в сучасній теплоенергетиці.

Оскільки в даний час не існує промислових енергетичних установок з ядерним перегрівом пари (перегрів пари безпосередньо в активній зоні ядерного реактора), то для ядерних реакторів ВВР і РБМК використовується цикл з проміжним перегрівом пари.

Для підвищення ККД в циклі з проміжним перегрівом пари, використовується двохступенева турбіна, що складається з циліндра високого тиску і декількох (4 для РБМК) циліндрів низького тиску. Пара з барабана сепаратора прямує в циліндр високого тиску (ЦВТ), частина пари відбирається для перегріву. Розширюючись в циліндрі високого тиску процес на діаграмі 1-6, пар здійснює роботу. Після ЦВТ пар подається в пароперегрівач, де за рахунок охолодження відібраної на початку частини пара, осушується і нагрівається до більш високої температури, (але вже при більш низькому тиску, процес 6-7 на діаграмі), і надходить у циліндри низького тиску турбіни (ЦНД).

У ЦНД пар, розширюючись, знову здійснює роботу (процес 7-2 на діаграмі) і надходить у конденсатор. Решта процесів відповідають процесам у вищерозглянутому циклі Ренкіна.

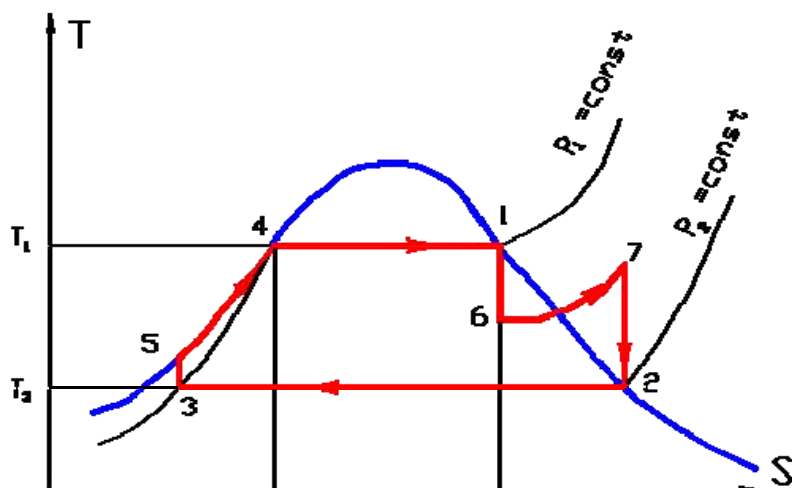


Рисунок 2. 4 – Цикл з проміжним перегрівом пари в TS діаграмі

Елементарний склад твердих і рідких палив

Елементарний склад твердих і рідких палив записується у вигляді суми вмісту в них вуглецю С, водню Н, кисню О, сірки S, азоту N, золи А і води W (у відсотках). Залежно від того, яка маса палива береться в розрахунок, кожному числу присвоюється відповідний вид індексів:

Горюча маса:

$$C^g + H^g + O^g + S^g + N^g = 100\%;$$

Суха:

$$C^c + H^c + O^c + S^c + N^c + A^c = 100\% ;$$

Робоча:

$$C^p + H^p + O^p + S^p + N^p + A^p + W^p = 100\%.$$

Перерахунок елементарного складу палива з однієї маси на іншу проводиться відповідно до формул в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 - Перерахунок елементарного складу палива

Задана маса палива	Маса палива, на яку робиться перерахунок		
	Горюча	Суха	Робоча
Горюча	1	$\frac{100\% - A^c}{100\%}$	$\frac{100\% - (W^p + A^p)}{100\%}$
Суха	$\frac{100\%}{100\% - A^c}$	1	$\frac{100\% - W^p}{100\%}$
Робоча	$\frac{100\%}{100\% - (W^p + A^p)}$	$\frac{100\%}{100\% - W^p}$	1

Коефіцієнти перерахунку мас палива:

Перерахунок елементарного складу палива з однієї вологості (зольності) на іншу проводиться за формулою:

$$\begin{aligned} X^{p_1} &= x^p \cdot (100 - W^{p_1}) / (100 - W^p); \\ X^{p_1} &= x^p \cdot (100 - A^{p_1}) / (100 - A^p). \end{aligned} \quad (2.1)$$

Теплотехнічна оцінка елементів, що входить в паливо

Вуглець є основним горючим елементом палива. Його зміст на горючу масу становить: у деревині та торфї 50-65%, в бурому вугіллі 67-72%, кам'яних вугіллі 76-90% і в антрацитах 92-94%, тобто із збільшенням геологічного віку твердого палива вміст у ньому вуглецю підвищується. Склад рідких нафтових палив є досить стабільним і, утримуючи в них вуглець на горючу масу, коливається у вузьких межах 86-87%.

Вуглець характеризується високим питомим тепловиділенням. При повному згорянні 1 кг вуглецю виділяється 33600 кДж теплоти. Отже, вуглець визначає теплову цінність палива.

Водень є другим найважливішим паливим елементом палива. Його співвідношення на горючу масу становить: у деревині та торфї 6,0-6,5%, в бурому вугіллі близько 5,0%, в кам'яних вугілях 4,0-5,5% і антрацитах 1,5 - 2,5%. У рідких нафтових паливах вміст водню значно вище і на горючу масу становить 10-12%. Теплова цінність водню майже в чотири рази вище теплової цінності вуглецю. При повному згорянні 1 кг водню і конденсації продуктів згоряння виділяється 141500 кДж тепла, без урахування конденсації водяної пари 119000 кДж. Сірка є третім, вельми небажаним, паливим елементом палива. У загальному випадку сірка палива складається з сірки органічної (S_o), ввійшовши в паливо у вигляді органічних сполук, сірки колчеданної (S_k), входячи до складу палива у вигляді колчеданна (FeS_2), і сірки сульфатної (S_s), входячий в паливо у вигляді, наприклад, гіпсу ($CaSO_4$). Сірка органічна та колчеданна утворюють сірку горючу (летючу) $S_a = S_o + S_k$. Сульфатна ж сірка не тримається і в елементарному складі палива включається до золи. Вміст сірки в паливі коливається від 0 до декількох%. При повному згорянні 1 кг сірки леткої виділяється 9000 кДж тепла.

При горінні сірковмісного палива в промислових паливоспалюючих пристроях (печах, котлах, газотурбінних установках та ін..) поряд з сірчаним газом (SO_2) утворюється незначна кількість сірчаного ангідриду (SO_3). Наявність останнього в газоподібних продуктах згоряння при визначених умовах

викликає сірководню тобто низькотемпературну, корозію металу обладнання. того, продукти згоряння сірки викликають забруднення атмосфери. Тому сірка є шкідливою домішкою, яка знижує теплотехнічну цінність палива. Кисень і азот є небажаними елементами палива. Наявність їх в паливі знижує вміст горючих елементів. Кисень, крім того, пов'язує частину горючих елементів палива, знецінює його. Азот в паливі сприяє утворенню в газоподібних продуктах згоряння оксидів азоту, що володіють високою токсичністю, що значно перевищує токсичність оксидів сірки.

Кисень і азот прийнято називати внутрішнім баластом палива. У рідких нафтових паливах вміст кисню та азоту незначно і в сумі ($O + N$) становить 0,50-1,75%. У твердих паливах вміст кисню та азоту може бути значно більшим.

Зола являє собою суміш різних мінеральних речовин, які залишаються після повного згоряння горючої частини палива. Вміст золи зазвичай дається на суху масу. Зольність рідких палив нормується ГОСТами і за своїм значенням невелика. Наприклад, для дизельного палива не більше 0,02%, для топкових мазутів не більше 0,30%. У твердих паливах вміст золи може дістати значних величин (до 30% і більше на суху масу). Зола є зовнішнім баластом палива. Вона, знижує склад горючої частини палива, викликає додаткові витрати на його видобуток і транспорт. Вона може викликати ерозійний знос елементів устаткування. Зміст ванадію в золі рідких нафтових палив може при визначених температурних умовах призвести до так званої ванадієвої високо температурної корозії металу. Наявність солей натрію, оксидів заліза в золі рідких нафтових палив надає каталітичну дію на протікання сірководню низькотемпературної корозії металу.

Волога відноситься до зовнішнього баласту палива. Наявність її (так само, як кисню та азоту) зменшує вміст горючої частини палива. Це знижує теплову цінність палива, а також збільшує витрати на його транспорт. Волога, крім того, знижує корисне тепловиділення палива, оскільки частина тепла при горінні витрачається на перетворення її в пару. Це веде також до зниження температурного рівня в зоні горіння і погіршує умови теплообміну.

Летючі речовини і кокс. Іншими важливим теплотехнічними характеристиками палива є вихід летких горючих речовин і твердий нелетючий залишок - кокс. Вміст летких горючих речовин визначається шляхом нагрівання навішування палива без доступу повітря до температури порядку 850 ° С. Втрата у вазі наважки за вирахуванням вмісту вологи дає вихід летючих речовин. До

складу летючих входять водень H_2 , вуглеводні C_mH_n , окис вуглецю CO , двоокис вуглецю CO_2 , деякі інші сполуки.

Вихід летючих прийнято відносити до горючої маси палива. Чим геологічно молодше паливо, тим менше його ступінь вуглефікації (насичення вуглецем), тим більше вихід летючих речовин. Так, горюча маса у дров »85%, у бурого вугілля» 60%, а у антрацитів » 4%. Вихід летючих горючих речовин характеризує здатність палива до займання. Чим більше вихід летючих і чим нижче температура їх виділення, тим легше паливо запалюється і тим вище його реакційна здатність при горінні. Це властивість палива враховується при організації його спалювання.

Твердий осад після відгону летючих кокс може бути сипучим, не спікливим, слабо спікливим і спікаючим. Властивості коксу, звичайно, значною мірою впливають на організацію спалювання палива, а також на використання палива для його коксування, газифікації і т.д. При спалюванні твердих палив велике значення має також температура плавлення золи.

Контрольні питання

1. Які основні етапи технологічного процесу виробництва електроенергії на тепловій електростанції?
2. Яке паливо використовується на теплових електростанціях та які його характеристики впливають на ефективність роботи?
3. Яка роль парового котла в технологічній схемі ТЕС?
4. Що таке парова турбіна та як вона перетворює теплову енергію на механічну?
5. Які основні конструктивні елементи паротурбінної установки?
6. Як здійснюється перетворення механічної енергії в електричну в генераторі ТЕС?
7. Яке призначення системи охолодження на тепловій електростанції?
8. Які основні показники характеризують економічність роботи теплових електростанцій?
9. Які шкідливі викиди утворюються при роботі ТЕС і які заходи вживаються для їх зменшення?
10. Які перспективи розвитку теплових електростанцій у сучасних умовах енергетичного переходу?

ПРАКТИЧНА РОБОТА №3

ТЕХНОЛОГІЯ ВИРОБНИЦТВА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЯХ

Теоретична частина

Технологічний процес виробництва електроенергії на гідроелектростанціях (ГЕС)

Термін "гідроенергетика" визначає галузь енергетики, де використовується енергія потоку води, що рухається, яка перетворюється в механічну або, найчастіше, в електричну. Крім гідроенергетики, водяними джерелами енергії є також морські хвилі і припливи.

Гідроенергетика – найбільш розвинута галузь енергетики на поновлюваних ресурсах. Важливо відзначити, що відновлюваність гідроенергетичних ресурсів також забезпечується енергією Сонця. Дійсно, ріки являють собою потоки води, що рухаються під дією сили ваги з більш високих на поверхні Землі місць у більш низькі і зрештою, впадають у Світовий океан. Під дією сонячного випромінювання вода випаровується з поверхні Світового океану, пара її піднімається у верхні шари атмосфери, конденсується в хмари і випадає у виді дощу, поповнюючи джерела рік, що виснажуються. Таким чином, енергія рік є перетворена в механічну енергію Сонця.

В силу тих чи інших змін атмосферних умов цей кругообіг може порушитись (ріки міліють чи висихають, виникають повені та ін.). Для виключення цих обставин на ріках перед гідроелектростанціями будують греблі, формуються водоймища, за допомогою яких регулюється постійний напір і витрати води. Умови експлуатації ГЕС (рівномірний режим роботи при відсутності екстремальних температурних і інших навантажень) сприяють їх багаторічній роботі (50 років і більше). Внаслідок цього вони працюють з високим економічним ефектом і вартість електроенергії досить низька (приблизно 4 центи США за 1 кВт) . Електроенергію, яку вироблюють ГЕС, досить легко регулювати, що важливо при її використанні в енергосистемах з великими коливаннями навантаження.

Сумарна потужність гідравлічних турбін зараз зростає в усьому світі приблизно на 5 % на рік, тобто подвоюється кожні 15 років. Потенційні можливості гідроенергетики найбільш великі в Африці, Китаї і Південній

Америці, де оцінюються в $1,5 \cdot 10^6$ МВт. Потужність усіх ГЕС на кінецьминулого століття складала приблизно 500 000 МВт, велика частина з яких мала потужність більш 10 МВт.

Проблемами гідроенергетики є: збиток, який наноситься навколишньому середовищу (особливо від затоплення великих площ при створенні водоймищ), заїлювання гребель, корозія гідротурбін і великі капітальні витрати на спорудження в порівнянні з тепловими електростанціями. Тому в цей час перспективним є використання гідроенергетичних ресурсів малих рік без створення штучних водоймищ.

На ГЕС для отримання електроенергії використовується енергія водних потоків. Первинними двигунами на ГЕС є гідротурбіни, які приводять в обертання синхронні генератори. Потужність, що розвивається агрегатом, пропорційна напору H і витраті води Q .

Напір H створюється різницею рівнів води за допомогою греблі (рис. 3.1).

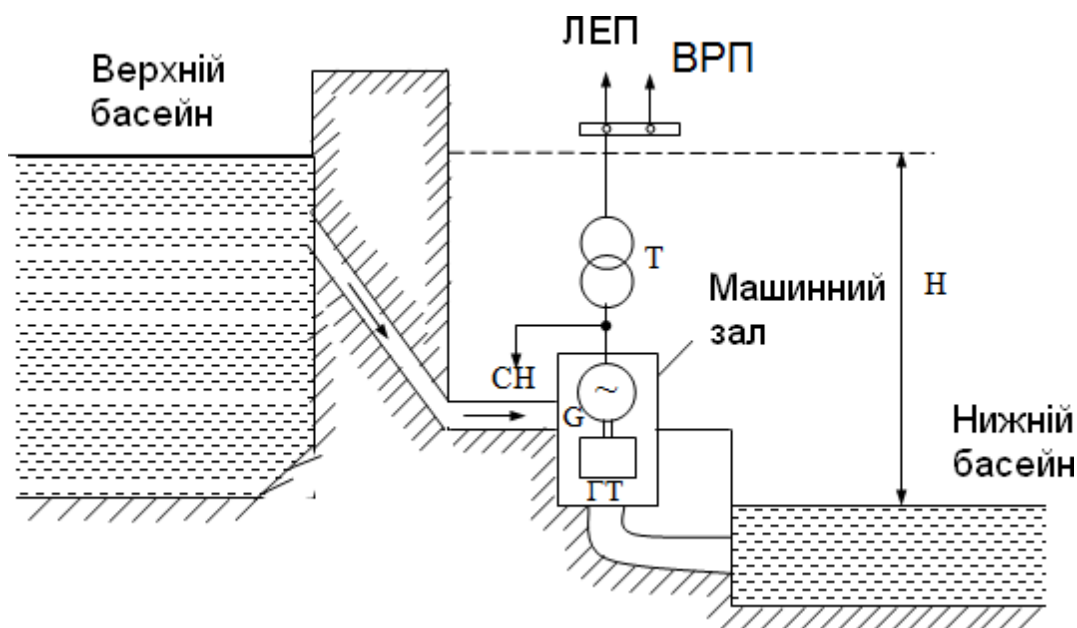


Рисунок 3.1 - Технологічна схема ГЕС

В електричній частині ГЕС в чомусь подібні конденсаційним станціям. Зазвичай вони віддалені від центрів споживання енергії, тому електроенергія видається на високих і надвисоких напругах (110-500 кВ).

Відмітна особливість ГЕС - невелике споживання електроенергії на власні потреби, яке в кілька разів менше, ніж на ТЕС. Це пояснюється відсутністю на ТЕС великих механізмів власних потреб.

Інша відмінна особливість – проста технологія виробництва

електроенергії, що обумовлює легку автоматизацію. Пуск агрегату ГЕС займає не більше 50 с, тому резерв потужності в енергосистемі забезпечується саме гідростанціями. ККД ГЕС зазвичай становить 85-90%, а собівартість електроенергії в кілька разів менше, ніж на теплових електростанціях.

Особливу роль у сучасних енергосистемах займають гідроакumuлюючі станції (ГАЕС). Ці електростанції мають, як мінімум, два басейни – верхній і нижній з певними перепадами висот між ними. На ГАЕС встановлюються оборотні агрегати. У години мінімуму навантаження агрегатів переводять у руховий режим, а турбіни - у насосний. Споживаючи потужність з мережі, гідроагрегати перекачують воду з нижнього басейну в верхній. У години максимальних навантажень, коли в системі дефіцит потужності, ГАЕС виробляє електроенергію за рахунок перепаду рівнів води в басейнах. У цей період станція працює як звичайна ГЕС. Таким чином, застосування ГАЕС дозволяє вирівнювати графік навантажень енергосистеми, що підвищує економічність теплових станцій.

Класифікація гідротурбін. Основні параметри

Гідротурбіна, гідравлічна турбіна, водяна турбіна - ротаційний двигун, що перетворює механічну енергію води (її енергію положення, тиску і швидкості) в енергію обертового вала. За принципом дії гідротурбіни діляться на активні і реактивні. Основним робочим органом гідротурбіни, в якому відбувається перетворення енергії, є робоче колесо. Вода підводиться до робочого колеса в активних гідротурбінах через сопла, в реактивних – через направляючий апарат. В активній гідротурбіні (рис. 3.2) вода перед робочим колесом і за ним має тиск, рівний атмосферному.

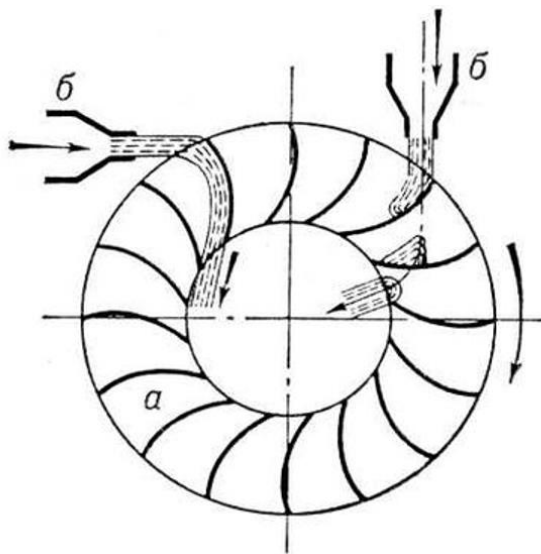


Рисунок 3.2 - Схема активної гідротурбіни: а) – робоче колесо, б) – сопла

У реактивної гідротурбіні (рис. 3.2) тиск, води перед робочим колесом більше атмосферного, а за ним може бути як більше, так і менше атмосферного тиску.

Перша реактивна гідротурбіна, що була винайдена у 1827 французьким інженером Б. Фурнероном, мала на робочому колесі потужність 6 л. с., і через погані енергетичні властивості вже не застосовуються. У 1855 американський інженер Дж. Френсис винайшов радіально-осьове робоче колесо гідротурбіни з неповоротними лопатями, а в 1887 німецький інженер Фінк запропонував направляючий апарат з поворотними лопатками. У 1889 американський інженер А. Пелтон запатентував активно - ковшову гідротурбіну, австрійський інженер В. Каплан в 1920 отримав патент на поворотнолопатні гідротурбіни. Радіально-осьові, поворотнолопатні і ковшові гідротурбіни широко застосовуються для вироблення електричної енергії.

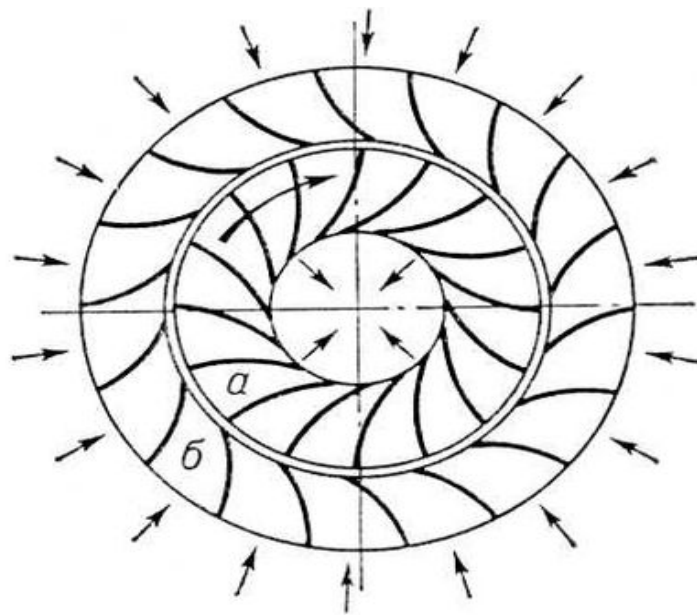


Рисунок 3.3 - Схема реактивної гідротурбіни:

а) – робоче колесо, б) – направляючий апарат

Для розрахунку профілю лопаті робочого колеса гідротурбіни обертового типу з постійною кутовою швидкістю використовують рівняння

$$H = \frac{U_1 \cdot V_1 \cdot \cos \alpha_1 - U_2 \cdot V_2 \cdot \cos \alpha_2}{g}, \quad (3.1)$$

де H - робочий напір гідротурбіни, тобто запас енергії 1 кг води (різниця відміток горизонтів води перед входом в спорудження гідравлічної силової установки і по виході з них за вирахуванням втрат на опір у всіх спорудах, але без вирахування

втрат в самій гідротурбіні) ;

U_1 і U_2 - окружні швидкості лопатей на вході води в робоче колесо і на виході з нього, м / с;

V_1 і V_2 - абсолютні швидкості води на вході і виході, м / с;

α_1 і α_2 - кути між напрямками окружних і абсолютних швидкостей в точках, відповідних осередненим по енергії поверхні струму, град;

g - прискорення вільного падіння, м/сек².

У ліву частину рівняння вводиться множник h_g , що є гідравлічним ККД гідротурбіни. Частина потужності, отримана колесом, витрачається на подолання механічних опорів, ці втрати враховують механічний ККД гідротурбін h_m . Витік води в обхід робочого колеса враховується об'ємним ККД гідротурбіни.

Повний ККД гідротурбіни $h = \eta_g \cdot \eta_m \cdot \eta_v$ - відношення корисної потужності, що віддається турбінним валом, до потужності пропускаємої через гідротурбіну води. У сучасній гідротурбіні повний ККД дорівнює 0,85-0,92; за сприятливих умов роботи кращих зразків гідротурбін він досягає 0,94-0,95.

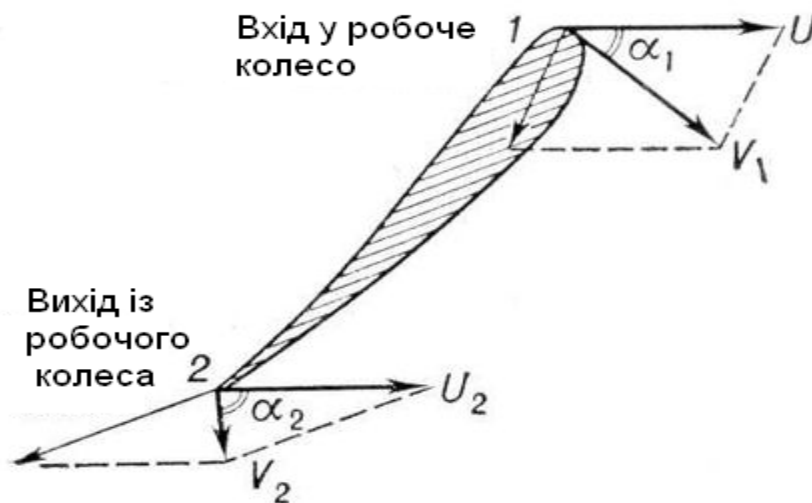


Рисунок 3.4 - Трикутник швидкостей на вході в робоче колесо гідротурбіни і на виході з нього

Геометричні розміри гідротурбін характеризуються номінальним діаметром D робочого колеса. Гідротурбіни різних розмірів утворюють турбінну серію, якщо володіють однотипними робочими колесами і геометричними подібними елементами проточної частини. Визначивши необхідні параметри однієї з гідротурбін даної серії, можна підрахувати, користуючись формулами подібності, ті ж параметри для будь - якої гідравлічної турбіни цієї серії. Кожну

турбінну серію характеризує коефіцієнт швидкохідності, чисельно рівний частоті обертання валу гідротурбіни, розвиваючої при напорі 1 м потужність 0,7355 кВт (1 л. С.). Чим більше цей коефіцієнт, тим більше частота обертання валу при заданих напорі і потужності. Гідротурбіни і електричний генератор обходяться дешевше при збільшенні частоти їх обертання, тому прагнуть будувати гідротурбіни з можливо великим коефіцієнтом швидкохідності. Проте, в реактивних гідротурбінах цьому перешкоджає явище кавітації, що викликає вібрацію агрегату, зниження ККД і руйнування матеріалу гідротурбіни.

Характеристика гідравлічних турбін

Графіки залежності величин, що характеризують гідротурбіни, називаються турбінними характеристиками. На рис. 3.5 представлені характеристики гідротурбіни при постійному напорі і частоті обертання колеса, але при різних навантаженнях і витраті води.

У реальних умовах гідротурбіни працюють при мінливому напорі; їх поведінка в цьому випадку зображується універсальними характеристиками для моделі і експлуатаційними характеристиками - для натурної гідротурбіни. Універсальні характеристики будуються на підставі лабораторних досліджень моделі, проточна частина якої геометрично подібна до натурної.

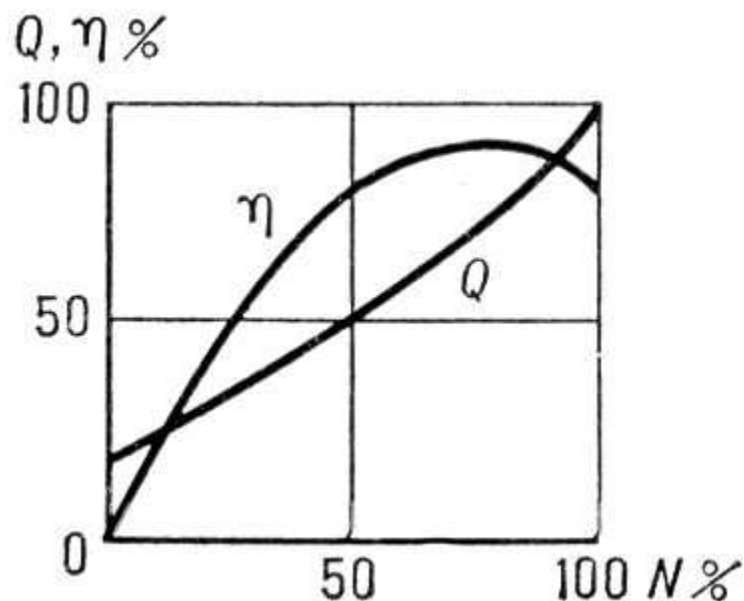


Рисунок 3.5 - Характеристики гідротурбіни при постійному напорі і частоті обертання колеса: η - ККД; Q - витрата води; N - навантаження гідротурбіни

На універсальних характеристиках (рис. 3.6), виходячи з умов моделювання, в координатах наведених величин витрат Q'_1 л/сек і частоти обертання n'_1 об/хв (характерних для гідротурбіни даної серії діаметром

робочого колеса 1 м, що працюють при напорі 1 м) наносяться ізолінії рівних ккд $h\%$, коефіцієнт кавітації s і відкриття направляючого апарату a_0 .

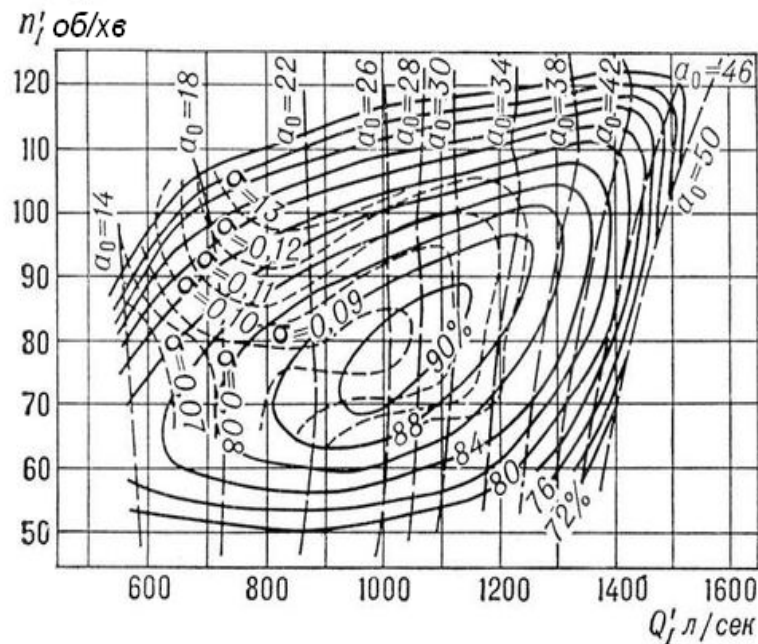


Рисунок 3.6 - Універсальні характеристики для моделі гідротурбіни

Експлуатаційні характеристики (рис. 3.7) будуються на підставі універсальних і показують залежність ККД натурної турбіни $h\%$ від навантаження N Мвм і напору H_m при номінальній частоті обертання турбіни $n = \text{const}$.

Тут же зазвичай наносять лінію обмеження потужності, яка має залежність гарантованої потужності від напору. На цих же характеристиках зображують лінії рівних допустимих висот відсмоктування HS м, що показують заглиблення робочого колеса гідротурбіни під рівень води в нижньому б'єфі (різниця відміток розташування робочого колеса і рівня нижнього б'єфу). Проточна частина реактивних гідротурбін складається з наступних основних елементів (рис. 3.8): спіральної камери гідротурбіни 1; направляючого апарату 2, регулюючого витрату води; робочого колеса 3 і відсмоктуючої труби 4, що відводить воду від Г.

Реактивні гідротурбіни за напрямом потоку в робочому колесі діляться на осьові і радіально-осьові. За способом регулювання потужності реактивні гідротурбіни бувають одинарного і подвійного регулювання. До гідротурбін одинарного регулювання належать гідротурбіни, що містять направляючий апарат з поворотними лопатками, через який вода підводиться до робочого колеса (регулювання в цих гідротурбінах відбувається за допомогою зміни кута

повороту лопатей робочого колеса), і лопатнорегулюючої гідротурбіни, у яких лопаті робочого колеса можуть повертатися навколо своїх осей (регулювання в цих гідротурбінах відбувається зміною кута повороту лопатей робочого колеса). гідротурбіни подвійного регулювання містять направляючий апарат з поворотними лопатками і робоче колесо з поворотними лопатями.

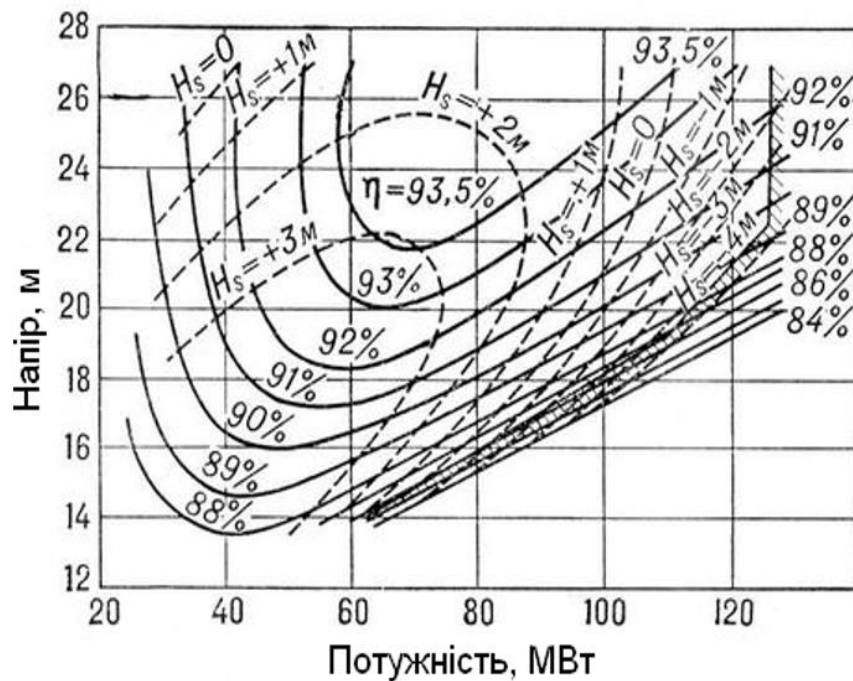


Рисунок 3.7 - Експлуатаційні характеристики для моделі гідротурбіни

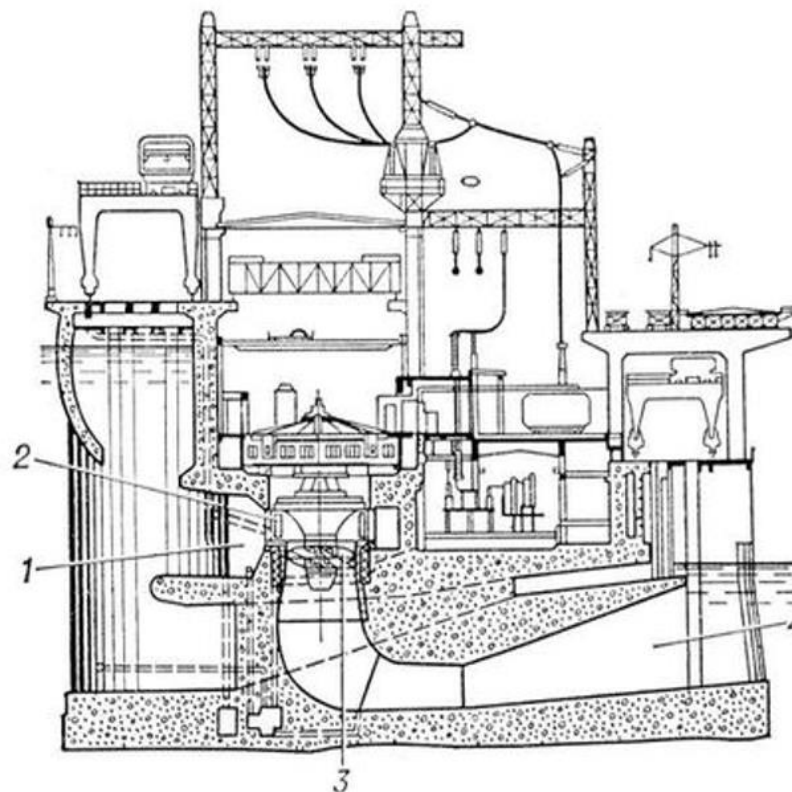


Рисунок 3.8 - Проточна частина реактивної гідротурбіни

Різновидом осьових є двухперові, в яких на кожному фланці розміщуються по дві лопаті замість однієї. Радіально-осьові гідротурбіни одиночного регулювання застосовують на натиски до 500-600 м. Активні гідротурбіни будують переважно у вигляді ковшових гідротурбін і застосовують на натиски вище 500-600 м; їх ділять на парціальні і не парціальні. У парціальних гідротурбін вода до робочого колеса підводиться у вигляді струменів через одне або декілька сопів і тому одночасно працює одна або декілька лопатей робочого колеса. У непарціальних гідротурбінах вода підводиться однієї кільцевої струменем і тому одночасно працюють всі лопаті робочого колеса. В активних гідротурбінах відсмоктуючі труби і спіральні камери відсутні, роль регулятора витрати виконують соплові пристрої з голками, що переміщаються усередині сопів і змінюють площу вихідного перетину. Великі гідротурбіни забезпечуються автоматичними регуляторами швидкості.

За розташуванням валу робочого колеса гідротурбіни діляться на вертикальні, горизонтальні та похилі. Горизонтальні гідроагрегати з поворотно-лопатеви́ми або пропелерними гідротурбінами можуть виконуватися у вигляді капсульного гідроагрегату.

Широке поширення отримали оборотні гідроагрегати для гідроакумулюючих та приливних електростанцій, що складаються з насосотурбіни (гідромашини, здатної працювати як в насосному, так і в турбінному режимах) і двигуна-генератора (електромашини, які працюють як в руховому, так і в генераторному режимах). У оборотних гідроагрегатах застосовуються тільки реактивні гідротурбіни. Для приливних електростанцій використовуються капсульні гідроагрегати.

Основними тенденціями в розвитку гідротурбін є збільшення одиничної потужності, просування кожного типу гідротурбін в область підвищених напорів, вдосконалення і створення нових типів гідротурбін, поліпшення якості, підвищення надійності та довговічності обладнання. У СРСР свого часу створені і успішно працюють гідротурбіни радіально-осьового типу потужністю 508 Мвт на розрахунковий напір 93 м з діаметром робочого колеса 7,5 м для Красноярської ГЕС. Розроблялись гідротурбіни такого ж типу для Саянської ГЕС (одинична потужність 650 Мвт, розрахунковий напір 194 м, діаметр робочого колеса 6,5 м).

Великих успіхів у створенні гідротурбін досягли фірми «Хитати», «Міцубісі», «Тосіба» (Японія), «Нохаб» (Швеція), «Нейрпик» (Франція),

«Інгліш електрик» (Великобританія), «Фойт» (ФРН) та ін. Наприклад, японською фірмою «Тосіба» проектується гідротурбіни для ГЕС Гранд-Кулі-ІІІ одиничною потужністю 600 МВт на натиск 87 м з діаметром робочого колеса 9,7 м.

Основні характеристики гідроелектростанцій

Енергетичні характеристики гідроагрегату залежать від ряду факторів, пов'язаних зі станом проточної частини гідротурбіни, а також водопідвідного і водовідвідного трактів, а для поворотно-лопатевих гідротурбін - також і зі станом комбінаторного зв'язку. У силу мінливості у часі цих факторів енергетичні характеристики можуть змінюватися в період експлуатації. Тому вводиться поняття про нормативні енергетичні характеристики, які відповідають нормальному стану проточної частини гідротурбіни за відсутності руйнувань лопатної системи і камери робочого колеса, відсутності руйнувань і сторонніх предметів (сміття) в водопідвідних і водовідвідних трактах та оптимальної комбінаторної залежності поворотно-лопатевих гідротурбін, а також сталому режиму роботи гідроелектростанції.

Наявність тих чи інших відхилень від нормальних умов може бути враховано у вигляді виправних коефіцієнтів, що знижують коефіцієнт корисної дії (ККД) гідроагрегату в порівнянні з нормативним значенням. Для обліку різних експлуатаційних факторів вводиться поняття розрахункового значення питомої витрати води, яке може бути використано для оцінки економічності роботи ГЕС.

До складу нормативних енергетичних характеристик включаються такі:

- експлуатаційні характеристики гідроагрегату і ГЕС;
- витратно-потужності характеристики гідроагрегату;
- характеристики питомих витрат води.

Експлуатаційна характеристика призначена для представлення величини ККД гідроагрегату (або ГЕС) в робочому діапазоні зміни навантажень і напорів при дотриманні заданих обмежень по висотах відсмоктування.

Витратно-потужнісні характеристики гідроагрегату призначені для визначення витрати води через гідротурбіну залежно від навантаження агрегату і чинного напору. Характеристика питомих витрат води призначена для визначення ефективності використання енергоносія (води) в залежності від навантаження ГЕС при заданих горизонтах води у верхньому б'єфі ГЕС.

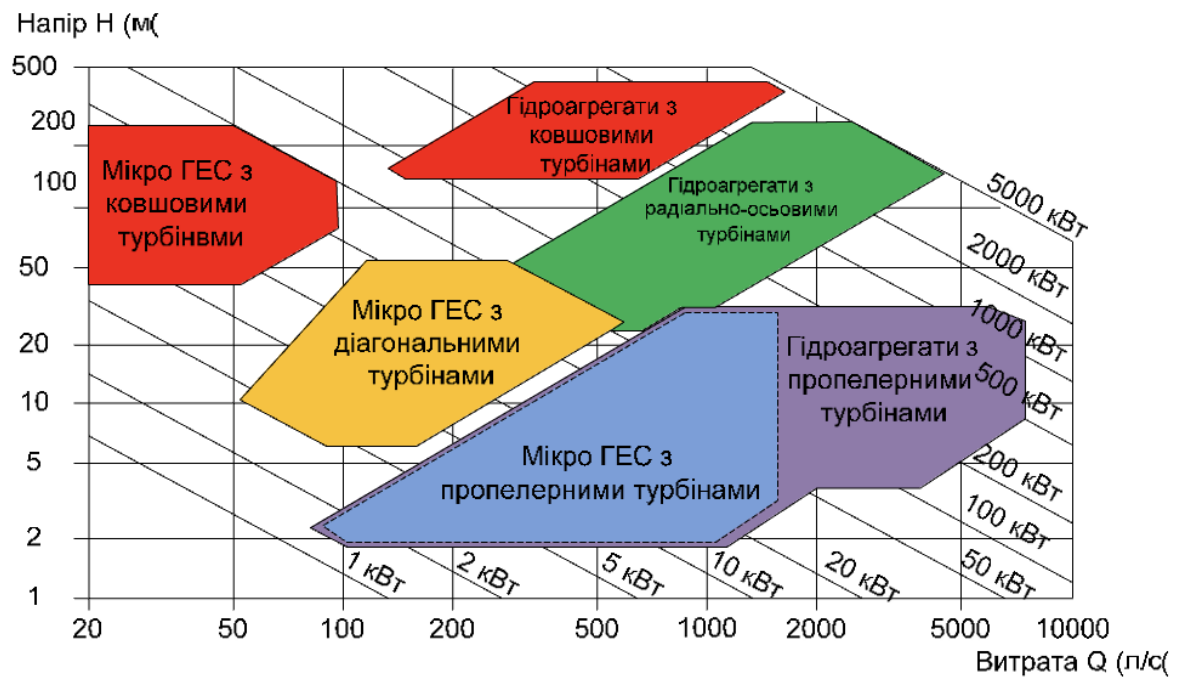


Рисунок 3.9 - Класифікація гідротурбін

Розрахунок гідроенергетичної установки

Первинною енергією для гідроенергетичних установок на ГЕС із греблею є потенціальна енергія води, яка утворюється внаслідок різниці між верхнім та нижнім б'єфом. Ця затрачена енергія за проміжок часу Δt може бути визначена за формулою

$$E(\Delta t) = m(\Delta t) \cdot g \cdot H, \quad (3.2)$$

де g – прискорення вільного падіння, $9,8 \text{ м/с}^2$;

H – напір (різниця рівнів води верхнього та нижнього б'єфу);

$m(\Delta t)$ - маса води, яка протікає за відповідний проміжок часу Δt через гідроспоруду, кг, що може бути знайдена за формулою

$$m = \rho \cdot V \cdot \Delta t, \quad (3.3)$$

де ρ - густина води, 1000 кг/м^3 ;

V – витрата води, $\text{м}^3/\text{с}$.

Від рівняння для енергії легко перейти до рівняння з потужністю, прийнявши інтервал часу $\Delta t = 1 \text{ с}$, при цьому ми отримаємо потужність водяного потоку на вході в гідроспоруду

$$N = \rho \cdot V \cdot g \cdot H. \quad (3.4)$$

Електрична потужність гідроенергетичної установки з урахуванням втрат напору в гідроканалі K , а також ККД гідротурбіни η_T (в межах 0,7...0,88) та гідрогенератора η_G (в межах 0,9...0,96) розраховується за формулою

$$P = N \cdot K \cdot \eta_T \cdot \eta_G \quad (3.5)$$

Фактичне значення електричної потужності, яка відпускається з шин ГЕС в енергосистему ще менше, оскільки частина виробленої енергії витрачається на власні потреби електростанції. Як правило, ця частка складає декілька відсотків. Її значення залежить від особливостей конструкції ГЕС та встановленої потужності генераторів.

Задача 1

Знайти потужність малої ГЕС, якщо витрата води V , напір H . Коефіцієнт втрат напору у відкритому гідроканалі $K=0,85$, ККД гідротурбіни η_T , ККД гідрогенератора η_G . Як зміниться потужність, якщо затвором зменшити витрату води до 70% від номінальної? Вона буде більше, чи менше від 70% номінальної? Чому?

Вихідні дані обираються відповідно до табл. 1

Таблиця 1

Варіант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
$V, \text{м}^3/\text{с}$	18	20	22	24	26	28	29	27	25	23	21	10	12	14	16
$H, \text{м}$	9	8	7	6	7	8	10	12	14	16	18	17	15	13	11
$\eta_T, \%$	79	80	81	82	83	84	85	84	83	82	81	75	76	77	78
$\eta_G, \%$	97	93	95	96	94	97	95	96	93	95	96	94	95	96	95
Варіант	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
$V, \text{м}^3/\text{с}$	27	25	23	21	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	29
$H, \text{м}$	7	6	7	8	10	12	14	16	18	20	22	13	11	9	8
$\eta_T, \%$	81	80	79	78	77	76	75	74	75	76	77	85	84	83	82
$\eta_G, \%$	96	97	95	96	93	95	96	94	95	96	95	95	97	93	95

Контрольні питання

1. Яким основним параметром характеризуються геометричні розміри гідротурбін?
2. Назвати основні тенденції розвитку гідротурбін.
3. На які види за принципом дії поділяються гідротурбіни ?
4. Від яких факторів залежать енергетичні характеристики гідроагрегату?
5. Перерахувати основні напрямки розвитку гідротурбін
6. Назвати основні параметри гідротурбін. Вказати основний робочий орган гідротурбіни.
7. Сформулювати основні характеристики гідроелектростанцій.
8. Які принципи покладені в основу виробництва електроенергії на гідроелектростанціях?
9. Які основні споруди входять до складу гідроелектростанції?
10. Яке призначення греблі та водосховища у складі ГЕС?
11. Що таке гідротурбіна і які її основні типи застосовуються на ГЕС?
12. Як відбувається перетворення енергії потоку води на механічну енергію ротора турбіни?
13. Яку функцію виконує генератор у технологічній схемі ГЕС?
14. Які фактори впливають на ефективність роботи гідроелектростанцій?
15. У чому полягають переваги гідроелектростанцій порівняно з іншими видами електростанцій?
16. Які екологічні проблеми можуть виникати внаслідок будівництва та експлуатації ГЕС?
17. Які перспективи розвитку гідроенергетики в Україні та світі?

ПРАКТИЧНА РОБОТА №4

ТЕХНОЛОГІЯ ВИРОБНИЦТВА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ГА АТОМНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЯХ

Теоретична частина

Класифікація за принципом дії. Основні параметри ядерних реакторів

Ядерним реактором зветься пристрій, в якому йде регульований процес ділення ядер з перетворенням вивільненої енергії в теплоту.

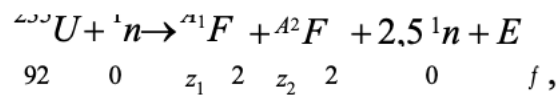
Будова ядерних реакторів стала можливою після відкриття у кінці 30-х років XX століття різних форм ядерних перетворень, у тому числі реакції ділення урану і торію під впливом нейтронів.

У результаті реакції ділення ядер важких елементів створюється два однойменно заряджених уламка, які становлять з себе ядра нових більш легких атомів. При цьому створюється декілька (два чи три) нових нейтронів, γ - квантів, електронів і нейтрино. Так як пробіг уламків малий (близько 10 мкм), то їх енергія перетворюється в теплоту близько від міста ділення. Пробіг нейтронів і γ - квантів складає сотні міліметрів, тому їх енергія перетворюється у теплоту далеко від міста ділення. Нейтрино з речовиною не взаємодіє.

Природний уран має три ізотопи, які відрізняються кількістю нейтронів при одній і тій же кількості протонів, тобто різняться масовим числом. У природній суміші ізотопів відносна кількість їх складає: $^{238}\text{U}=99,28\%$, $^{235}\text{U}=0,714\%$, $^{234}\text{U}=0,006\%$.

Атомне ядро урана-235 менш стійке, ніж інші ізотопи. Під дією одного нейтрона воно розпадається приблизно на два однакових уламка, наприклад, ядра криптону і барію. Ці уламки з великими швидкостями розлітаються в різних напрямках. Так як важке ядро урану містить в собі більшу кількість нейтронів, чим потрібно для створення двох менших ядер, то при його розпаді виникає два чи три нових вільних нейтрона. Вони можуть дати початок новим реакціям ділення, а далі почнеться ланцюгова реакція, яка при відсутності управління закінчиться потужним вибухом. Тільки навчившись регулювати цей процес, люди змогли використати ядерну енергію в мирних цілях.

Реакція ділення ядра $^{235}_{92}\text{U}$



де ${}^1_0\text{n}$ символ нейтрона;

F_1, F_2 - символи уламків ділення;

Z_1, Z_2 - атомні номери уламків ділення;

A_1, A_2 - масові числа уламків ділення;

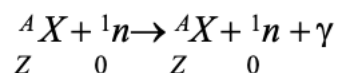
E_f - повна енергія, що виділяється в одному акті ділення;

При проектуванні стаціонарних реакторів приймають $E_f = 200 \text{ МэВ}$, тобто калорійність ядерного палива складає близько $0,8 \cdot 10^{14} \text{ Дж/кг}$, що в $2 \cdot 10^6$ раз більше калорійності органічного палива.

При взаємодії нейтронів, крім реакції ділення, відбуваються другі нейтроно-ядерні реакції, які мають велике практичне значення для забезпечення роботи ядерних реакторів:

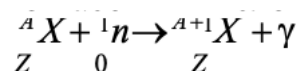
- реакція пружистого розсіювання, коли зі складеного ядра (ядро плюс нейтрон) вилітає нейтрон з такою енергією, що ядро залишається в початковому енергетичному стані;
- реакція непружистого розсіювання, коли після попадання в ядро-мішень і вилітає з ядра нового нейтрона з меншою енергією, останнє залишається в збудженому стані.

Перехід ядра-мішень в початковий енергетичний стан здійснюється за рахунок випромінювання γ -кванта.



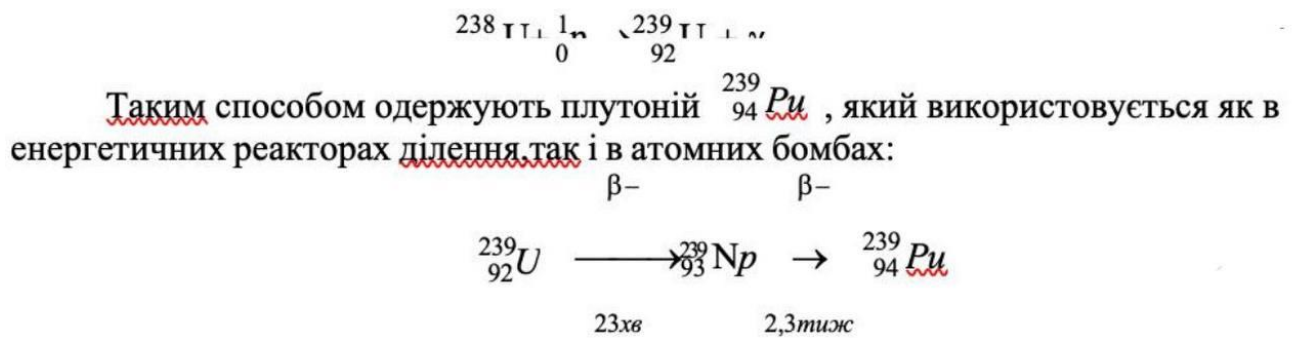
За рахунок співударяння зменшується енергія нейтронів. Можливість ділення ядер повільними (тепловими) нейтронами в сотні раз більше можливості ділення ядер швидкими нейтронами, тому активна зона реактора створюється ядерним паливом і сповільнювачем нейтронів;

- реакція радіаційного захоплення, коли внаслідок захоплення нейтрона ядром воно буде знаходитись в збудженому стані до тих пір, поки збиток енергії не виділиться у виді одного чи декілька квантів. Внаслідок цієї реакції створюється новий ізотоп з масовим числом на одиницю більше початкового:



В цій реакції не відбувається ділення ядра, однак створюється новий вид

ядерного палива, яке може використовуватися в реакторі самостійно або сумісно з основним паливом.



Ядерне паливо може бути металевим (уран і його сплави), керамічним (окис урану, карбід урану) і дисперсним (суміш).

З нейтронно-фізичної точки зору, кращим паливом є металеве (максимальна концентрація ядер, мінімальні втрати нейтронів), але уран і його сплави при високих температурах значно погіршують свої механічні якості. Тому керамічне паливо знаходить все більш широке використання, особливо у високотемпературних ядерних реакторах.

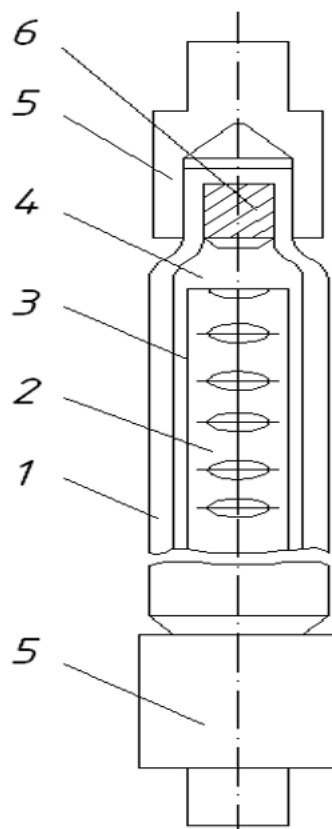


Рисунок 4.1 - Схема стрижневого типу 1 – оболонка; 2 – таблетки ядерного палива; 3 – проміжок; 4 – порожність; 5 – кінцеві деталі для закріплення ТВЕЛів у збірках; 6 — заглушка, що забезпечує зручність їх кріплення, транспортування і перевантаження

Крім того, за рахунок цього організується потік теплоносія в активній зоні реактора.

Найбільш широке використання знайшли стержневі ТВЕЛ контейнерного типу. (рис. 6.1). Оболонка 1 і затулки 6 утворюють герметичну порожнину, в якій розміщуються таблетки ядерного палива 2, частіше за все вироблені з окисних з'єднань UO_2 , PuO_2 або ThO_2 . Вони мають високу термічну, хімічну та радіаційну стійкість. Проміжок між оболонкою і таблетками ядерного палива заповнюється середою з високою теплопровідністю (гелієм, натрієм), що зменшує температуру ядерного палива, а порожнина 4 забезпечує помірне підвищення тиску газових продуктів ділення (криптон, ксенон) під оболонкою ТВЕЛа. За допомогою кінцевих деталей 5 ТВЕЛ поєднуються у тепловиділяючі збірки.

Принципові схеми електростанцій

Ядерна енергетика все більше займає міцні позиції у світовій енергетиці. Поширюються області використання ядерної енергетики: виробництво електричної енергії і теплоти, силові енергетичні установки на флоті, автономні джерела електропостачання.

Ядерна енергетика базується на двох типах реакторів – на теплових і швидких нейтронах.

Використання реакторів на теплових нейтронах дає можливість використовувати лише частину (1-2%) потенційної енергії уранового палива. Значно ефективніше використання палива в реакторах на швидких нейтронах. Суттєвою особливістю таких реакторів є можливість відтворення палива. Активна зона оточується зоною відтворення, яка виконує водночас роль відбивача («отражателя»). Паливом в робочих каналах активної зони є сильно збагачений Уран або Плутоній, а робочі канали зони відтворення виконані з природного урану

Класифікація АЕС проводиться за різними ознаками:

1. За кількістю контурів – одноконтурні, двоконтурні і трьохконтурні (рис. 4. 1);
2. За типом реактора – на „теплових” або „швидких” нейтронах;
3. За параметрами і типами парової турбіни – турбіни на насиченому або перегрітому парі;
4. За параметрами і типами теплоносія – „вода під тиском”, рідинно-металеві, газові;

5. За конструктивними особливостями реактора – реактор каналного або корпусного типу;
6. За типом сповільнювача нейтронів – графіт, важка вода, вода та ін. Робочим тілом на всіх діючих АЕС є водяна пара.

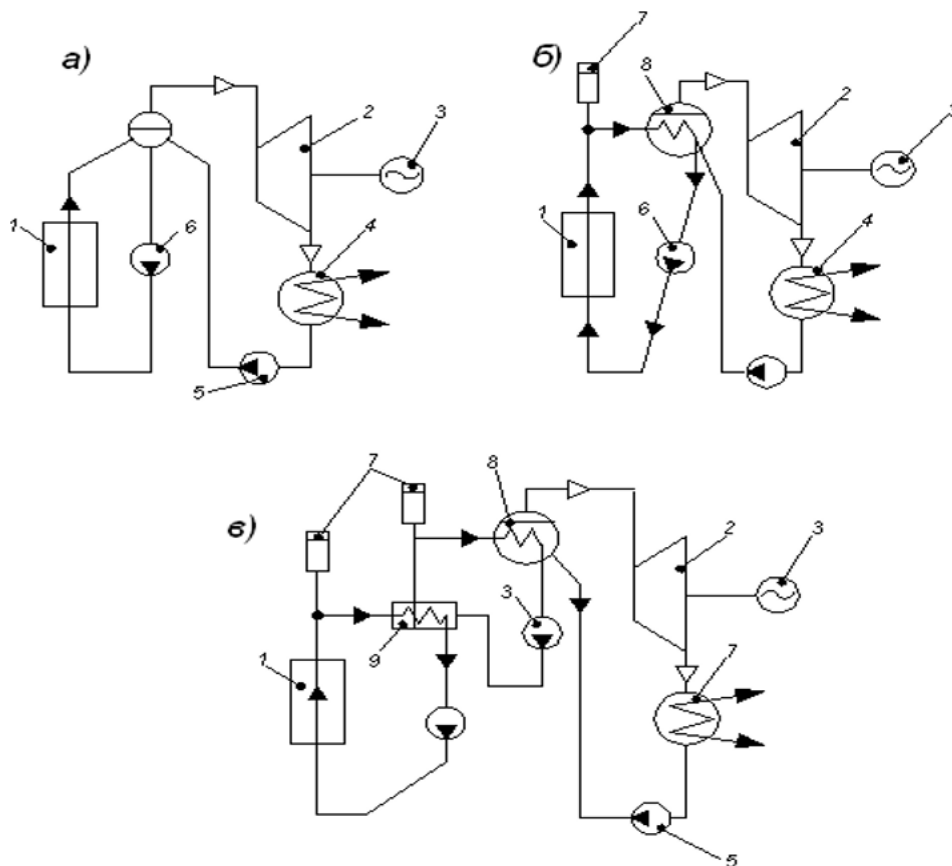


Рисунок 4.1 - Класифікація АЕС за кількістю контурів:

- а) одноконтурна; б) двоконтурна; в) триконтурна: 1 – реактор; 2 – парова турбіна; 3 -електричний генератор; 4 – конденсатор; 5 - живлячий насос; 6 – циркуляційний насос; 7 – компенсатор об'єму; 8 – парогенератор; 9 – проміжний теплообмінник

Парогенератори атомних електростанцій

В сучасній енергетиці найбільш широке використання знаходять:

- графітно-водяні каналні реактори на теплових нейтронах з графітовим сповільнювачем і водяним теплоносієм, тиск якого сприймають окремі трубчаті канали, які виробляють насичену або перегріту пару;
- водо-водяні реактори на теплових нейтронах з водяним сповільнювачем і теплоносієм, тиск якого сприймає корпус, в якому виробляється насичена пара (киплячий реактор) або не догріта до температури насичування вода (реактори з

водою під тиском);

- швидкі натрієві реактори з натрієвим теплоносієм, тиск якого сприймає корпус, в якому виробляється не догрітий до температури насичування натрій і подільні нукліди;

- реактори з газовим охолодженням на теплових і швидких нейтронах з гелієвим теплоносієм, тиск якого сприймає корпус; в якості сповільнювача нейтронів в реакторах на теплових нейтронах використовують графіт.

Найбільше розповсюдження в країнах СНД мають реактори типу РБМК (реактор великої потужності), ВВЕР (водо-водяний енергетичний реактор) і БН (швидкий, охолоджуваний натрієм реактор).

Реактор РБМК киплячого типу з графітовим сповільнювачем нейтронів (біля 700 т графіта) і водяним теплоносієм (рис. 4.2) призначений для вироблювання насиченої пари з тиском близько до 7 МПа.

Збірки з тепловиділяючими елементами (приблизно 290 тон ТВЕЛів з окисом урану) розміщуються в 1422 технологічних каналах з діаметром 80 мм, які сприймають тиск і в них створюється вертикальний висхідний потік теплоносія.

Зверху «каструля» реактора (діаметр приблизно 16 м) має біологічний захист з бетону близько 2 м).

Технологічні канали і графітова кладка створюють активну зону (1) реактора. Корпуси каналів активної зони і оболонки ТВЕЛів вироблені з цирконій-ніобієвого сплаву ($Z+2,5\% n_b$), якій має відносно малий переріз поглинання теплових нейтронів і необхідні міцневі і корозійні властивості при температурі до 620K, що визначає необхідні параметри теплоносія реактора.

Активна зона розміщується в герметичній порожнині, яка створюється циліндричним кожухом і опорними (верхньою і нижньою) металоконструкціями.

Для того щоб запобігти окислення графіту і поліпшити відведення від нього теплоти до технологічних каналів, щілин порожнин заповнюють сумішшю гелію (біля 40%) і азоту.

Біологічний захист реактора (верхній, нижній і боковий) суттєво зменшує інтенсивність випромінювання в усіх режимах роботи АЕС.

Циркуляція теплоносія через активну зону здійснюється головними насосами (з кожного боку реактора по 4 ГЦН), які повинні при любых обставинах забезпечити надійний відвід теплоти. Надійне електропостачання ГЦН забезпечується як від основного джерела енергії, так і резервного дизель-

генератора потужністю 12000 кВт з автоматичним запуском.

Головні циркуляційні насоси подають воду до напірного колектора і далі по трубопроводах до технологічних каналів. Потім пароводяна суміш надходить до барабанів-сепараторів. Після них пара подається до турбін, а вода змішується з живильною водою і по всмоктувальних водяних колекторах надходить до головних циркуляційних насосів.

Ядерне паливо перевантажується на працюючому реакторі за допомогою спеціальної машини. На сталому режимі роботи при потужності 1000 МВт на реакторі РБМК за добу перевантажують одну чи дві збірки. Реактор має численні системи контролю технологічних параметрів, а також систему контролю герметичності оболонок тепловиділяючих елементів. Обробка інформації різних систем забезпечується автоматизованою системою контролю. Корпусний реактор ВВЕР з водяним (не киплячим) теплоносієм і водяним сповільнювачем нейтронів (Рис. 4.3) призначений для вироблювання нагрітої до температури 600К води з тиском приблизно 16 МПа, який сприймає корпус і знімне накриття.

Вхідні і вихідні патрубки теплоносія розташовані у верхній частині корпусу. В самому корпусі знаходяться корзина активної зони з опорною плитою, на яку установлюються збірки з ТВЕЛами. Зверху вони піджаті плитою, яка опирається на кільце і циліндр.

Вода з вхідних патрубків спадає в нижню частину корпусу по кільцевій щілині між корпусом і корзиною активної зони і охолоджує радіаційний захист корпусу. З нижньої частини корпусу вода надходить в збірки ТВЕЛів, підігрівається на 20-40К і крізь одвірки у прижимному циліндрі йде до вихідних патрубків.

Труби над активною зоною виконують роль напрямків для штанг рушіїв системи управління і захисту (СУЗ), які регулюють швидкість реакції ділення ядер палива. Реактор закріплюється в бетонній шахті опорною конструкцією. Нижня частина корпусу тепло ізольована чохлом і має радіаційний захист з води або чавуну. Простір навколо корпусу реактора закрито кільцевим щільниковим листом.

Перевантаження тепловиділяючих збірок здійснюється тільки при зупинці реактора спеціальною машиною.

Реактор на „швидких” нейтронах БН-600 з теплоносієм у виді розтопленого натрію створений за інтегральною схемою: у корпусі реактора розташовані активна зона і технологічне обладнання контуру відводу теплоти від активної зони (рис. 4.4).

Корпус реактора складається з циліндричного бака з діаметром 12,8 м з еліптичним днищем і конічною верхньою частиною.

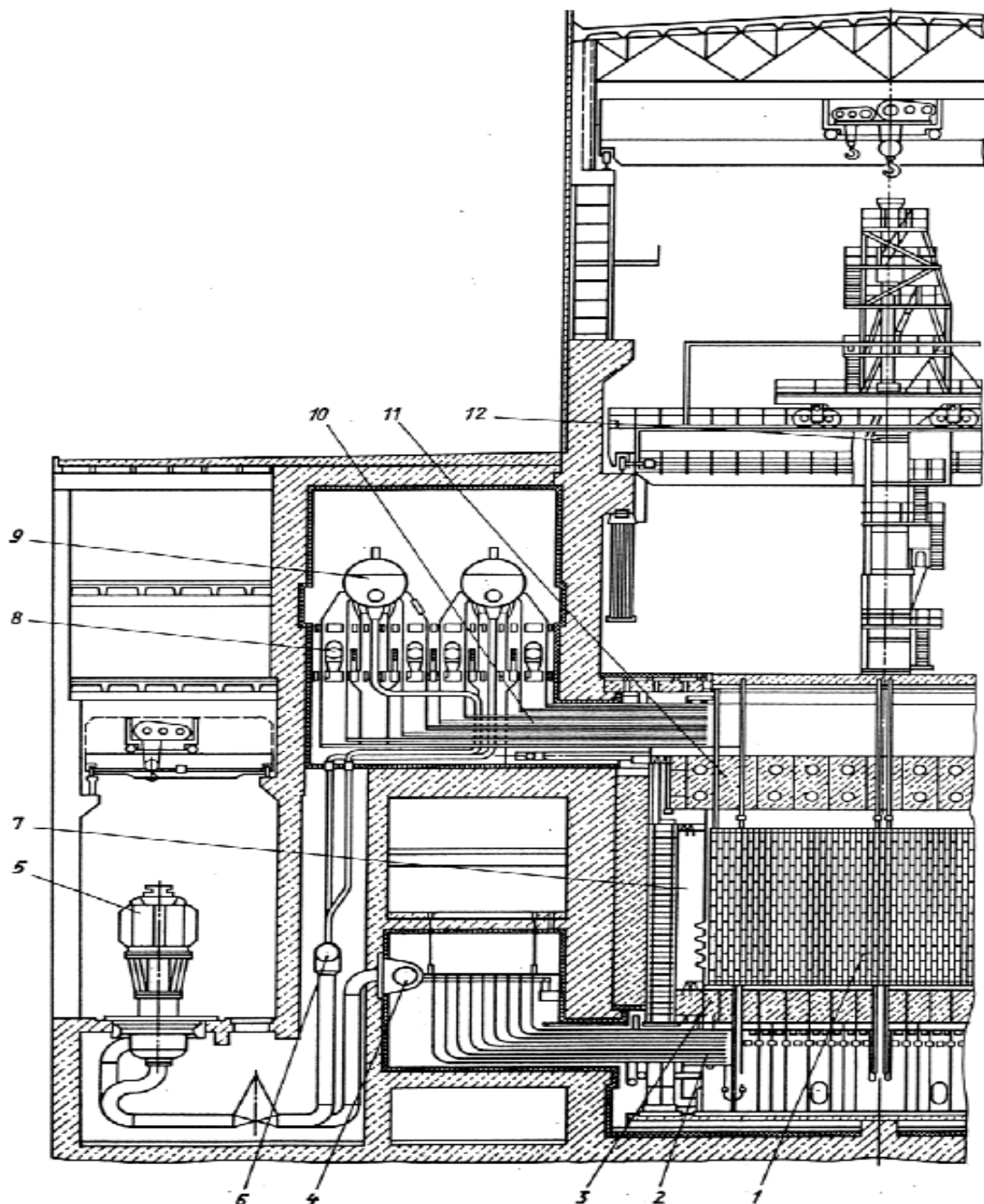


Рисунок 4. 2 - Загальний вигляд реактора РБМК – 1000:

1 – активна зона; 2, 10 – трубопроводи; 3, 7, 11 – відповідно нижній, боковий і верхній біологічний захист; 4 – напірний колектор; 5 – головний циркуляційний насос; 6 – усмоктувальний водяний колектор; 8 – система контролю герметичності оболонок ТВЕЛів; 9 – барабан-сепаратор; 12 – розвантажувально-завантажувальна машина

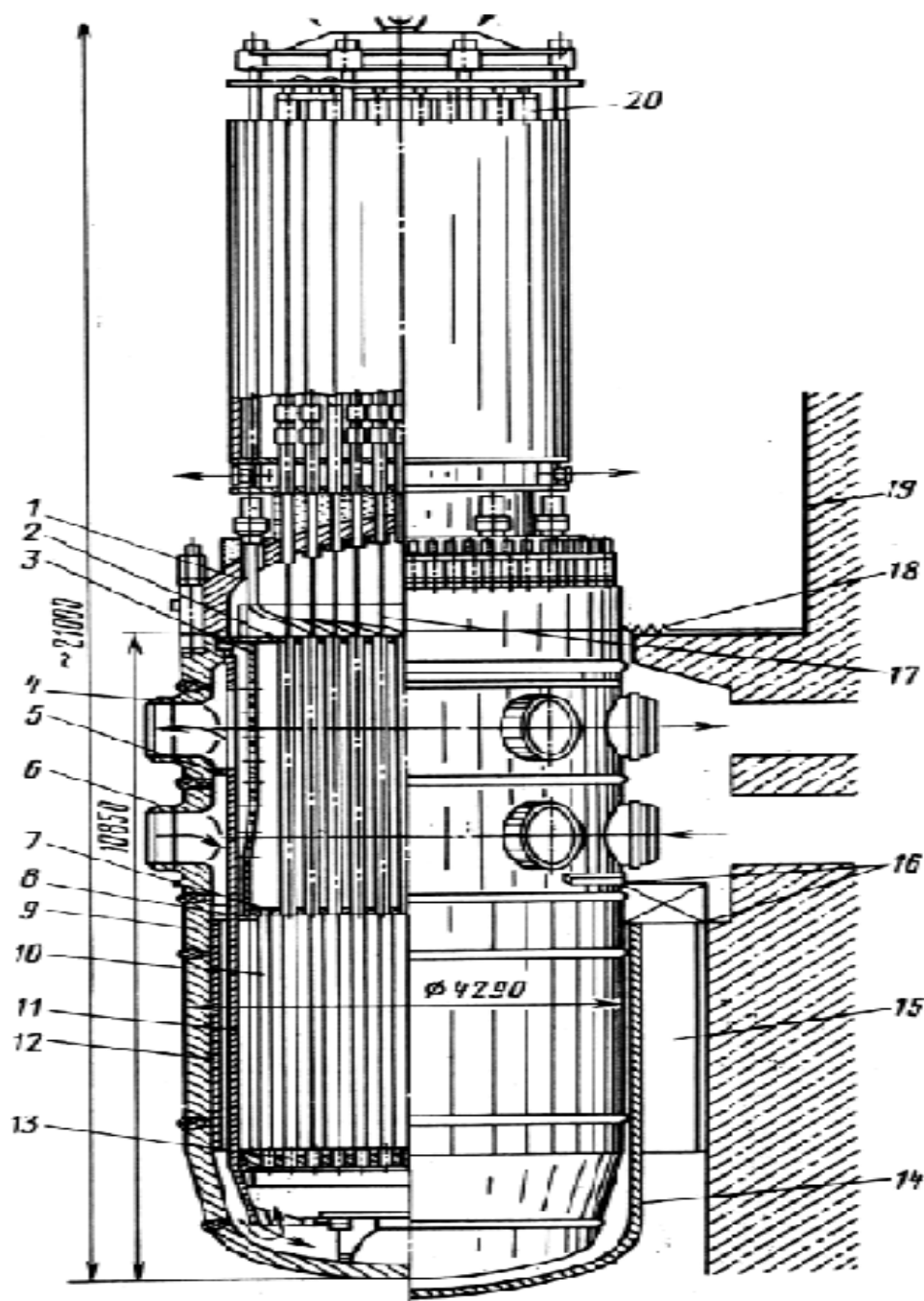


Рисунок 4. 3 – Загальний вигляд реактора ВВЕР -1000: 1 – знімне накриття; 2 – труби; 3 – циліндр; 4 – вихідні патрубки; 5 – розподільне кільце; 6 – вхідні патрубки; 7 – плита; 8 – кільце; 9 – корпус; 10 – збірка з ТВЕЛами; 11 – корзина активної зони; 12 – радіаційний захист корпусу; 13 – опорна плита; 14 - теплоізоляційний чохол; 15 – радіаційний захист; 16 – опорна конструкція реактора; 17 – штанга рушія; 18 – ущільнювальний лист; 19 – бетонна шахта; 20 – рушії органів системи управління та захисту (СУЗ)

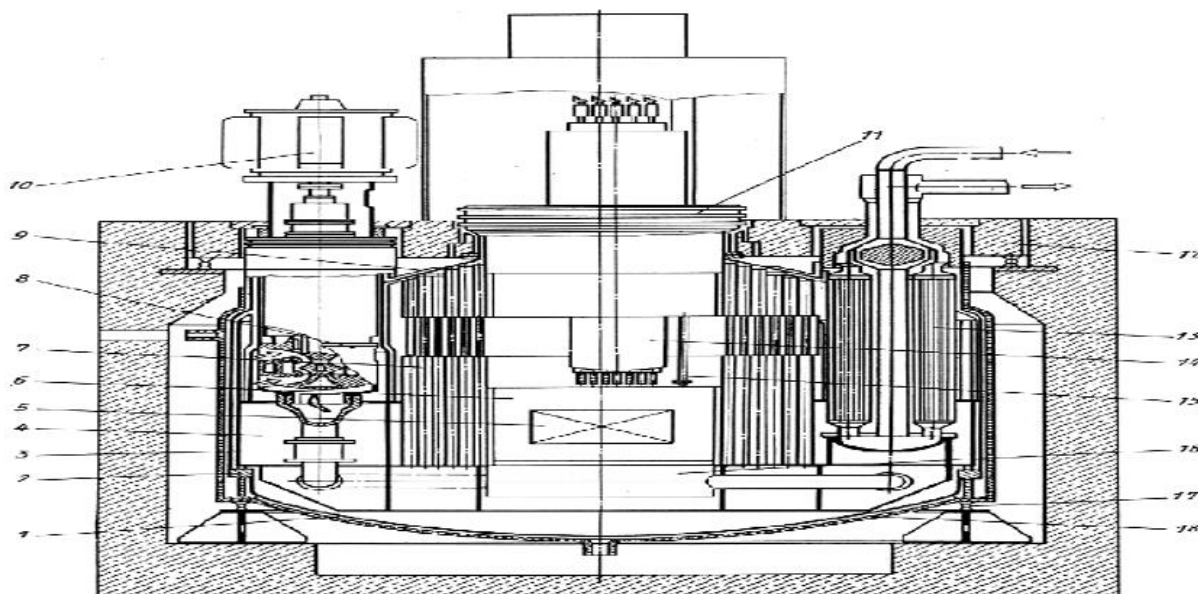


Рисунок 4. 4 – Загальний вигляд реактора БЕ – 600: 1 – днище; 2 – опорне кільце; 3 – корпус реактора; 4 – опорний пояс; 5, 6 – активна зона реактора; 7 – внутрішній захист реактора; 8 – циркуляційний насос; 9 – верхня частина корпусу реактора; 10 – електрорушій циркуляційного насоса; 11 – обертальні пробки; 12 – бетонний захист реактора; 13 – проміжний теплообмінник; 14 – напірна камера; 17 – каткові опори; 18 – страхувальний кожух

Циліндричний бак поєднується з еліптичним днищем через опорне кільце, яке передає навантаження через коткові опори на фундамент.

Опорний пояс у вигляді металоконструкції коробчастого типу сприймає навантаження від усіх вузлів, які знаходяться в середині реактора. На ньому закріплена напірна камера, на якій встановлені тепловиділяючі збірки. В центральній частині активної зони знаходяться паливо з високою концентрацією подільних нуклідів, а на периферії розташовані збірки з відтворювальними нуклідами.

Активна зона реактора має внутрішній захист, за яким встановлені циркуляційний насос натрію з електрорушієм і проміжний теплообмінник (натрій-натрій), за допомогою якого теплота від ядерного реактора відводиться до робочого тіла системи перетворення енергії. Насосом натрій по трубопроводам подається в напірну камеру, розподіляється між активною зоною (основний видаток) і внутрішньокорпусним захистом. Підігрітий в активній зоні від 650 до 823K натрій через отвори в корпусному захисті йде до теплообмінника

і зливається крізь його між трубний простір в нижню частину корпусу реактора, а з відтіля знову повертається до циркуляційного насоса. Простір над рівнем натрію заповнений аргоном під тиском 0,14 МПа.

Верхня частина корпусу реактора закрита бетонним захистом, в якому розташовані оберртальні пробки з пристроями для перегрузки тепловиділяючих збірок і СУЗ. Обертальні пробки розташовані ексцентрично до осі активної зони реактора, що забезпечує наведення пристрою перегрузки на будь-яку збірку.

Перегрузка збірок здійснюється при загашеній ланцюговій реакції без розгерметизації внутрішньої порожнини реактора. Зовні корпус реактора закритий страхувальним кожухом, який забезпечує збереження рівня натрію над поверхнею активної зони при порушенні герметичності корпусу. Простір між страхувальним кожухом і корпусом перед заповнюванням його натрієм використовують для розігріву корпусу.

Парогенератори атомних електростанцій

Серцем АЕС є реактор. В одноконтурних АЕС активна зона охолоджується пароводяною сумішшю. У двоконтурних АЕС реактор охолоджується однофазною рідиною – вода під тиском. Однофазність теплоносія потребує включення до складу АЕС компенсаторів об'єму, задачу якого в одноконтурній схемі виконує барабан-сепаратор. Також обов'язковим елементом є парогенератор.

Циркуляція теплоносія забезпечується головним циркуляційним насосом. Двигуном для приводу генератора є парова турбіна, але її параметри і конструктивна схема різні.

Для водяного теплоносія – це турбіни насиченої пари середнього тиску. Якщо реактор охолоджується рідкометалевим теплоносієм (трёхконтурні схеми АЕС), то турбіна працює на перегрітому парі високого тиску.

Для одноконтурних схем пара на турбіну подається з реактора, а для багатоконтурних – з парогенератора. Відпрацьована пара після турбіни подається в конденсатор, конденсується і насосом повертається у пароутворюючий агрегат реактора або у парогенератор.

Таким чином, технологічний процес виробки електроенергії на АЕС становить з себе:

- підвищення температури конденсата до температури насичення і одержання з нього пари;
- розширення пари у турбіні при зниженні тиску від початкових значень

перед турбіною до значень, відповідаючих вакууму в конденсаторі.

Сумісне протікання цих процесів визначає термодинамічний цикл АЕС. Принципова схема блока АЕС з графітовим каналним реактором РБМК-1000 приведена на рисунку 4.5.

Контур охолодження складається з двох ідентичних систем (на рис.6.6 приведена одна).

Розрізняють два контури: контур охолодження реактора і контур робочого тіла турбоустановки.

Контур охолодження реактора включає технологічні канали 2, в яких знаходяться тепловиділяючі елементи (ТВЕЛИ), чотири головних циркуляційних насоса 3 і два барабана-сепаратора 4, які з'єднані між собою колекторами і трубопроводами.

Витрати теплоносія через кожний технологічний канал регулюється за допомогою вентилів.

Пара з барабанів-сепараторів ($P=6,59$ МПа, $T=557$ К і вологість не більше 0,1% подається до швидкохідної турбіни 5 потужністю 500 МВт, на виході з якої вологість пари збільшується до 15%. Ця пара далі йде в сепаратор-перегрівач 6, в якому створюється відділення вологи та перегрів пари до температури 538 К при тиску 0,31 МПа. Перегріта пара йде в турбіну низького тиску 7, де вона розширюється до тиску 0,4 МПа (при вологості 7%).

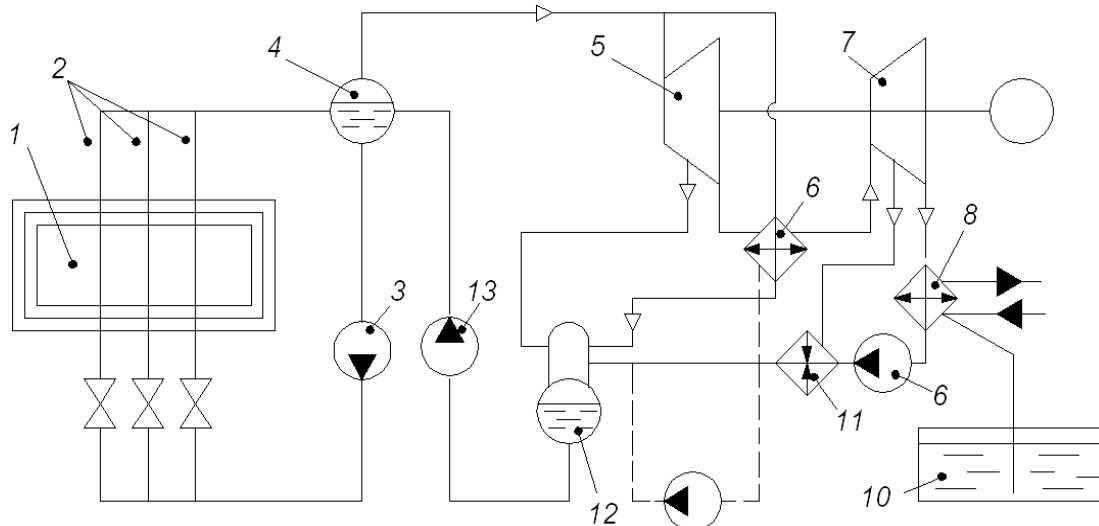


Рисунок 4. 5 – Принципова схема блока АЕС з реактором РБМК-1000:
1 – активна зона реактора; 2 – паровідвідний колектор; 3 – циркуляційний насос; 4 – сепаратор; 5 – швидкохідна турбіна; 6 – сепаратор-перегрівач;
7 – турбіна низького тиску; 8 – конденсатор; 9, 13 – насос; 11 – підігрівач; 12 – деаератор

Конденсат з конденсатора 8 насосом 9 прямує спочатку в перегрівач 11, а потім в деаератор 12 і далі насосом 13 вертається в контур циркуляції теплоносія ядерного реактора. З порожнини хімічно очищеної води 10 йде підпитка контура.

Принципова схема блока АЕС з водо-водяним реактором ВВЕР приведена на рисунку 6.7.

У корпусі реактора 1, який заповнений водою під тиском, розміщується активна зона 2. При проходженні через активну зону вода підігрівається на 20-40 К циркуляційним насосом першого контуру 3 і подається в парогенератор 4, в якому передає свою теплоту теплоносію другого контуру.

Паротурбінна установка включає турбіну високого тиску 5, сепаратор-перегрівач 6, турбіну низького тиску 7, конденсатор 8, конденсатний насос 9, підігрівач низького тиску 10, деаератор 11, насос 12.

Реактори ВВЕР потужністю 400 і 1000 МВт роблять на дві турбоустановки і мають декілька однакових систем першого контуру, одна з яких приведена на рисунку 4.6. Об'єднання витрат пари здійснюється перед турбіною високого тиску.

Принципова схема АЕС з реактором на швидких нейтронах БН-600 приведена на рисунку 6.8.

Перший контур АЕС розташований в корпусі реактора 1 і складається з активної зони 2, циркуляційного насоса 5, і теплообмінника 4. Всі елементи першого контуру розташовані під рівнем натрію 3, відділеного від кришки корпусу шаром газу. В АЕС такого типу використовують інтегральну схему, коли циркуляційний насос і теплообмінник розташовані усередині корпусу реактора. В реакторі БН-600 три однакових частини першого контуру.

Другий контур АЕС створений теплообмінником 4, циркуляційним насосом 6 і парогенератором 7.

Тиск натрію в другому контурі трохи вище, ніж у першому, що перешкоджає витіканню радіоактивного натрію з першого контуру в другий.

Теплоносієм другого контуру передає теплоту робочому тілу третього контуру, в якому циркулює вода і водяна пара. Паротурбінна установка складається з турбін високого „8” і низького „9” тиску. Використання трьох контурних схем виключає попадання води в активну зону реактора.

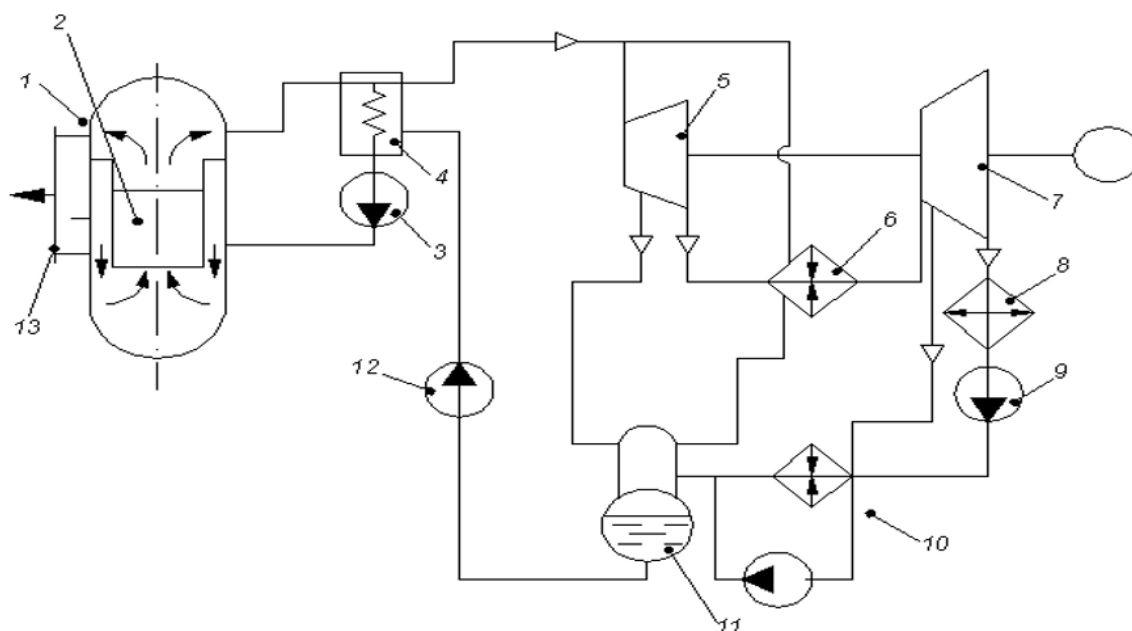


Рисунок 4. 6 – Принципова схема блока АЕС з реактором ВВЕР. 1 – корпус реактора; 2 – активна зона реактора; 3 – циркуляційний насос першого контуру; 4 – парогенератор; 5 – турбіна високого тиску; 6 – сепаратор-перегрівач; 7 – турбіна низького тиску; 8 – конденсатор; 9 – конденсатний насос; 10 – підігрівач; 11 – деаератор; 12 – живильний насос; 13 – колектор

Поряд з теплотою ядерний реактор виділяє значну кількість радіонуклідів, що приводить до інтенсивного іонізуючого випромінювання активної зони і випромінювання активної зони і всього обладнання першого контуру. Експлуатація АЕС показала, що конструкція ТВЕЛ і всього обладнання першого контуру забезпечує надійну локалізацію активності. Однак у процесі експлуатації приймаються спеціальні заходи щодо зниження радіоактивності обладнання через його дезактивацію водяними розчинами кислот та луги. Рідинні радіоактивні відходи АЕС підлягають спеціальній очистці і потім вони розвертаються у замкнутий контур станції.

Газоподібні радіоактивні відходи очищаються у спеціальних фільтрах перед виведенням їх у атмосферу перед виведенням їх у атмосферу через труби висотою більш ніж 100 м.

Тверді відходи АЕС транспортуються у спеціальних контейнерах у сховища. Після гасіння ланцюгової реакції ділення у активній зоні реактора продовжується тепловиділення за рахунок радіоактивного розпаду продуктів ділення. Тому охолодження активної зони проводиться на всіх режимах роботи реактора.

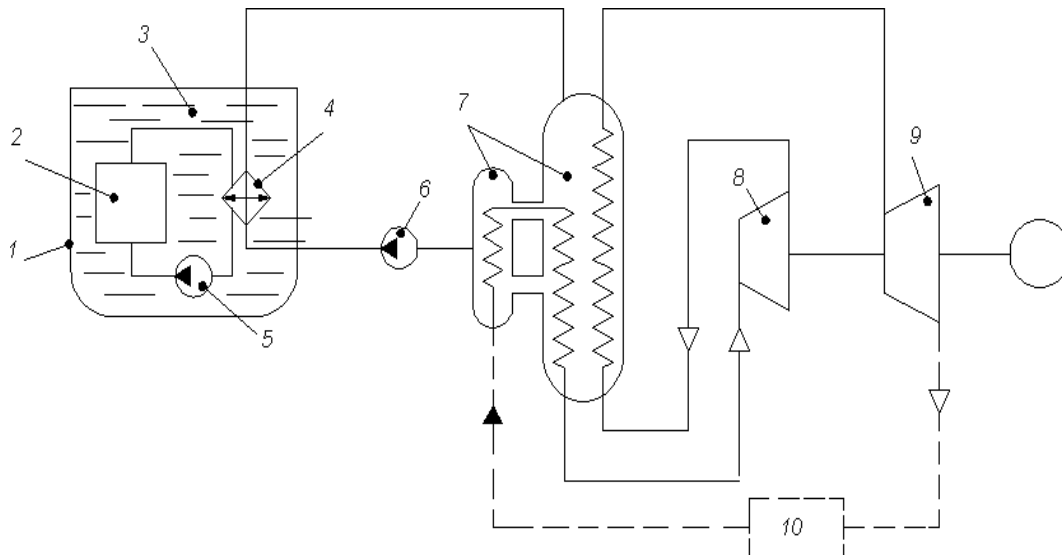


Рисунок 4. 7 – Принципова схема блока АЕС з реактором БН-600:

1 – корпус реактора; 2 – активна зона реактора; 3 – натрій;
 4 - теплообмінник; 5, 6 – циркуляційні насоси; 7 – парогенератор; 8 – турбіна високого тиску; 9 – турбіна низького тиску; 10 – конденсатно-живильний тракт

Контрольні питання

1. Які основні елементи конструкції ядерного реактора?
2. У чому полягає принцип роботи атомної електростанції?
3. Що таке ядерне паливо та які його основні види застосовуються на АЕС?
4. Як відбувається процес поділу ядер урану та виділення теплової енергії?
5. Яке призначення теплоносія та які типи теплоносіїв використовуються в АЕС?
6. Як відбувається передача теплової енергії від реактора до паротурбінної установки?
7. Які основні типи реакторів застосовуються в світовій енергетиці?
8. Які системи безпеки передбачені на атомних електростанціях?
9. Які екологічні та радіаційні ризики пов'язані з експлуатацією АЕС?
10. Які перспективи розвитку атомної енергетики у світі та в Україні на найближчі 20 років?

ПРАКТИЧНА РОБОТА №5

ТЕХНОЛОГІЯ ВИРОБНИЦТВА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА ВІТРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЯХ (ВЕУ)

Теоретична частина

Загальна характеристика вітроенергетики

Вітер – це рух повітряних мас земної атмосфери, викликаний перепадом температур в атмосфері через нерівномірне нагрівання її сонцем. Використання енергії вітру - перетворення енергії сонця в механічну. Пристрої, що в свою чергу, перетворюють енергію вітру в будь-яку іншу (механічну, теплову, електричну), називають вітроенергетичними установками (ВЕУ).

Інтерес до ВЕУ різко виріс після енергетичної кризи 1973 року, коли різко підвищилась ціна на нафтопродукти. З того часу побудовано велику частину вітроустановок з широким використанням досягнень аеродинаміки, механіки, мікроелектроніки для контролю і керування. Вітроустановки потужністю від декількох кіловатів до мегаватів виробляються в Європі, США й інших частинах світу. Велику частину з них використовують для виробництва електроенергії як у складі енергосистеми, так і автономно.

Умови впровадження вітроустановок

Одна з основних умов при проектуванні вітроустановок - забезпечення захисту від руйнування сильними випадковими поривами вітру. В середньому раз у 50 років у кожній місцевості бувають вітри зі швидкістю, яка у 5-10 разів перевищує середню. Тому вітроустановки проектують з великим запасом міцності, але максимальна проектна потужність визначається для стандартної швидкості вітру, за яку звичайно приймають 12 м/с.

ВЕУ потрібно встановлювати досить високо над місцевими перешкодами, щоб вітровий потік був сильним та однорідним з мінімальними змінами напрямку і швидкості, яка збільшується з висотою над поверхнею Землі. Найкращим місцем для розміщення ВЕУ є гладка куполоподібна, нічим не затінена, височина. Бажано, щоб в радіусі декількох сотень метрів вона була оточена полями чи водяною поверхнею. Як правило, голівки вітроустановок знаходяться на висоті від 5 до 50 м.

Для визначення швидкості U_z на цих висотах використовують апроксимаційну формулу, в яку входить значення стандартної швидкості вітру для даної місцевості U_{10} на висоті 10 м, а саме:

$$U_z = U_{10} \cdot (z/10)^b, \quad (5.1)$$

де z , m – висота,

$b = 0,14$ – параметр для відкритих місць.

Чим менше значення швидкості, тим менше розрізняється навантаження, що зазнає лопать вітроколеса в нижньому та верхньому положенні. Значення параметра b різні в різну пору року і протягом однієї доби. Тому приведеною вище формулою треба користуватися дуже обачно, особливо для висот більш 50 м.

Таблиця 5.1 – Сила вітру по шкалі Бофорта та її вплив на вітроустановки та умови роботи

Бали Бофорта	Швидкість вітру	Характеристика сили вітру	Спостережливі ефекти дії	Вплив вітру на ВЕУ	Умови для роботи ВЕУ
1	0,4-1,8	Тихий	Дим з труби ледве відхиляється, на воді з'являються брижі	-	Відсутні
2	1,8 - 3,6	Легкий	Вітер відчувається лицем, шелестять листя, на воді виразне хвилювання	-	Відсутні
3	3,6-5,8	Слабкий	Хитається листя на деревах, розгортаються легкі прапори. На окремих хвилях з'являються „баранці”	Починають обертатися лопаті тихохідних ВЕУ	Погані для всіх установок
4	5,8-8,5	Помірний	Хитаються тонкі гілки дерев, підіймається пил та клаптики паперів, на воді багато „баранців”	Починають обертатися колеса всіх ВЕУ	Гарні
5	8,5-11	Свіжий	Починають розкачуватись листвяні дерева, всі хвилі в „баранцях”	Потужність ВЕУ досягає 30% від проектної	Дуже гарні
6	11-14	Сильний	Розкачуються великі гілки дерев, гудять телефонні провoda, піняться гребні хвиль	Потужність у розрахунковому діапазоні близька до максимальної	Сприятливі для міцних малогабаритних установок
7	14-17	Міцний	Всі дерева розкачуються, з гребенів хвиль зривається піна	Максимальна потужність	Крайні допустимі
8	17-21	Дуже міцний	Ламаються гілки дерев, трудно йти проти вітру, з хвиль зриваються клаптики піни	ВЕУ починають відключатися	Недопустимі
При швидкості вітру 21—34 м/с—шторм, понад 34 м/с—ураган					

У районах зі сприятливими вітровими умовами середньорічне виробництво електроенергії вітроустановками складає 25-35% його максимального проектного значення, термін служби вітроустановок – 15-20 років, а вартість – від 1000 до 1500 доларів США за 1 кВт проектної потужності. Офіційні оцінки можливої частки вітроенергетики в енергетиці, наприклад, у Великобританії і Західній Німеччині, що не передбачають яких-небудь серйозних змін у сформованій інфраструктурі енергоспоживання, складають не менш 20 %.

Автономні вітроустановки дуже перспективні для заміни дизельних електростанцій і опалювальних установок, що працюють на нафтопродуктах, особливо у віддалених районах, і можуть бути призначені для безпосереднього виконання механічної роботи (наприклад, приводу водяного насоса) або для виробництва електроенергії. В останньому випадку вони приводять в дію електрогенератор і разом з ними називаються вітрогенераторами.

Таблиця 5.2 – Параметри вітроенергетичних установок різної проектної потужності при швидкості вітру 12 м/с

Клас ВЕУ	Розрахункова (проектна потужність), кВт	Діаметр вітроколеса, м	Період обертання, с
Малі	10 25	6,4 10	0,3 0,4
Середні	50 100 150	14 20 25	0,6 0,9 1,1
Великі	250 500 1000	32 49 64	1,4 2,1 3,1
Дуже великі	2000 3000 4000	90 110 130	3,9 4,8 5,7

Таблиця 5.3 -- Вітротехнічні показники вітроагрегатів, рекомендованих до впровадження

Зональна середньорічна швидкість вітру, м/с	Діапазон робочих швидкостей вітру ВЕУ, м/с	Розрахункова швидкість вітру, що відповідає номінальній потужності, м/с	Орієнтована частка використання ВЕУ, %
До 4,5	3-20	8	40
4,5-5,5	4-24	9	30
понад 5,5	4-24	10-12	30

Принцип дії і класифікація ВЕУ. Як уже було сказано, у вітроенергетичних установках енергія вітру перетворює в механічну енергію робочих органів.

Первинним і основним з них є вітроколесо, що безпосередньо приймає на себе енергію вітру і перетворює її в кінетичну енергію обертання.

Обертання вітроколеса під дією вітру обумовлено тим, що на будь-яке тіло, яке обтикається потоком газу, діє сила P , яку можна розкласти на дві складові: - уздовж швидкості потоку (силу лобового опору F_o), і у напрямку, перпендикулярному швидкості потоку, що набігає піднімальною силою F_n . Величини цих сил залежать від форми тіла, орієнтації його в потоці газу і швидкості. Під дією цих сил вітроколесо приводиться в обертання.

Класифікація вітроустановок

Вітроустановки класифікуються по двох основних ознаках: геометрії вітроколеса і його положенні щодо напрямку вітру. Якщо вісь обертання вітроколеса паралельна повітряному потоку, то установка називається горизонтально-осьовою, якщо перпендикулярна - вертикально-осьовою. Установки, що використовують силу лобового опору, як правило, обертаються з лінійною швидкістю, меншою швидкості вітру, а установки, що використовують підйомну силу, мають лінійну швидкість кінців лопатей, яка більше швидкості вітру.

Кожне вітроколесо характеризується:

- охоплюємою площею S , тобто площею, що покривається його лопатями при обертанні і дорівнює

$$S = \pi D^2 / 4, \quad (5.2)$$

де D - діаметр вітроколеса;

- геометричним заповненням, рівним відношенню площі проекції лопаті на площину, перпендикулярну потоку, до ометаємої площі (так, наприклад, при однакових лопатях чотирилопатне колесо має вдвічі більше заповнення, чим дволопатне),

- коефіцієнтом потужності C_p , який характеризує ефективність використання енергії вітрового потоку та залежить від конструкції вітроколеса;

- коефіцієнтом швидкохідності Z , рівним відношенню швидкості кінця лопаті до швидкості вітру.

При швидкості вітру U та щільності повітря ρ вітроколесо з охоплюємою площиною S розвиває потужність

$$P = C_p S \rho U^3 / 2, \quad (5.3)$$

яка пропорційна кубу швидкості вітру. ВЕУ з великим геометричним заповненням вітроколеса розвивають значну потужність при відносно слабкому вітрі, максимум потужності досягається при невеликих обертаннях колеса. ВЕУ

з малим заповненням досягають максимальної потужності при великих обертаннях, та потребують більш великого часу при виході на цей режим. Тому перші використовуються у водяних насосах і навіть при слабкому вітру зберігають працездатність, а другі – у якості електрогенераторів, де необхідна висока частота обертання.

Виробництво електроенергії ВЕУ. Використання вітроустановок для виробництва електроенергії є найбільш ефективним засобом утилізації енергії вітру. Вимоги до показників частоти та напруги електроенергії, яка виробляється ВЕУ, залежать від особливостей споживачів. Ці вимоги досить тверді при роботі ВЕУ у рамках єдиної енергетичної системи і доволі м'які - при використанні енергії вітроустановок в освітлювальних та нагрівних установках.

Основними елементами вітроелектрогенераторів є : вітроустановка, електрогенератор, система керування параметрами генерувальної електроенергії в залежності від змінювання сили вітру та швидкості обертання колеса. Для виключення перебоїв в електропостачанні ВЕУ потрібні акумулятори електричної енергії або необхідно запаралелення з електроенергетичним обладнанням інших типів, тому що неминучі періоди безвітря.

Одним із засобів керування електроенергією вітру є випрямлення перемінного струму ВЕУ, а потім перетворення його в перемінний струм з заданими стабілізованими параметрами.

Варіанти виконання вітроустановок

Вітряні установки мають два основних варіанта виконання: автономні та підключені до зовнішньої мережі. Автономні застосовуються тоді, коли будинок або офіс повністю відключені від зовнішньої мережі і ВЕУ генерує всю необхідну електроенергію.

Підключені до зовнішньої електромережі установки живлять потрібних споживачів та одночасно видають надлишки енергії у зовнішню мережу. Таким чином, якщо у звітний період часу, якщо спожити енергії менше, ніж виробила ВЕУ, то енергопостачальна організація теоретично повинна компенсувати цю різницю.[3]

Приведемо декілька популярних схем роботи вітрогенераторних систем із споживачем. Це всього лише деякі приклади, тому можливі і інші схеми роботи. В кожному випадку складається індивідуальний проект, який здатний вирішити поставлене перед нами завдання.



Рисунок 5. 1 - Автономне забезпечення об'єкта (з акумуляторними батареями)

Об'єкт живиться тільки від вітроенергетичної установки.



Рисунок 5. 2 - Вітрогенератор (з акумуляторами) и комутація з мережею

АВР дозволяє перемкнути живлення об'єкта за відсутності вітру і повному розряді акумуляторів на електромережу. Ця ж схема може використовуватися і навпаки – вітрогенератор як резервне джерело живлення. У цьому випадку АВР перемикає на акумуляторні батареї вітрогенератора при відсутності живлення від електромережі.

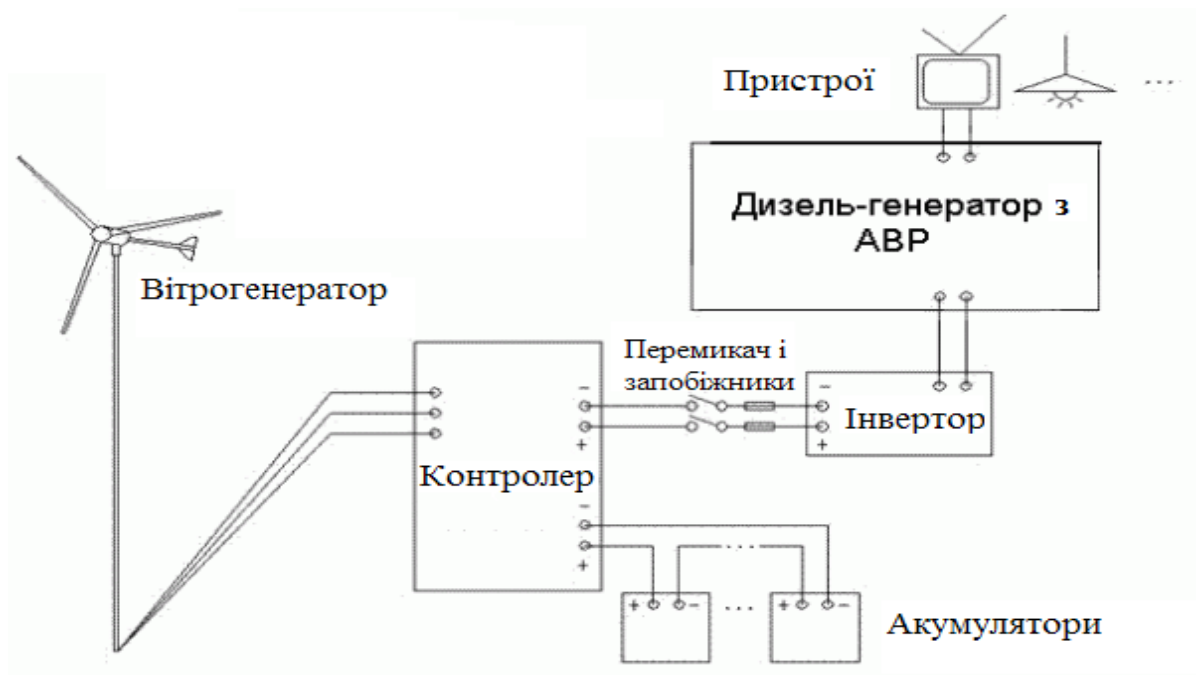


Рисунок 5.3 – Вітрогенератор (з акумуляторами) і резервний дизель-(бензо-) генератор

У разі відсутності вітру та при розряді акумуляторної батареї відбувається автоматичний запуск резервного дизель-генератора.

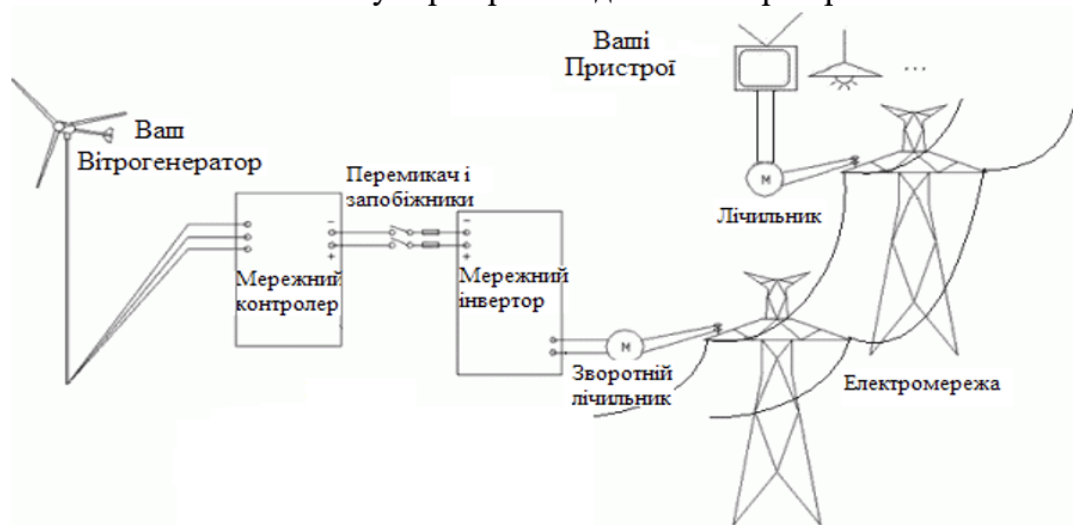


Рисунок 5.4 – Вітрогенератор (без акумуляторів) і комутація з мережею

Суспільна електромережа використовується замість акумуляторної батареї – в неї вирушає вся вироблена електроенергія і з неї споживається. Ви платите лише за різницю між виробленою і спожитою електроенергією. Така схема роботи поки-що не дозволена в Україні і в багатьох інших країнах.

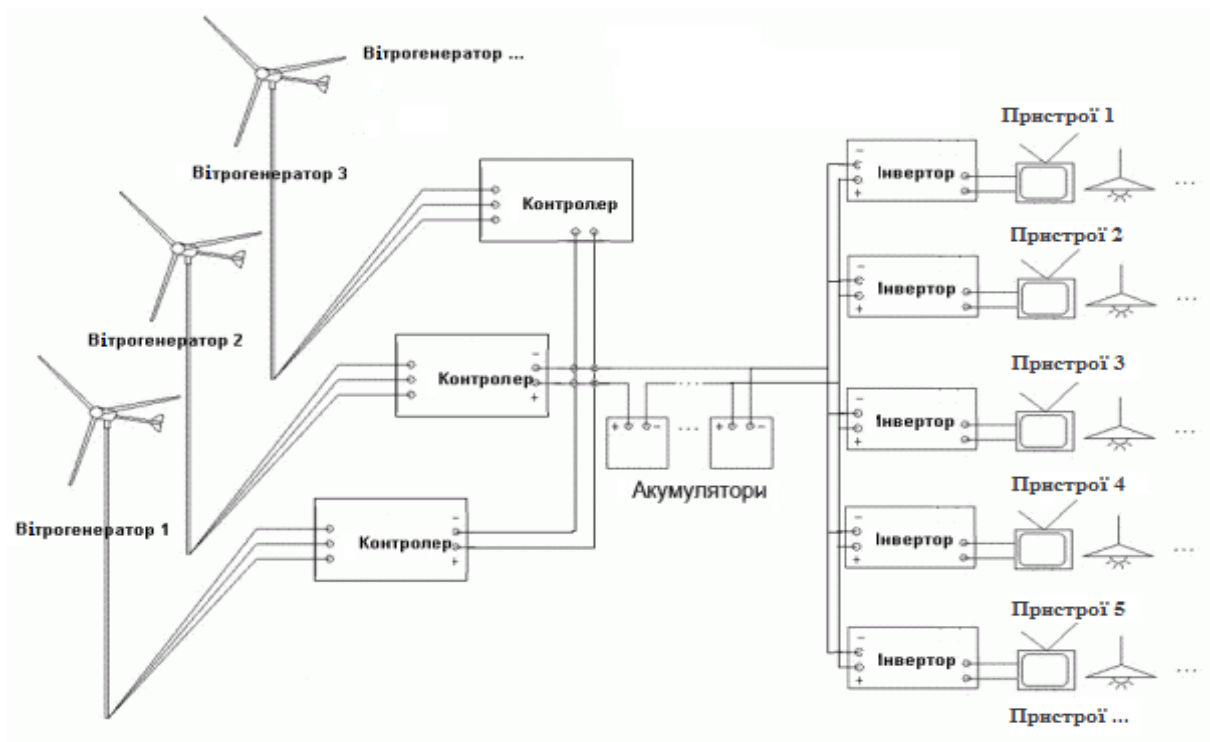


Рисунок 5.4 – Збільшення продуктивності системи

Розрахунок вітроенергетичної установки

Первинною енергією для вітроенергетичних установок на ВЕС являється кінетична енергія вітрового потоку. Вітровий потік, проходячи через площу, яка охоплюється лопатями вітроколеса, за проміжок часу Δt може бути визначена за формулою

$$E(\Delta t) = \frac{m(\Delta t) \cdot w^2}{2}, \quad (2.5)$$

де w – швидкість вітру, м/с;

$m(\Delta t)$ - маса повітря, кг, яке проходить за відповідний проміжок часу Δt через площу вітроколеса.

За одиницю часу (1 сек) маємо:

$$m = \rho \cdot w \cdot F, \quad (2.6)$$

де ρ - густина повітря

$$\rho = \frac{p}{R \cdot T} \quad (2.7)$$

де: ρ – густина повітря, кг/м³,

p – тиск (Па),

T – абсолютна температура (К),

R – газова стала для повітря ($R \approx 287$ Дж/(кг\К)).

F – площа, яка охоплюється лопатями вітроколеса:

$$F = \pi \cdot L^2, \quad (2.8)$$

де L – довжина лопаті вітроколеса.

Підставляючи (2.7) та (2.8) в (2.6) отримуємо

$$m = \frac{\rho \cdot w \cdot \pi \cdot L^2}{R \cdot T} \quad (2.9)$$

Приймаючи $\Delta t = 1\text{с}$, отримуємо потужність вітрового потоку

$$N = \frac{\rho \cdot w^3 \cdot \pi \cdot L^2}{2 \cdot R \cdot T}. \quad (2.10)$$

Електрична потужність вітроенергетичної установки з урахуванням ККД вітродвигуна $\eta_{\text{в}}$ (в межах 0,25..0,35) та еквівалентний ККД вітрогенератора та перетворювача $\eta_{\text{е}}$ (в межах 0,7..0,85) розраховується за формулою

$$P = N \cdot \eta_{\text{в}} \cdot \eta_{\text{е}}. \quad (2.11)$$

Потужність всієї вітроелектростанції, яка складається з n однотипних вітроустановок

$$P_{\text{ВЕС}} = n \cdot P. \quad (2.12)$$

Задача 1

Визначити потужність вітрової електростанції, яка складається з n однотипних вітроенергетичних установок. Довжина лопаті вітроколеса L , швидкість вітру w , ККД вітродвигуна $\eta_{\text{в}}$, електричний ККД установки (генератора та перетворювача) $\eta_{\text{е}}$, температура повітря t , атмосферний тиск p . Вихідні дані надані в табл. 2.

Таблиця 2

Варіант	n , шт	L , м	w , м/с	$\eta_{\text{в}}$, %	$\eta_{\text{е}}$, %	t , °C	p , кПа
1	13	48	14	30	70	-20	100
2	14	46	15	31	77	-18	102
3	15	44	16	32	76	-16	104
4	16	42	17	33	75	-14	106
5	17	40	18	34	74	-12	108
6	18	38	19	29	73	-10	110

7	19	36	20	30	72	-8	112
8	20	34	19	31	71	-6	114
9	21	32	18	32	72	-4	116
10	22	30	17	33	73	-2	118
11	23	28	16	34	74	0	120
12	24	26	15	29	75	2	98
13	25	24	14	30	76	4	96
14	24	22	13	31	77	6	94
15	23	20	12	32	76	8	92
16	7	60	8	33	75	10	100
17	8	57	9	34	74	12	102
18	9	55	10	30	73	14	104
19	10	53	11	31	72	16	106
20	11	51	12	32	71	18	108
21	12	50	13	33	72	20	110
22	22	18	11	34	73	22	112
23	21	16	10	29	74	24	114
24	20	14	9	30	75	26	116
25	19	12	8	31	76	28	118
Варіант	n , шт	L , м	w , м/с	η_e , %	η_e , %	t , °C	p , кПа
26	18	10	7	32	77	30	120
27	17	12	8	33	76	-10	98
28	16	14	9	34	75	-20	96
29	15	20	10	33	74	0	94
30	14	30	11	32	73	10	92

Контрольні питання:

1. Поясніть принцип роботи вітрової електростанції та основні елементи її конструкції.
2. Які типи вітрових турбін використовуються у світовій енергетиці?
3. Від чого залежить коефіцієнт корисної дії вітрової турбіни?
4. Що таке «коефіцієнт використання встановленої потужності» для ВЕС і від чого він залежить?
5. Які переваги та недоліки вітрових електростанцій порівняно з іншими відновлюваними джерелами енергії?
6. Як впливають швидкість і стабільність вітру на виробіток електроенергії ВЕС?
7. Опишіть основні вимоги до вибору місця для встановлення вітрової електростанції.
8. Які сучасні тенденції розвитку вітрової енергетики у світі та в Україні?
9. Які системи накопичення енергії застосовуються разом із ВЕС і для чого вони потрібні?
10. Які екологічні та соціальні аспекти пов'язані з використанням вітрових електростанцій?

ПРАКТИЧНА РОБОТА №6

ТЕХНОЛОГІЯ ВИРОБНИЦТВА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯХ (СЕС)

Теоретична частина

Принцип роботи сонячної електростанції

Сонячні електростанції відіграють важливу роль у сучасному світі, забезпечуючи відновлювальну енергію та зменшуючи залежність від традиційних джерел пального. Принцип роботи сонячної електростанції полягає в перетворенні сонячного світла на електричну енергію за допомогою фотогальванічних елементів. Цей процес стає дедалі зрозумілішим, коли розглядаються основні етапи, які забезпечують ефективне використання сонячної енергії.

Кожна сонячна електростанція складається з системи панелей, які вловлюють сонячне випромінювання та генерують електрику. Потім електрична енергія передається в мережу або використовується безпосередньо для живлення будинків і підприємств.

Сонячна електростанція – це установка, що використовує сонячні панелі для перетворення сонячного світла на електричну енергію. Вона складається з системи сонячних модулів, інвертора, блоку управління та системи зберігання енергії.

Ключовим елементом є сонячні панелі. Вони діють на основі фотогальванічного ефекту, генеруючи електрику від сонячного випромінювання. Інвертор трансформує постійний струм, отриманий від панелей, в змінний струм, що використовується в домогосподарствах та промисловості.

Сонячна електростанція може мати різні розміри, від невеликих побутових установок до великих комерційних проектів. Залежно від мети та ресурсів, вона може бути автономною або підключеною до електромережі.

Основні види сонячних електростанцій

Існує кілька основних видів сонячних електростанцій, кожен з яких має свої особливості. Найпоширеніші з них:

1. Сонячні електростанції на дахах. Встановлюються на дахах будівель. Вони зменшують витрати на електрику для власників.
2. Наземні сонячні електростанції. Розташовані на відкритих площах та виготовляються в основному для комерційного використання. Вони вимагають більше простору, але можуть виробляти більше енергії.

3. Гібридні системи. Поєднують сонячну енергію з іншими джерелами, такими як вітрові турбіни або дизельні генератори. Це підвищує надійність та ефективність електропостачання.

Фізичний принцип роботи сонячних електростанцій

Сонячні батареї перетворюють сонячне світло на електроенергію за допомогою ефекту фотоелектричного. Цей ефект спостерігається в кремнієвих панелях, де фотони сонячного світла бомбардують електрони в кремнії, викликаючи їх рух.

При попаданні фотонів на кремнієві атоми, енергія передається електронам, які потім звільняються. Це створює потік електронів, який можна використати для виробництва електрики. Таким чином, сонячні панелі генерують постійний струм, з якого далі отримують електроенергію.

Принцип роботи мережевої сонячної електростанції

Мережева сонячна електростанція підключена до електричної мережі, що дозволяє продавати надлишок електроенергії. Такі системи зазвичай оснащені обертовими лічильниками, які враховують електроенергію, що споживається, та вироблену.

В мережевій системі електроенергія спочатку перетворюється з постійного струму в змінний. Цей процес здійснюється за допомогою інвертора. Використання мережі забезпечує стабільність постачання електрики, особливо у безхмарні дні.

Принцип роботи автономної сонячної електростанції

Автономні сонячні електростанції не потребують підключення до електричної мережі. Вони використовують акумулятори для зберігання енергії, генерованої в сонячні дні, що дозволяє використовувати електрику вночі чи під час дощових днів.

Акумулятори в автономних системах накопичують електроенергію, перетворену з постійного струму. Це забезпечує незалежність від зовнішніх джерел енергії. Вони зазвичай застосовуються в віддалених районах або у випадках, коли мережеве постачання недоступне.

Принцип роботи гібридної сонячної електростанції

Гібридні сонячні електростанції поєднують елементи мережових і автономних систем. Вони можуть працювати як з електромережею, так і в автономному режимі, в залежності від потреби.

Ці системи часто використовують сонячні батареї, акумулятори та генератори, що робить їх гнучкими. Це дозволяє зберігати енергію, коли сонячні ресурси доступні, і використовувати її в періоди підвищеного споживання або відключень.

Розрахунок сонячної енергетичної установки

В паротурбінних сонячних енергетичних установках енергія сонячного випромінювання від дзеркал геліостатів концентрується на парогенераторі, встановленому на башті. Загальна кількість теплоти, яка надходить на парогенератор, складає

$$Q = \eta_e \cdot n \cdot F \cdot I ,$$

де η_e - коефіцієнт ефективності використання сонячного випромінювання (знаходиться в межах 0,35...0,5);

n – кількість геліостатів;

F – площа дзеркал одного геліостата, м²;

I – інтенсивність сонячного випромінювання, Вт/ м².

Теоретична потужність паротурбінної енергоустановки

$$P = Q \cdot \eta_T \cdot \eta_e$$

де η_T - термічний ККД установки;

η_e - ККД електрогенератора (знаходиться в межах (0,92..0,96).

В фотоелектричних сонячних електростанціях енергія сонячного випромінювання перетворюється в електричну за рахунок фотоефекту. Потужність фотоелектричної СЕС (ФЕС), яка складається з n однакових модулів, може бути розрахована за формулою

$$P_{\Phi E} = n \cdot F_{\Phi E} \cdot I \cdot \eta_{\Phi E} ,$$

де $F_{\Phi E}$ - площа поверхні фотоелемента, м²;

$\eta_{\Phi E}$ - ККД фотоелектричного перетворення (знаходиться в межах 0,13..0,22).

Таблиця 3

Варіант	n , шт.	F , м ²	I , Вт/м ²	η_{ϵ} , %	η_T , %
1	7000	12	450	49	28
2	7500	13	500	50	29
3	8000	14	550	51	30
4	8500	15	600	52	31
5	9000	8	650	48	32
6	9500	9	700	47	33
7	10000	10	750	49	34
8	10500	11	800	50	35
9	11000	12	850	51	36
10	11500	13	900	52	37
11	12000	14	350	48	38
Варіант	n , шт.	F , м ²	I , Вт/м ²	η_{ϵ} , %	η_T , %
12	12500	15	400	47	39
13	13000	8	450	49	40
14	8500	9	500	50	28
15	9000	10	550	51	29
16	9500	11	600	52	30
17	10000	12	650	48	31
18	10500	13	700	47	32
19	1000	8	800	49	33
20	1500	9	750	50	34
21	2000	10	700	51	35
22	2500	11	650	52	36
23	3000	12	600	48	37
24	3500	13	550	47	38
25	4000	14	500	49	39
26	4500	15	450	50	40

27	5000	8	400	51	28
28	5500	9	350	52	29
29	6000	10	300	48	30
30	6500	11	400	47	31

Контрольні питання:

1. Які основні фактори впливають на ефективність роботи сонячних станцій?
2. Які переваги та недоліки сонячних електростанцій для приватного домогосподарства?
3. Як розрахувати потенційне вироблення електроенергії сонячною станцією?
4. Як змінюється ефективність сонячної енергії для промислових підприємств у порівнянні з приватними споживачами?
5. Що таке термін окупності і як його визначити для сонячної станції?
6. Які фактори впливають на економічну ефективність сонячних станцій?
7. Як впровадження сонячних станцій впливає на екологічну ситуацію?

ПРАКТИЧНА РОБОТА №7
КОГЕНЕРАЦІЙНІ ТЕХНОЛОГІЇ ВИРОБНИЦТВА ЕНЕРГІЇ
Теоретична частина

Мала енергетика і когенерація: стан і загальні поняття

До Малої енергетики України відносять промислові ТЕЦ (ПТЕЦ) і котельні, все устаткування комунальної енергетики, районні котельні, промислові печі, побутові енергоустановки різної потужності, автономні теплоцентралі. Для них передусім характерний низький рівень економічності, надійності і безпеки, зокрема, й екологічної. Мала енергетика споживає більше 60 % усього палива ПЕК України. Об'єми споживання газоподібного, рідкого і твердого палива становлять (в умовному паливі) відповідно 49, 20 і 31 %.

В Україні нараховують більше 2,0 млн. одиниць паливоспалювальних установок, які належать до Малої енергетики. Значна їх частина (більше 1,5 млн.) – котли тепловою потужністю до 0,1 МВт. Особливу групу устаткування малої енергетики складають промислові ТЕЦ (243 одиниці загальною потужністю 3 – 100 МВт). Техніко-економічні показники більшості зазначених ПТЕЦ дуже низькі, а негативний вплив на екологію дуже значний.

В економічному й екологічному відношенні найдосконаліші теплоелектроцентралі і великі районні котельні. Однак їх використання економічно виправдане тільки за наявності великих централізованих споживачів. На сьогоднішній день існує низка питань загальної енергетики які потребують вирішення: відсутність досконалої маневреної потужності енергетики, потреба в модернізації об'єктів енергетики, потреба в нових модернізованих об'єктах енергетики. Одним з найбільш привабливих шляхів є впровадження в Малу енергетику когенераційних технологій виробництва енергії:

1. Високі витрати на енергію можуть бути зменшені в кілька разів.
2. Зменшення частки енергії в собівартості продукції дозволяє істотно збільшити конкурентоспроможність продукту. У собівартості продукції хімічної промисловості на енергію припадає близько 70%. У металургії - до 27%. Темпи зростання тарифів на енергію перевищують темпи зростання цін на продукцію більшості галузей господарства.
3. Неякісне електропостачання - це головний фактор уповільнення економічного зростання. Когенерація є практично найоптимальнішим варіантом забезпечення надійності постачання електричною енергією. Ринок у своїй оцінці перспектив бізнесу звертає пильну увагу на енергозалежність.

4. Енергозалежна економіка вимагає все більше і більше енергії для робочого розвитку. При традиційному енергозабезпеченні виникає безліч організаційних, фінансових та технічних труднощів при зростанні потужностей підприємства, оскільки часто необхідні прокладка нових ліній електропередач, будівництво нових трансформаторних підстанцій, перекладка теплотрас і т.д.

5. Вартість прокладки енергокомунікацій і підключення до мереж можуть вилитися в суму, порівнянну або переважаючу вартість проекту когенерації.

6. Когенерація дозволяє утриматися від непотрібних і економічно не ефективних витрат на засоби передачі енергії, до того ж виключаються втрати при транспортуванні енергії, так як енергогенеруюче обладнання встановлено в безпосередньої близькості від споживача.

7. З розвитком реформ і прийняттям відповідних законів виникає привабливе використання розподілених генераторів - перетворення мільйонів приватних будинків, офісних будівель та підприємств у виробників і продавців електроенергії.

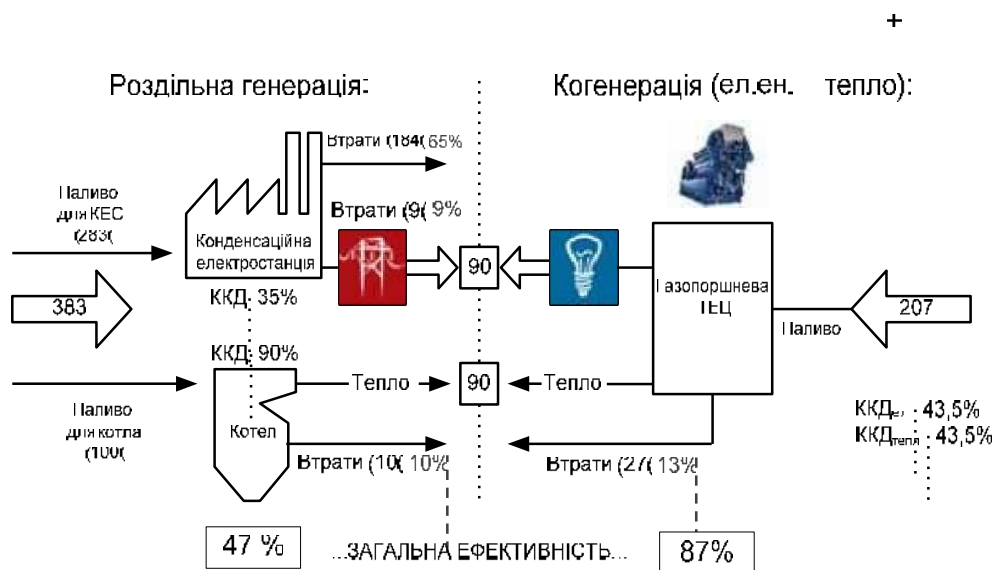


Рисунок 7.1 – Порівняння енергетичних потоків при роздільному та комбінованому (когенерація) виробленні енергії, (дані наведені в умовних одиницях палива)

Введення в Малу енергетику когенераційних технологій дозволяє вирішити цілий ряд важливих проблем.

Когенерація є термодинамічне виробництво двох або більше форм

корисної енергії. Когенерація - процес спільного вироблення електричної і теплової енергії з єдиного первинного джерела енергії.

Когенераційні установки складаються з чотирьох основних частин: первинний двигун; електрогенератор; система утилізації тепла; система контролю і управління. В залежності від існуючих вимог, роль первинного двигуна може виконувати: поршневий двигун; парова турбіна; газова турбіна.

Різновиди когенераційних установок

1. Когенераційна установка на основі поршневого двигуна

Поршневі двигуни (рис. 7.2), які використовують в енергосистемах, мають, з одного боку, однакову з турбінами ефективність в частині генерації електроенергії. З іншого боку, створення когенераційних систем на базі поршневих двигунів ускладнено розсіюванням теплової енергії, частина якої відводиться системою охолодження двигуна (двигун і масло, використовуване в системі змащення, повинні постійно охолоджуватися), а також пульсуючим характером потоку відхідних газів (з температурою на рівні 400 ° С). Кількісне співвідношення теплової та електричної енергії у поршневих двигунів становить від 0.5:1 до 1.5:1.

На практиці застосовують два типи поршневих двигунів:

1) З запалюванням від стиснення (аналог автомобільного або суднового дизеля), які можуть працювати на дизельному паливі або природному газі (з додаванням 5% дизельного палива для забезпечення займання паливної суміші). На ринку доступні моделі від одиниць кіловат до 15 мВт вихідної електричної потужності. Незважаючи на повсюдну тенденцію використовувати газ (в основному з екологічних причин), в деяких випадках (відсутність газопроводу, ціна будівництва, час роботи) економічно виправдано використовувати дизельне паливо.

2) З іскровим запалюванням (аналог автомобільного бензинового двигуна). Електрична вихідна потужність двигунів цього типу, як правило, на 15-20% нижче, ніж у дизелів (обмежується спеціально для запобігання детонації). Теплова потужність у них також нижче, ніж у дизелів. Двигуни з іскровим запалюванням можуть працювати на чистому газі (природний газ, біо і інші умовно безкоштовні гази).



Рисунок 7.2 – Когенераційна установка на базі поршневого двигуна

Найбільш часто зустрічаються установки, що використовують теплову енергію відходящих газів поршневих двигунів включають виробництво пари з тиском до 15 кг/см або гарячої води з температурою до 100 ° С, або пряме використання тепла відхідних газів в процесах сушіння. Крім газів, що відходять, можна використовувати воду з системи охолодження двигуна, але вона володіє низькою енергетичною здатністю (температура 80 ° С -90 ° С).

Підготовка місця установки поршневих двигунів повинна обов'язково включати вирішення питань, пов'язаних з вібрацією. Найбільш ефективним методом є використання платформи з пневматичною системою амортизації.

Шум від роботи двигуна представляє меншу проблему, ніж для індустріальних газових турбін, але разом з тим, низькочастотна складова шуму може створювати достатньо сильний тиск на вухо людини і може зажадати створення спеціальних захисних конструкцій.

Поршневий двигун конструктивно має більше рухомих частин за порівнянням з турбогенератором. Отже, інтервали сервісного обслуговування, пов'язаного з зупинкою і ремонтом двигуна коротше, ніж у турбін. Тим не менш, працездатність поршневих двигунів, як правило, не опускається нижче 90%. Істотне обмеження полягає в роботі на неповній потужності - поршневий двигун, як правило, не рекомендується запускати з навантаженням менше 50% на тривалий період часу.

Для боротьби з високою емісією шкідливих речовин в поршневих двигунах використовують як зовнішні каталітичні фільтри, так і конструктивні модифікації самих двигунів, спрямовані на збільшення часу горіння і ступеня

стиснення паливної суміші. Це, в свою чергу, призводить до зростання вартості самого устаткування і витрат на його супровід. Висока емісія поршневих двигунів пов'язана в першу чергу з тим, що розвиток цих технологій відбувалося в період відсутності екологічних обмежень і основна увага приділялася максимізації вихідної потужності і продуктивності.

Переваги поршневого двигуна:

- висока продуктивність;
- відносно низький рівень початкових інвестицій;
- широкий спектр моделей за вихідної потужності;
- можливість автономної роботи;
- швидкий запуск;
- гнучкість відносно до вибору палива; Недоліки поршневого двигуна:

- дороге обслуговування (обслуговуючий персонал, використання мастил і охолоджуючих рідин);

- висока емісія шкідливих речовин;
- високий рівень (низькочастотного) шуму;
- низька теплова ефективність;
- високе співвідношення ваги / вихідної потужності;
- ресурс роботи нижчий, ніж у турбін.

На рисунку 7.3 наведена одна з можливих схем когенераційної установки на базі поршневих двигунів внутрішнього згорання.

Принцип роботи наступний: холодна вода, що подається насосом 8, розділяється на два потоки, один потрапляє в електродний котел (або вихровий теплогенератор) 7, працюючий від генератора 2, а інший проходить три ступені підігріву. Спочатку вода потрапляє в теплообмінник системи охолодження масла 5, потім в теплообмінник системи охолодження двигуна 6 і в останньому щаблі нагрівається димовими газами в утилізаторі 4. У результаті виходить два теплових потоку. Один використовують для постачання гарячою водою ($t = 60-65^{\circ}\text{C}$), а другий - іде на опалення ($t = 90^{\circ}\text{C}$). Кінцева температура води регулюється навантаженням двигуна.

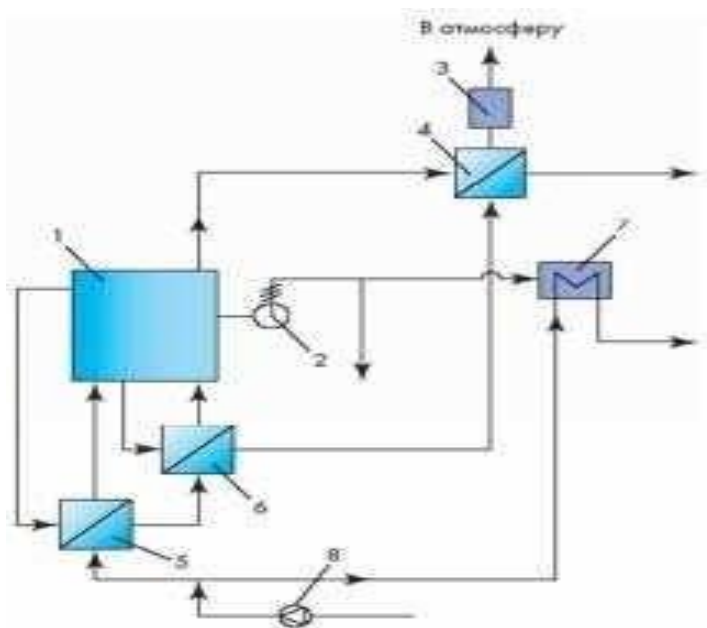


Рисунок 7.3 – Схема когенераційної установки на базі поршневих двигунів внутрішнього згоряння

Схема міні-ТЕЦ на базі двигуна внутрішнього згорання: 1 - поршневий двигун внутрішнього згорання; 2 - електрогенератор; 3 - нейтралізатор (система очищення вихлопних газів); 4 - теплоутилізатор вихлопних газів; 5 - теплообмінник системи охолодження масла; 6 - теплообмінник повітряної системи охолодження двигуна; 7 – електрокотел (або вихровий теплогенератор); 8 - водяний насос.

Найоптимальнішим з поршневих установок є газопоршневі когенераційні установки (міні-ТЕЦ).

Газопоршневі когенераційні установки приводом електричного генератора, в яких є поршневий двигун внутрішнього згорання, використовують як джерело первинної енергії газоподібне паливо.

Особливості газопоршневих когенераційних установок:

- необхідний тиск газу від 1 до 3 бар;
- робочий діапазон одиничного генератора від 50 до 100% номінальної потужності і поряд вироблених агрегатів має чіткі потужності ступеня;
- тепло знімається з системи утилізації у вигляді гарячої води до 100 градусів;
- час прийняття навантаження 2-3 хвилини;
- найвищий електричний ККД близько 40%;
- ККД і вихідна електрична потужність не залежить від температури

повітря;

- термін виготовлення генераторів від 6 місяців.



Рисунок 7.4 – Принципова схема газопоршневої когенераційної установки

Варіанти виконання газопоршневих міні-ТЕЦ:

1. Блочно-модульна (контейнерна) міні-ТЕЦ з монтована на об'єкті з транспортабельних контейнерів розміром від 9 до 13 метрів.



Рисунок 7.5– Блочно-модульна (контейнерна) міні-ТЕЦ

Переваги:

- більш короткі терміни впровадження проекту в цілому;
- можливість монтажу когенераційної установки у віддаленій

місцевості;

- висока ліквідність міні-ТЕЦ для лізингових схем фінансування;
- можливість перенесення та вторинного використання міні-ТЕЦ.

Недоліки:

- обмеження за потужністю одного модуля - 1 МВт щодо електричної потужності;

- обмежені умови обслуговування агрегатів.

2. Міні-ТЕЦ в стаціонарних будівельних конструкціях. Переваги:

- свобода конфігурації міні-ТЕЦ;
- багато місця для обслуговування обладнання;
- можливість застосувати будь-які матеріали і технології

шумоглушіння.

Недоліки:

- необхідне велике землевідведення;
- потрібні потужні системи вентиляції та обдування;
- більш тривалий термін впровадження проекту, оскільки монтажникам необхідно чекати будівельну готовність будівлі;

- неможливість проведення робіт в умовах віддаленої місцевості;
- низька ліквідність стаціонарної міні-ТЕЦ як предмета лізингу [1].

Когенераційна установка на базі парових турбін

Парові турбіни використовують в якості основних двигунів промислових когенераційних систем протягом багатьох років. Пара, що утворюється в паровому котлі, розширюється і під високим тиском проходить через лопатки турбіни. Турбіна обертається і виробляє механічну енергію, використану генератором для виробництва електрики.

Електрична потужність системи залежить від того, наскільки великий перепад тиску пари на вході і виході турбіни. ККД парової турбіни в частині генерації електроенергії найнижчий з усіх розглянутих технологій (від 7 до 20%), але в складі когенераційних систем сумарна ефективність може досягати 80% в розрахунку на умовну одиницю витраченого палива (затеплотворною здатністю). З цього випливає, що парові турбіни знаходять застосування в місцях, де потреба в тепловій енергії набагато вище, ніж в електричній. Пропоновані на ринку системи, як правило, розраховані на виробництво від 500 кВт і більше електроенергії.

Для ефективної роботи пар в турбіну повинен подаватися під високими

тиском і температурою. Перевагою технології є можливість використання в котлі найширшого спектру палив, включаючи тверді. Проте використання важких нафтових фракцій і твердого палива знижує екологічні показники системи, які визначаються складом, то відходять з котла продуктів горіння.

Парові турбіни бувають двох типів:

1 З протитиском (коли тиск пари на виході турбіни вище атмосферного);

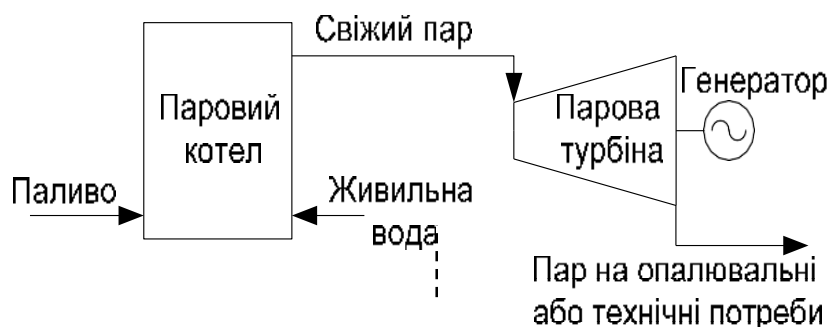


Рисунок 7.6 - Технологічна схема парової турбіни з протитиском

2 Конденсаційні (коли тиск пари на виході турбіни нижче атмосферного). Використання додаткового (зовнішнього відносно до турбіни) конденсора в останніх дозволяє збільшити електричну ефективність, але створює великі складнощі у використанні низько потенційної теплоти.

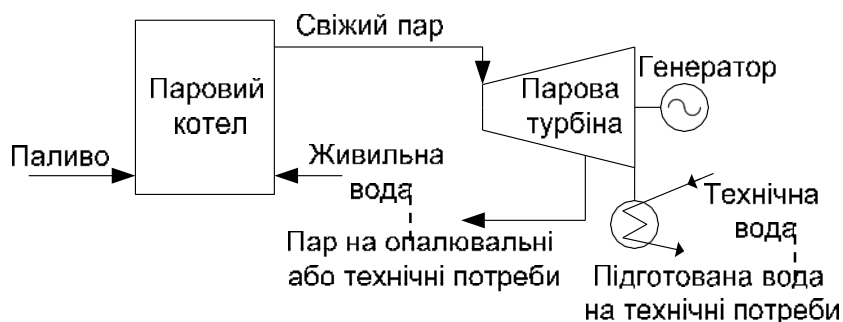


Рисунок 7.7 – Технологічна схема конденсатної парової турбіни

Найбільш перспективними для установки ПТУ є існуючі котельні середньої і великої продуктивності, оснащені паровими котлами (або пароводо-нагрівні котельні), з навантаженнями опалення та ГВП. Впровадження когенерації на такій котельній не зажадає збільшення кількості котлів або їх реконструкції.

У результаті установка електрогенеруючих потужностей на базі ПТУ має міні-формальні питомі капітальні витрати (грн / кВт), в порівнянні з іншими

варіантами. Виробництво електроенергії буде пов'язано з незначними витратами палива. Основним недоліком ПТУ є менша питома вироблення електроенергії на тепловому споживанні (кВт год / Гкал), однак виробленої енергії у разі потреби досить для повного покриття власних потреб котельні і деякого експорту електроенергії [1-8].

Когенераційна установка з використанням газових турбін

Завдяки повсюдному переходу в 90-ті роки на використання природного газу як основного палива для електроенергетики, газові турбіни зайняли істотний сегмент ринку. Незважаючи на те, що максимальна ефективність устаткування досягається на потужностях від 5 мВт і вище (до 250 мВт), деякі виробники випускають моделі в діапазоні 1-5 мВт.

Принцип роботи газових турбін полягає в такому разі: газ, який нагнітається в камеру згоряння компресором, змішується з повітрям, формуючи паливну суміш, і підпалюється. Утворені продукти горіння з високою температурою, проходячи через кілька рядів лопаток, встановлених на валу турбіни, призводять до обертання турбіни. Механічна енергія вала передається через (знижуючий) редуктор електричного генератора. Теплова енергія виходить з турбіни газів і надходить до теплоутилізаторів. Замість виробництва електрики, механічна енергія турбіни може використовуватися для роботи насосів, компресорів і т.п. Найбільш традиційним видом палива для газових турбін є природний газ, хоча це не виключає можливості використання інших видів газоутворюючого палива. При цьому газові турбіни пред'являють підвищені вимоги до якості його підготовки (механічні включення, вологість).

Температура вихідних із турбіни газів становить 450 ° С - 550 ° С. Кількісне співвідношення теплової енергії до електричної біля газових турбін становить від 1.5:1 до 2.5:1, що дозволяє будувати когенераційні системи, що розрізняються за типом теплоносія:

- безпосереднє (пряме) використання відхідних гарячих газів;
- виробництво пари низького або середнього тиску (8-18 кг/см²) у зовнішньому котлі;
- виробництво гарячої води;
- виробництво пари високого тиску (турбіни комбінованого циклу, опис яких наведено нижче).

ККД газової турбіни складає 25% - 35% залежно від параметрів роботи конкретної моделі турбіни і характеристик палива. У складі когенераційних

систем ефективність зростає до 90% в розрахунку на умовну одиницю витраченого палива.

Робота турбіни супроводжується високим рівнем шуму, тому для їх установки використовують індустріального типу будівлі (в тому числі контейнерного типу), які також забезпечують вологозахищеність обладнання [7].

Переваги газової турбіни:

- надійність;
- відсутність водяної системи охолодження;
- «високоенергетичний» вихід теплової енергії [6].

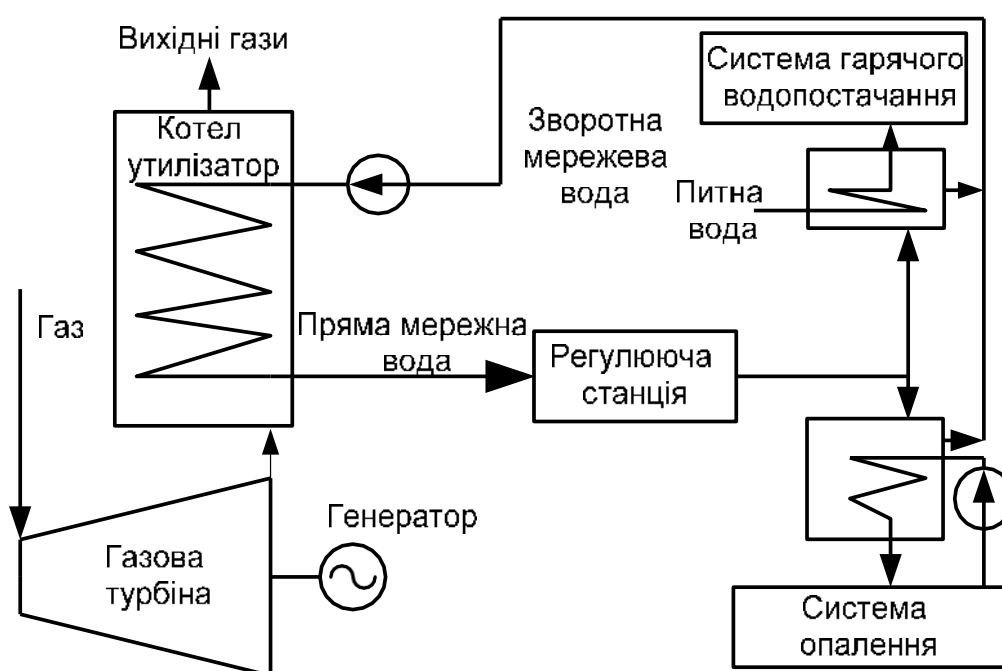


Рисунок 7.8 – Технологічна схема газової турбіни

Електрогенератор. Генератори призначені для перетворення механічної енергії обертового вала двигуна в електроенергію (рис. 7.9). Генератори можуть бути синхронними або асинхронними. Синхронний генератор може працювати в автономному режимі або паралельно з мережею. Синхронний генератор може працювати тільки паралельно з мережею. Якщо стався обрив або інші неполадки в мережі, асинхронний генератор припиняє свою роботу. Тому для забезпечення гнучкості застосування розподілених когенераційних енергосистем частіше використовують синхронні генератори. [6]



Рисунок 7.9 – Конструкція генератора

Система утилізації тепла. Теплоутилізатор (рис. 7.10) є основним компонентом будь-якої когенераційної системи. Принцип його роботи заснований на використанні енергії відхідних гарячих газів двигуна електрогенератора (турбіни або поршневого двигуна).

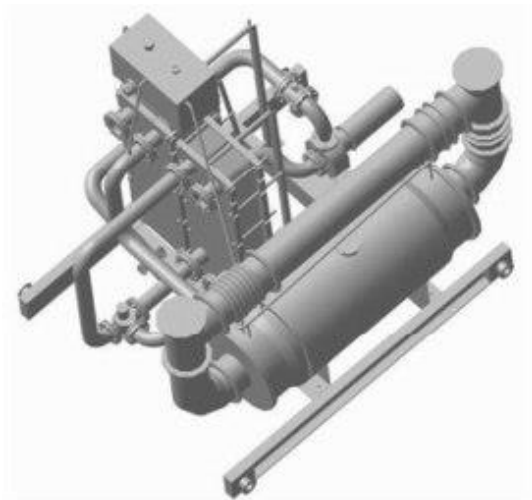


Рисунок 7.10 – Загальний вигляд блоку утилізації теплоти

Найпростіша схема роботи теплоутилізаторів полягає в наступному: відходять гази і проходять через теплообмінник, де виробляється перенесення теплової енергії в рідинному теплоносії (вода, гліколь). Після цього охолоджені гази, що відходять викидаються в атмосферу, при цьому їх хімічний і кількісний склад не міняється. Крім того, в атмосферу йде і істотна частина невикористаної теплової енергії. Тому існує кілька причин: для ефективного теплообміну температура відхідних газів повинна бути вище температури теплоносія (не менше ніж на 30 °C); відходні гази не можуть охолоджуватися до температур, при яких починається створення водяного конденсату в димоходах, що перешкоджає нормальному виходу газів в атмосферу; відходні гази не повинні

охладжуватися до температур, при яких починається створення кислотного конденсату, що призводить до корозії матеріалів (особливо це справедливо для палива з підвищеним вмістом сірководню); Витяг додаткової енергії (прихованої теплоти водяної пари, що містяться у вихлопних газах) можливо тільки шляхом зниження температури відхідних газів дорівнює нижче 100°C , коли водяні пари переходять в рідку форму. Але при цьому необхідно не забувати про три інші обмеження, зазначених вище.

Для підвищення продуктивності теплової частини когенераційної системи утилізатор може доповнюватися економайзером-теплообмінником, що забезпечує попередньо підігрів теплоносія відхідними з теплоутилізаторів газами до його подачі в основний теплообмінник, де нагрів теплоносія забезпечується вже теплом відходних газів двигуна. Позитивним моментом, пов'язаним з використанням економайзера, є додаткове зниження температури відхідних з теплоутилізаторів в атмосферу газів до рівня 120°C і нижче [6].

Порівняння когенераційних установок

Газопоршневі установки більш ефективні в порівнянні з газотурбінними та дизельними установками. На це є ряд причин: По-перше, високий електричний ККД, найвищий електричний ККД - до 30% - у газової турбіни, і більше 40% у газопоршневого двигуна досягається при роботі під 100%-ним навантаженням (рис. 7.12). При зниженні навантаження до 50% електричний ККД газової турбіни знижується майже в 3 рази. Для газопоршневого двигуна така ж зміна режиму навантаження практично не впливає ні на загальний, ні на електричний ККД.

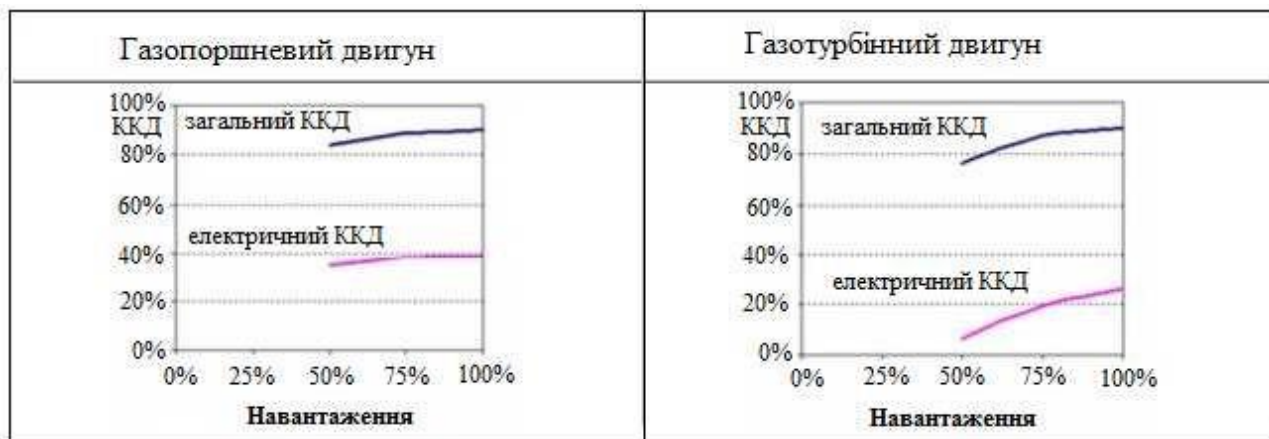


Рисунок 7.11 - Графіки залежності ККД від навантаження

Графіки наочно показують - газові двигуни мають високий електричний ККД, який практично не змінюється в діапазоні навантаження 50 - 100%. По-друге, умови розміщення. Номінальний вихід потужності як газопоршневого двигуна, так і газової турбіни залежить від висоти майданчика над рівнем моря і температури навколишнього повітря. На графіку (рис. 7.13) видно, що при підвищенні температури від -30°C до $+30^{\circ}\text{C}$ електричний ККД у газової турбіни падає на 15-20%. При температурах вище $+30^{\circ}\text{C}$, ККД газової турбіни ще нижче. На відміну від газової турбіни газопоршневий двигун має більш високий і постійний електричний ККД у всьому інтервалі температур і постійний ККД, аж до $+25^{\circ}\text{C}$.

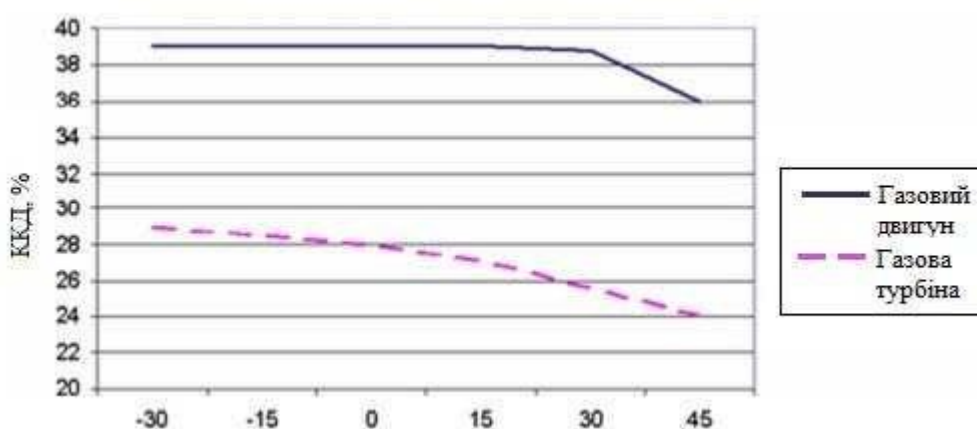


Рисунок 7.12 – Графік залежності електричного ККД газової турбіни від температури навколишнього повітря

По-третє, умови роботи. Кількість пусків: газопоршневий двигун може запускатися і зупинятися необмежене число разів, що не впливає на загальний моторесурс двигуна. 100 пусків газової турбіни зменшують її ресурс на 500 годин. Час запуску: час до прийняття навантаження після старту складає у газової турбіни 15-17 хвилин, у газопоршневого двигуна - 2-3 хвилини.

По-четверте, проектний термін служби, інтервали техобслуговування. Ресурс до капітального ремонту складає біля газової турбіни 20 000 - 30 000 робочих годин, у газопоршневого двигуна цей показник дорівнює 60 000 робочих годин (табл. 7.1). Вартість капітального ремонту газової турбіни з урахуванням витрат на запчастини та матеріали значно вище [9].

По-п'яте, відносно низькі капіталовкладення як показують розрахунки, питоме капіталовкладення у виробництво електричної і теплової енергії газопоршневими двигунами нижче. Ця перевага газопоршневих двигунів

незаперечно для потужностей до 30 МВт. ТЕЦ потужністю 10 МВт на основі газопоршневих двигунів вимагає вкладень близько 7,5 мільйонів \$, при використанні газової турбіни витрати зростають до 9,5 мільйонів \$ (рис. 7.13).

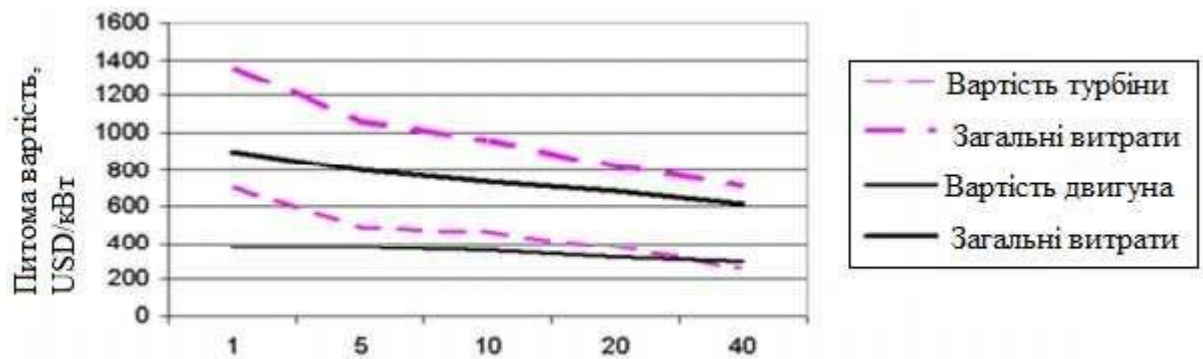


Рисунок 7.13 – Обсяги капітальних вкладень в ТЕЦ з різними силовими агрегатами

Переваги перед дизельними двигунами. Основна перевага газопоршневих двигунів перед дизельними - більш дешевше паливо. Значна різниця в ціні відображена в діаграмах на рисунку 13.14. Навіть при використанні в якості резервного палива газової суміші пропан-бутан, вартість одиниці електричної енергії, виробленої на газопоршневій установці, в 1,3 рази менше, ніж на дизельній.

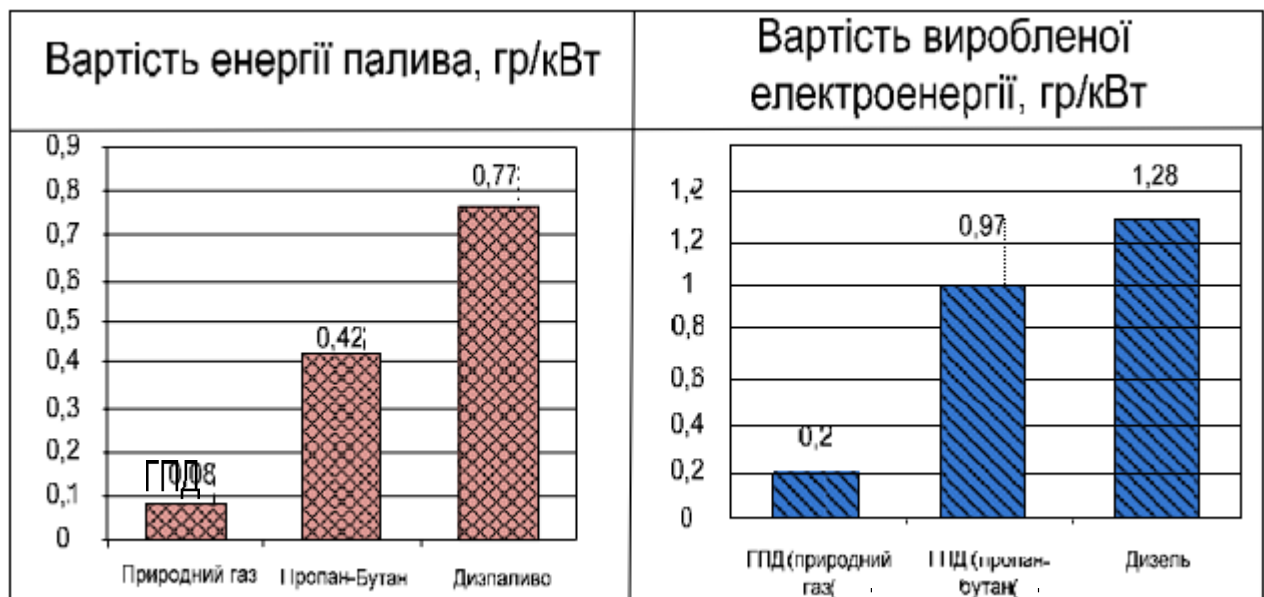


Рисунок 7.14 – Порівняння витрат на паливо

Інша важлива перевага перед дизельними установками - екологічна безпека, наприклад, рівень викидів NOx в 3 рази менше (рис. 7.15).

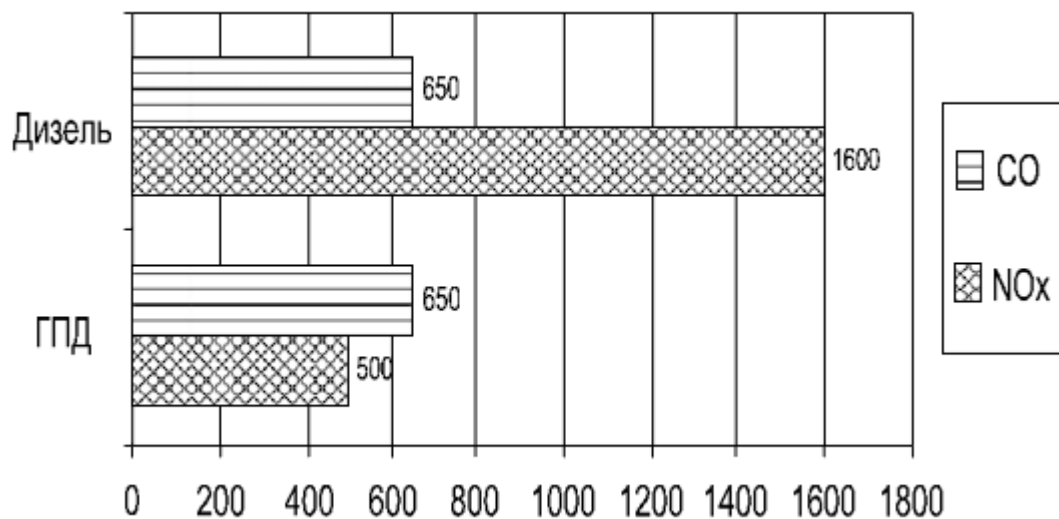


Рисунок 7.15 – Рівень шкідливих викидів

Таблиця 7.1 – Аналіз роботи різних двигунів [6]

Двигун	Паливо	Діапазон потужностей (МВт)	Відношення тепла електроенергії	ККД ел.	ККД заг.
Парова турбіна	Будь-яке	1-1000	3:1- 8:1+	10-20%	до 80%
Газова турбіна	Газ,біо-газ, дизельне пальне	0,25-300	1,5:1-5:1	25-42%	65-87%
Поршневий двигун з запалюванням від стиснення	Газ,біо-газ,дизельне пальне	0,2-20	0,5:1-3:1	35-45%	65-90%
Поршневий двигун з запалюванням від іскри	Газ,біо-газ,керосин	0,003-6	1:1-3:1	35-43%	70-90%

З рисунку 7.16 видно, що двигуни внутрішнього згорання порівняно з газовими та паровими турбінами при незначній вартості устаткування володіють значним потенціалом з виробництва теплової та електричної енергії, оскільки коефіцієнт корисної дії сягає до 90%, діапазон потужностей коливається від 0,003 до 6(МВт), відношення тепла до електроенергії 1:1-3:1.

Електрична потужність газової та парової турбіни досягає найвищої позначки в той час, як ККД газової турбіни трохи більший, ніж у парової. Діапазон потужності газової турбіни 0,25-300(МВт), тепло : електроенергія 1,5:1-

5:1. Парова турбіна 1-1000(МВт), тепло : електроенергія 3:1-8:1 і вище.

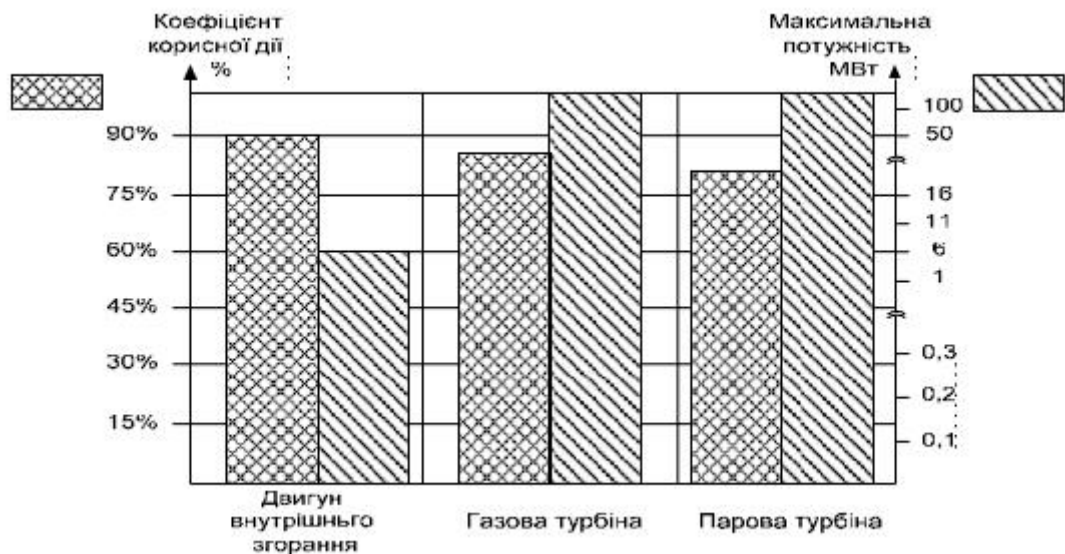


Рисунок 7.16 – Порівняльний графік коефіцієнта корисної дії та електричної потужності (МВт) когенераційної машини залежно від типу двигуна

Екологічні вигоди когенерації

1. Виробництво енергії – це головне джерело забруднення. Когенерація, використовуючи первинне паливо в два-три рази ефективніше традиційної енергетики, знижує викиди забруднюючих речовин (оксиду азоту, двоокису сірки і летких органічних сполук) в 2-3 рази, залежно від конкретного випадку.

2. Звалища великих міст і очисні споруди міської каналізації при утилізації метану в малих і середніх системах когенерації дадуть не тільки додаткову електроенергію місту, але і приблизно в 20 разів зменшать забруднення атмосфери в порівнянні з його спалюванням.

3. Зняття багатьох екологічних обмежень на будівництво об'єкта.

Уявімо ситуацію, що потрібно побудувати будинок відпочинку в місці, де краса високих гір поєднується з захоплюючим видом субтропічного лісу. Цей об'єкт потрібно забезпечити теплом і електроенергією. Можна розглянути два варіанти:

1. Енергопостачання від місцевої монополії. Для цього потрібно тягнути електричні та теплові мережі великого діаметра, але цей захід знищить всю привабливість місця, загубивши краєвид.

2. Енергопостачання від власних джерел. Цей варіант цілком здійснюється, але потрібно виконання ряду умов: по-перше, місцева міні-ТЕЦ не

повинна псувати краєвид (височенною димовою трубою, зокрема); по-друге, вихлоп міні-ТЕЦ повинен бути дуже чистим, а шум мінімальним. Проектні рішення і відповідна комплектація обладнання цілком спроможні вирішити ці проблеми [3,7].

Переваги когенераційних установок (станцій) перед звичайними електростанціями - це більш ефективне використання палива, в данному разі природного газу. Два типи енергії: електрична у вигляді змінного трьохфазного струму з частотою 50 Гц, тепла у вигляді гарячої води або пари. Коефіцієнт корисного використання палива (природного газу) в когенераційних установках може досягати залежно від конструкції основного і допоміжного обладнання – 92%. Іншими словами, енергія, яка в звичайних електростанціях викидається в атмосферу через радіатор охолодження двигуна і з вихлопними газами, в когенераційних установках утилізується і направляється на потреби споживача. Використання принципу когенерації дозволяє споживачеві стати незалежним від перебоїв у постачанні електроенергією або її нестачі при одночасному автономному теплозабезпеченні. З урахуванням постійної тенденції щорічного зростання вартості електричної енергії, застосування когенератора дає значний економічний ефект - зниження витрат на тепло і електроенергію до 2,8 рази.

Контрольні питання

1. Сформулювати передумови впровадження в енергетику когенераційних установок.
2. Назвати основні частини складу когенераційних установок.
3. Порівняти залежно від типу двигуна коефіцієнт корисної дії та електричної потужності (МВт) когенераційної машини.
4. Вплив когенераційних установок на екологію.
5. Зробити порівняльний аналіз екологічного впливу традиційної енергетики та малої енергетики на екологію?
6. У чому полягає принцип перетворення сонячного випромінювання в електричну енергію?
7. Які основні типи сонячних електростанцій існують?
8. Що таке фотогальванічний ефект і яка його роль у роботі СЕС?
9. Які матеріали найчастіше використовуються для виготовлення сонячних елементів?
10. Як влаштована сонячна панель та з яких основних компонентів вона

складається?

11. Яке призначення інвертора у складі сонячної електростанції?
12. Які фактори впливають на ефективність роботи сонячних електростанцій?
13. Які особливості експлуатації та обслуговування сонячних електростанцій?
14. Які переваги та недоліки використання сонячної енергії порівняно з традиційними джерелами?
15. Які перспективи розвитку сонячної енергетики в Україні та світі?

ПРАКТИЧНА РОБОТА №8

АКУМУЛЮВАННЯ ЕНЕРГІЇ З ПОНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ

Теоретична частина

Режими використання відновлювальних джерел енергії

Найбільш важливим питанням, яке слід вирішити для широкого використання поновлюваних джерел енергії (ПДЕ), є питання ефективного перерозподілу одержуваної від поновлюваних джерел енергії в часі. Як відомо прихід енергії ПДЕ є досить нерівномірним і залежить від багатьох факторів. Одночасно і процес споживання або графік навантаження також нерівномірний залежно від ритму життя людини, характеру споживання і т.д.

Для узгодження цих процесів можливе використання наступних режимів роботи установок з ПДЕ:

- робота в енергосистемі паралельно з мережею в режимі максимуму вироблення;
- недовикористання поновлюваних джерел енергії шляхом дисипації зайвої енергії;
- підстроювання процесу споживання під процес виробництва;
- комбіноване використання декількох джерел поновлюваної енергії, що забезпечують необхідний режим споживання;
- накопичення надлишків енергії в періоди максимуму приходу ПДЕ і віддача в періоди мінімумів, тобто акумулювання.

Перший режим роботи реалізовано на цей час, наприклад, для вітродизельних електростанцій, а також на великих мережевих сонячних і вітрових електростанціях. Цей режим не вимагає спеціальних пристроїв акумулювання, так як всі процеси узгодження навантажень забезпечують інші електростанції.

Інші режими роботи більше характерні для невеликих і ізольованих енергосистем, коли процеси регулювання потужності повинні здійснювати самі установки на ПДЕ або системи інтегровані з ними.

Режим недовикористання енергії може виявитися найбільш простим, але він, по-перше, вимагає значного перевищення встановленої потужності установки над необхідної навантаженням і, по-друге, було б марнотратно остаточно втрачати вже вироблену енергію. Прикладом такого режиму може служити установка з баластним опором.

Режим підстроювання споживання енергії під виробництво знижує комфортність проживання людини, змушує секціонувати навантаження,

перебувати в режимі очікування відключення.

Способи акумулювання поновлюваних джерел енергії

Аналізуючи способи перетворення енергії поновлюваних джерел, слід зазначити, що проблема акумулювання є однією з ключових. В цей час існує досить багато систем акумулювання, що передбачають зберігання енергії у вигляді теплової, механічної, хімічної або електричної енергії. Основні види акумулюючих систем (АС), які можуть бути використані для акумуляції енергії з поновлюваних джерел зазначені в таблиці 8.1.

Таблиця 8.1– Основні види акумулюючих систем

Типи акумулюючої енергії	Види акумулюючої системи
Електрична	Смнісні і електромагнітні накопичувачі
Електрохімічна	Електрохімічні батареї і регенеративні паливні елементи
Хімічна	Смності і абсорбуючі системи для водню і біомаси
Механічна (динамічна)	Інерційні (маховичні), гідравлічні і пневматичні системи
Теплова	Смнісні і фазоперехідні системи

Смнісні і магнітні накопичувачі

Надпровідні індукційні накопичувачі (НПН). При підключенні котушки індуктивності L до джерела напруги U протікає струм I і створює магнітне поле, що має енергію

$$E = 1/2 \cdot L \cdot I^2 \quad (8.1)$$

де: L -індуктивність, Гн,

I - сила струму, А

У звичайних умовах із-за опору контуру ця енергія швидко розсіюється, перетворюючись в тепло. (НПН) використовують явище надпровідності, накопичуючи енергію магнітного поля, створеного струмом, що циркулює у надпровідній котушці, практично без втрат. Завдяки явищу надпровідності, енергія, яка заряджена в котушці, зберігається тривалий час і може практично миттєво бути видана в мережу за вимогою.

Для НПН характерний широкий діапазон зміни вихідних струмів і напруг: струми в інтервалі 10^3 - 10^7 А, напруги в інтервалі десятки вольт - одиниці мегавольт, і відповідно, потужності до 10^{12} Вт, енергії до 10^9 Дж. Питомі енергетичні характеристики досить високі і можуть досягати значень 100 кДж/кг.

Основними компонентами НППН є: Котушка індуктивності з надпровідною обмоткою грає роль акумулятора електричної енергії. Для виготовлення обмотки застосовують спеціальні сплави. Інтерметалеві з'єднання Nb₂, Sn, TiNb, є надпровідники другого роду. Ці сполуки мають високий рівень критичної індукції магнітного поля і з ним можна пропускати значні струми в надпровідному стані.

Кріостат це спеціальний термос для зберігання холодних рідин ізолюючої обмотки, що знаходиться всередині нього котушки від припливу тепла ззовні.

Рефрижератор – призначений для підтримки котушки обмотки в надпровідному стані при температурі рідкого гелію (< 4.2°K) Споживання енергії на охолодження становить близько 0,1% у час, що особливо не позначається на ефективності всієї системи.

Керований вентиляційний перетворювач призначений для зв'язку з енергосистемою, працює в режимі як випрямляча, так і інвертора. Втрати на трансформацію струму 2-3% в кожному напрямку. Важливою в практичному відношенні особливістю (НППН) є можливість його живлення від джерела з малою електричною потужністю системи забезпечує її високу надійність.

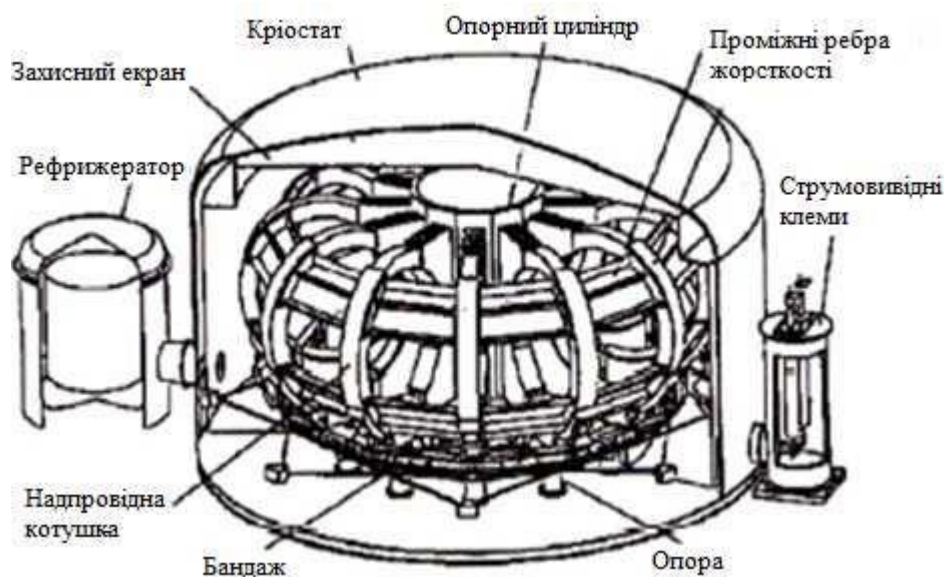


Рисунок 8.1 – Конструкція НППН

Основним обмеженням яке перешкоджає отриманню високої щільності енергії, є механічна міцність надпровідної котушки. Оскільки магнітні поля і струми тут величезні, то зусилля, діючи на котушку, дуже великі. Сплави ж застосовувані для створення надпровідників крихкі.

Широкому впровадженню в енергетику існуючих проектів перешкоджає

дуже висока вартість, що обумовлена необхідністю численного допоміжного устаткування, масивних опорних конструкцій, дорогих матеріалів і складним процесом виробництва.

За високих капіталовкладень НППН в цей час економічно вигідно застосовувати тільки малопотужні системи (100 - 1000 кВт), що забезпечують високу стабільність і якість електроенергії відповідальних споживачів (наприклад, заводу з виробництва мікропроцесорів). Час циклу акумулювання таких систем складає всього кілька секунд.

Суперконденсатори

Енергія, що накопичується в електричному полі конденсатора ємністю C , визначається за формулою:

$$E = 1/2 \cdot C \cdot U^2, \quad (8.2)$$

де: U - підведена напруга.

До числа найважливіших досягнень електрохімічної технології відноситься створення суперконденсаторів (СК), які являють собою конденсатори з подвійним електричним шаром. Вони відрізняються від звичайних конденсаторів тим, що для просторового розподілу різнойменних зарядів, що створюють робоче електричне поле, використовують не макроскопічний діелектричний шар між провідними обкладками, а мікроскопічний поляризований шар на кордоні поверхні розділу двох середовищ. Дослідженнями встановлено, що максимальна щільність енергії може бути досягнута, якщо здійснюється контакт напівпровідника або металу з діелектричною (електронно-ізолюючою) молекулярною рідиною, яка містить парні рухливі іони.

До теперішнього часу досліджено системи СК з питомою енергією до 10-25 кДж/кг, що приблизно в 100 разів перевищує питому енергію відомих конденсаторів. У технологічно освоєних зразках накопичувачів енергії, випробуваних в різних режимах розряду з тривалістю імпульсу до 0,1 - 100 с, досягнуті значення питомої енергії 1-10 кДж/кг. Питома середня потужність СК становить залежно від тривалості розряду величину 0,1 - 10 кВт/кг, що істотно перевищує питому потужність традиційних накопичувачів енергії (в тому числі і акумуляторів). Кількість допустимих циклів "розряд-заряд" для СК різних типів становить від 10^4 до 10^5 .

Принцип роботи полягає в наступному: на межі розділу фаз (провідник першого роду - електроліт) створюється подвійний електрохімічний шар, в

якому електроліт має один знак заряду, а тверде тіло - інший. Смність подвійного шару лежить в межах 0,1-1,0 мФ/м².

Інерційні (маховичні) накопичувачі енергії

Під інерційним (маховичними) накопичувачем енергії розуміється пристрій що накопичує енергію у обертальній масі. Інерційний накопичувач складається з:

а) тіла обертання, що володіє значним моментом інерції - маховика; б) системи підведення та відведення енергії - трансмісії.

Розгін маховика відбувається за допомогою підключення до джерела енергії, після відключення від якого накопичена енергія зберігається тривалий час і при необхідності використовується. Інерційний накопичувач схематично можна представити як систему «двигун - маховик - генератор».

Запасену маховиком кінетичну енергію визначають за формулою:

$$E_k = 1/2 \cdot I \cdot \omega^2 \quad (8.3)$$

де ω - кутова швидкість,

I - момент інерції маховика щодо осі обертання.

Кількість енергії, яка може бути безпечно збережена залежить від допустимих механічних напруг у матеріалі ротора.

$$O_t = p r^2 \omega^2 \quad (8.4)$$

де O_t – розтягуюча напруга обода циліндра (маховика),

p – щільність матеріалу циліндра (маховика),

r – радіус циліндра (маховика).

Таким чином, чим вище допустима частота обертання маховика і менше щільність матеріалу, тим більшу енергоємність він буде мати. Маховики, які володіють найбільшою питомою енергоємністю називають - супермаховиками, завдяки застосуванню вуглецевих композитів такі маховики мають допустиму частоту обертання від 20 до 100 тис.об/хв.

Пневмо-повітряне акумулювання (ПВА)

Пневматичний спосіб акумуляції енергії у вигляді повітряно-акумулюючої газотурбінної електростанції (ПАЕС) вперше був запатентований в 1949 р., проте

перша в світі установка встановленою потужністю 290 МВт і працює за цим принципом була побудована лише в 1978 р. фірмою «Браун Боверн» в м. Гунторф (ФРН).

Установка включає двоступеневу турбіну високого тиску з перегрівом і двоступінчастий компресор з проміжним охолодженням повітря. У години проходження мінімуму навантаження повітря під тиском 6 МПа закачується в два підземні сховища, що представляють собою порожнини, вимиті у пластах кам'яної солі і розташовані на глибині 650-800м. Втрати при цьому практично відсутні.

У період проходження піку навантаження стиснене повітря (при вимкненому компресорі) подається зі сховища в камеру згоряння ГТУ. Обсяг сховища 300 тис. м³ забезпечує роботу ГТУ протягом 2 годин. Під часу заряду - 8 годин і споживаної потужності 60 МВт.

На відміну від традиційної ГТУ, яка в процесі роботи для приводу компресора використовує 2/3 споживаного палива, повітряно-акумуюча газотурбінна установка закачує повітря в сховище в години малих навантажень при низькій вартості електроенергії (наприклад, вночі) і використовує її в певні години навантаження, для вироблення електроенергії. Цей фактор забезпечує високу ефективність системи.

Друга пневмоповітряна акумулююча станція потужністю 110 МВт була побудована в США, р. Макінтош, штат Алабама в 1991 р. На відміну від АЕС Хунторф тут застосована схема з турбінами середнього тиску і допускає значні витоку повітря. При цьому тиск повітря в сховище має перевищувати тиск на вході в турбіну, а тиск на виході з компресора - тиск у сховище. Для такого компонування використовують двоступінчасте стиснення повітря, а також проміжне його охолодження і регенерація газів на виході зі сховища. Головним недоліком таких систем є споживання ними дефіцитних видів викопного палива. Модифікована газова турбіна через роз'ємні муфти пов'язана з електричною машиною і компресором. У години мінімальних навантажень електрична машина працює в режимі синхронного двигуна і обертає компресор, що

заповнює повітря в підземний резервуар. У період проходження максимуму навантаження повітря зі сховища надходить у камеру згоряння, де відбувається його підігрів до 500...550°C і подача на лопаті газової турбіни. При цьому електрична машина переходить в генераторний режим і виробляє електричну енергію, віддаючи її в мережу. У деяких проектах пропонують тиск газу в порожнині під землею підтримувати постійним за допомогою розташованого на землі резервуара з водою.

Заповнюючи газову порожнину при виході повітря на робочу турбіну, вода автоматично підтримує тиск, висотою її стовпа. Отже, потужність, що віддається накопичувачем, не зменшується.

Основними недоліками пневмо-повітряних акумулюючих станцій:

- нагрівання повітря при стиску. Необхідність охолодження повітря, розміщеного в підземне сховище для збереження його механічної міцності протягом тривалого часу, вимагає будівництва охолоджувачів баштового типу.

- спеціальні вимоги до місця установки. Для роботи станції навіть середніх розмірів доводиться зарезервувати дуже багато повітря, тому використання звичайних сталевих або бетонних судин високого тиску, застосованих на АЕС, з економічних причин недоцільно і потрібні спеціальні сховища (природні каверни, вироблені газові і нафтові родовища, штучні обсяги).

Теплове акумулювання

Тепловими накопичувачами енергії називаються пристрої, в яких шляхом підвищення температури або зміни фазового стану робочого тіла внаслідок нагрівання запасється енергія.

Теплоакумулюючі установки відрізняються від інших накопичувальних систем однією особливістю: акумулюючий пристрій не є самостійною станцією, яка працює у складі ЕЕС (електроенергетичної системи), а безпосередньо пов'язане з певною паросиловою установкою. Якщо з якоїсь причини виходить з ладу паросилова установка, то не працює і акумулюючий пристрій, і навпаки. Акумулятори теплової енергії можна класифікувати за характером протікання фізико-хімічних процесів в теплоакумулюючих матеріалах:

- 1) акумулятори ємнісного типу, в яких використовують матеріали, що при нагріванні (охолодженні) не змінюють свого агрегатного стану (вода, галька, природний камінь, водні розчини солей і т.д.);

2) акумулятори фазового переходу, в яких використовують процеси плавлення (затвердіння) речовини (глауберова сіль, парафін і т.д.);

3) акумулятори, що засновані на конвертованих фізичних і хімічних реакціях;

Для визначення ємності теплового акумулятора необхідно знати теплофізичні характеристики теплоакумуючих матеріалів.

Теплоакумуючу здатність або кількість теплоти, яка може бути запасена в рідинній системі акумулювання ємнісного типу, кДж визначають за залежністю:

$$\Delta Q = m C_p (T_2 - T_1), \quad (8.5)$$

де m - маса теплоакумуючої речовини, кг;

C_p - ізобарна теплоємність, кДж/(кг·К);

T_2 й T_1 - середні значення початкової та кінцевої температури теплоакумуючої речовини, К.

Ємність такого акумулятора також залежить від температури навколишнього середовища $T_{\text{навк}}$, яку можна врахувати залежністю:

$$\Delta Q = m C_p T_{\text{окр}} [((T_2/T_{\text{навк}} - \ln(T_2/T_{\text{навк}})) - T_1/T_{\text{навк}} - \ln(T_1/T_{\text{навк}}))] \quad (8.6)$$

Для акумулювання теплоти перспективно користування підземних водойм, ґрунту, скельної породи та інших природних утворень. У великих системах досить успішно використовують залізобетонні і сталеві резервуари ємністю до 100 тис. куб. м, в яких вода при температурі 80-100° С може зберігати до 8 млн. МДж теплоти протягом 3-х місяців. Такий позитивний досвід накопичений, наприклад, у Швеції, де експлуатуються великі геліотеплонасосні системи теплопостачання селищ.

Технології гідравлічного акумулювання поновлюваних джерел енергії

Гідравлічне акумулювання здійснюється двома способами:

1. Використанням акумулюючих здібностей водосховища ГЕС;
2. Використанням конвертованих режимів ГАЕС або ГЕС-ГАЕС.

При використанні акумулюючих здібностей водосховища ГЕС за допомогою регулювання потужності ГЕС відбувається перерозподіл водного потоку в часі, при цьому водосховищі ГЕС є акумулятором енергії: накопичений ресурс (води) має потенційну енергію.

Порівняльний аналіз систем акумулювання енергії ВДЕ

Вибір тієї або іншої акумулюючої системи в проєкті залежить від багатьох факторів, таких як вартість, енергоефективність, надійність, швидкість перемикання між режимами заряду та ін.

Втрати на перетворення різними АС наведені в таблиці 14.3.

Запасену АС енергію можна надати у вигляді:

$$E_A = C \cdot K_n \cdot K_p \quad (8.7)$$

де: C - константа,

K_n - кількісний показник,

K_p - якісний показник.

Втрати енергії при зберіганні виникають із-за втрат в кількості або (та) в якості енергії, які у свою чергу залежать від конструкції АС і часу зберігання. Вибираючи АС для систем енергопостачання необхідно врахувати, вид перетворюваної енергії, режими роботи системи і сфери застосування, що може значно знизити потребу в акумулюванні. Порівняльні характеристики основних акумулюючих систем наведені в таблиці 8.3.

Таблиця 8.3 – Порівняльна характеристика основних акумулюючих систем

Акумулюючих систем	Питома енергоємність Вт·год/кг	Потужність/час зберігання	ККД %
НППН	20-30	до 100 МВт/0,1-10 с	95
Суперконденсатори	до 12	до 100 кВт 10 с-10 год	95
РТБ	25-50	0,1-50 МВт; 1-24 год	80
Супермаховики	750-1000	0,1-50 МВт; 1-24 год	85
ЕХА			
Свинцово-кислотні	20-40	до 10МВт	85
Металоповітряні	170-250	10 хв.-10 год	80
Натрій-сернисті	300-350	до 20кВт 3-24 год	75
Літій-йонні	120-160	до 500кВт 1-3год	95
Гідравлічне акумулювання:			
на ГАЕС	-	0,1-1ГВт 3-24 год	80
на ГЕС	-	1-100 МВт 3-24 год	90

Як малопотужних систем (до 100 кВ) з тривалим часом зберігання акумульованої енергії ефективні конденсаторні батареї, інерційні накопичувачі енергії і електрохімічні акумулятори.

В якості систем регулювання частоти і безперебійного живлення можуть бути рекомендовані конденсаторні батареї, інерційні накопичувачі і СПН

середньої потужності з часом зберігання акумульованої енергії до декількох хвилин.

В якості систем середньої потужності (100 кВт-10 МВт) і тривалим часом зберігання енергії можуть бути використані регенеративні паливні елементи і високоенергоємні натрієві батареї, проте питання екологічності таких систем залишається відкритим.

Для акумулювання великих обсягів енергії з тривалим часом зберігання, що застосовуються до «великої» енергетики, можливе використання тільки гідро - і пневмо - акумулювання. Таким чином, для станцій на основі ВДЕ при наявності ГЕС (ГАЕС) з достатнім обсягом водосховища найкращим варіантом є застосування гідравлічного акумулювання.

При паралельній роботі в енергокомплексі ГЕС і станції ВДЕ, не відбувається подвійного перетворення енергії ВДЕ. Електрична енергія, вироблена ВДЕ, запасається в якості ресурсу водної енергії з ефективністю - 100%. Перетворення акумульованого станцією ВДЕ обсягу води здійснюється в необхідний час агрегатами ГЕС з ефективністю -90%.

Найбільш важливим питанням, що слід вирішити для широкого використання поновлюваних джерел енергії, є питання ефективного перерозподілу одержуваної від поновлюваних джерел енергії в часі. Як відомо прихід енергії ВДЕ є досить нерівномірним і залежать від багатьох факторів. Одночасно і процес споживання або графік навантаження також нерівномірний залежно від ритму життя людини, характеру споживання і т.д.

Для узгодження цих процесів можливе використання наступних режимів роботи установки на ВДЕ:

- 1) робота в енергосистемі паралельно з мережею в режимі максимуму вироблення;
- 2) недовикористання поновлюваних джерел енергії шляхом дисипації зайвої енергії;
- 3) підстроювання процесу споживання під процес виробництва;
- 4) комбіноване використання декількох джерел відновлюваної енергії, що забезпечують необхідний режим споживання;
- 5) накопичення надлишків енергії в періоди максимуму приходу ВДЕ і віддача в періоди мінімумів, тобто акумулювання. В роботі розглянуті вищезгадані акумулюючі установок: ємнісні і електромагнітні накопичувачі, електрохімічні батареї і регенеративні паливні елементи, електрохімічні батареї і регенеративні

паливні елементи, ємності і абсорбуючі системи для водню і біомаси, інерційні (маховичні), гідравлічні і пневматичні системи, ємнісні і фазоперехідні системи.

Вибір тієї або іншої акумулюючої системи в проекті, залежить від багатьох факторів, таких, як: вартість, енергоефективність, надійність, швидкість перемикання між режимами заряду та ін.

Втрати енергії при зберіганні виникають із-за втрат в кількості або (та) в якості енергії, які у свою чергу залежать від конструкції АС і часу зберігання. Порівняльні характеристики основних акумулюючих систем наведені в таблиці 8.4.

Для малопотужних систем (до 100 кВт) з тривалим часом зберігання акумульованої енергії ефективні конденсаторні батареї, інерційні накопичувачі енергії і електрохімічні акумулятори.

Таблиця 8.4 – Порівняльні характеристики основних акумулюючих систем

Метод акумулювання	Втрати на вході	Втрати на виході	Загалом
Гідроакумулюючі водосховища ГЕС	-	0,9	0,9
Суперконденсатори	0,95	0,95	0,9
Літієві акумулятори	0,93	0,93	0,86
Інерційні накопичувачі	0,9	0,9	0,85
Свинцово-кислотні батареї	0,85	0,9	0,77
Регенеративні паливні батареї	0,85	0,77	0,77
Гідравлічне акумулювання	0,85	0,9	0,77
Пневмо-повітряний акумулювання	0,75	0,85	0,64
Стиснутий водень	0,7	0,45	0,32
Рідкий водень	0,5	0,45	0,25

В якості систем регулювання частоти і безперебійного живлення можуть бути рекомендовані конденсаторні батареї, інерційні накопичувачі і СПІН середньої потужності з часом зберігання акумульованої енергії до декількох хвилин. В якості систем середньої потужності (100 кВт-10 МВт) і тривалим часом зберігання енергії можуть бути використані регенеративні паливні елементи і високоенергоємні натрієві батареї, проте питання екологічності таких систем залишається відкритим.

Для акумулювання великих обсягів енергії з тривалим часом зберігання, що застосовуються у «великій» енергетиці можливе використання тільки гідро - і пневмоакумулювання. Таким чином, для станцій на основі ВДЕ при наявності ГЕС (ГАЕС) з достатнім обсягом водосховища найкращим варіантом є

застосування гідравлічного акумулювання.

При паралельній роботі в енергокомплексі ГЕС і станції ВДЕ, не відбувається подвійного перетворення енергії ВДЕ. Електрична енергія, вироблена ВДЕ, запасасться в якості ресурсу водної енергії з ефективністю – 100%. Перетворення акумульованого станцією ВДЕ обсягу води здійснюється в необхідний час агрегатами ГЕС з ефективністю - 90%.

Контрольні питання

1. Що таке акумулювання енергії та яку роль воно відіграє у відновлюваній енергетиці?
2. Які основні причини потреби в накопичувачах енергії при використанні ВДЕ?
3. Які основні технології акумулювання енергії застосовуються у світі?
4. Який принцип роботи гідроакумулювальних електростанцій (ГАЕС)?
5. Як функціонують акумуляторні батареї для зберігання електроенергії?
6. Які особливості роботи систем акумулювання на основі літій-іонних батарей?
7. У чому полягає принцип дії водневих енергетичних систем як способу накопичення енергії?
8. Які переваги та недоліки мають різні методи акумулювання енергії?
9. Які фактори визначають вибір системи накопичення енергії для конкретного об'єкта?
10. Назвати основні види акумулюючих систем.
11. Розглянути склад надпровідних індукційних накопичувачів.
12. Зробити порівняльну характеристику основних акумулюючих систем.
13. Від чого залежить вибір тієї чи іншої акумулюючої системи.
14. Які перспективи розвитку систем акумулювання енергії в Україні та світі?

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Базєєв Є. Т., Романюк І. М. Енергетика : навч. посіб. Київ : Либідь, 2019. 356 с.
2. Гаврилюк В. В., Лисенко В. І. Відновлювані джерела енергії : навч. посіб. Київ : Каравела, 2018. 280 с.
3. Бойко А. В., Твердохліб О. В. Електростанції та енергетичні системи. Харків : ХНУМГ, 2020. 312 с.
4. Дьяків В. В., Соловей О. І. Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії. Київ : Наукова думка, 2017. 244 с.
5. Лазарєв Г. І. Енергетичні установки : навч. посіб. Одеса : ОНАХТ, 2021. 298 с.
6. Лукін А. Ю. Електроенергетика: сучасний стан та перспективи розвитку. Дніпро : НГУ, 2018. 205 с.
7. Сидоренко О. П. Теплові електричні станції : підручник. Київ : КНЕУ, 2016. 412 с.
8. Жежеленко І. В. Енергетичні технології : навч. посіб. Харків : НТУ «ХПІ», 2015. 384 с.
9. Кучерук П. П., Гуревич Л. І. Електричні станції та підстанції. Київ : Каравела, 2019. 390 с.
10. П'ятничко Т. О. Вітроенергетичні установки. Львів : Видавництво ЛНУ, 2020. 218 с.
11. Twidell J., Weir T. Renewable Energy Resources. London : Routledge, 2015. 622 p.
12. Boyle G. Renewable Energy: Power for a Sustainable Future. Oxford : Oxford University Press, 2019. 592 p.
13. Tester J. W., Drake E. M., Driscoll M. J. Sustainable Energy: Choosing Among Options. Cambridge, MA : MIT Press, 2012. 864 p.
14. Godfrey B. Electric Power Generation: Conventional and Renewable. Boca Raton : CRC Press, 2017. 450 p.
15. Sorensen B. Renewable Energy: Physics, Engineering, Environmental Impacts, Economics & Planning. Cambridge, MA : Academic Press, 2020. 972 p.

НАВЧАЛЬНЕ ВИДАННЯ

Методичні вказівки до виконання практичних робіт з дисципліни «Технології виробництва електроенергії» першого (бакалаврського) рівня вищої освіти галузі знань G «Інженерія, виробництво та будівництво», спеціальності: G3 «Електрична інженерія».

Укладач:

д-р філ., ст. викл. кафедри електричної інженерії В. Барановський

Реєстраційний № _____ від _____ 2025 р.

Підписано до друку _____ 2025 р.

Формат А5

Обсяг 105 стор.

Тираж 20 прим.

м. Кривий Ріг,
вул. Віталія Матусевича, 11