



Міністерство освіти і науки України  
ДЕРЖАВНИЙ БІОТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
Факультет енергетики, робототехніки та  
комп'ютерних технологій  
Кафедра електропостачання та  
енергетичного менеджменту

**О. А. Савченко**

## **ЕЛЕКТРИЧНІ СТАНЦІЇ І ПІДСТАНЦІЇ**

**Конспект лекцій  
Частина 1**

**для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти  
денної та заочної форми навчання  
зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка»**

**Харків  
2024**



Міністерство освіти і науки України  
ДЕРЖАВНИЙ БІОТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
Факультет енергетики, робототехніки та  
комп'ютерних технологій  
Кафедра електропостачання та  
енергетичного менеджменту

О. А. Савченко

## **ЕЛЕКТРИЧНІ СТАНЦІЇ І ПІДСТАНЦІЇ**

Конспект лекцій  
Частина 1

**для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти  
денної та заочної форми навчання зі спеціальності 141  
«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»**

Затверджено рішенням  
науково-методичної ради  
факультету енергетики,  
робототехніки та комп'ютерних  
технологій  
Протокол № 3  
від 26 грудня 2024 року

Харків  
2024

УДК 621.31

С 31

Схвалено на засіданні кафедри  
електропостачання та енергетичного менеджменту  
Протокол №4 від 11.12.2024 р.

**Рецензенти:**

**Н. Г. Косуліна**, д-р техн. наук, проф., проф. кафедри електромеханіки, робототехніки, біомедичної інженерії та електротехніки ДБТУ;

**Ю. М. Хандола**, канд. техн. наук, зав. кафедри електромеханіки, робототехніки, біомедичної інженерії та електротехніки ДБТУ.

С 31 Електричні станції і підстанції: конспект лекцій для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти денної та заочної форми навч. зі спец. 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Частина 1 / Держ. біотехнол. ун-т; авт.-уклад.: О. А. Савченко – Харків: [б. в.], 2024. – 186 с.

Конспект лекцій з дисципліни «Електричні станції і підстанції» складений відповідно до програми навчальної дисципліни. В частині першій конспекту лекцій висвітлені питання будови електричних станцій та підстанцій різних типів, загальних відомостей про турбо- і гідрогенератори, їх системи охолодження та збудження, питання будови та режимів роботи силових трансформаторів і автотрансформаторів.

Видання призначена для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти денної форми навчання зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка».

**УДК 621.31**

**Відповідальний за випуск: О. О. Мірошник**, д-р техн. наук

© Савченко О. А., 2024

© ДБТУ, 2024

## ЗМІСТ

Вступ .....	4
Мета та завдання вивчення дисципліни .....	6
Змістовий модуль 1. Типи електричних станцій та їх участь у виробництві електроенергії (ЗМ1) .....	7
Тема 1. Введення в дисципліну. Загальні поняття про електричні станції та підстанції .....	7
Тема 2. Графіки навантаження електричних станцій, підстанцій та енергосистем .....	17
Тема 3. Теплові електричні станції .....	31
Тема 4. Атомні електричні станції .....	43
Тема 5. Гідравлічні електричні станції .....	53
Тема 6. Альтернативні електростанції .....	80
Тема 7. Компонування електричних станцій .....	105
Змістовий модуль 2. Основне електрообладнання електричних станцій та підстанцій (ЗМ2) .....	114
Тема 8. Класифікація та загальне призначення електрообладнання електричних станцій та підстанцій ...	114
Тема 9. Загальні відомості про турбо- і гідрогенератори, їх конструктивні особливості .....	119
Тема 10. Загальні відомості про синхронні та статичні компенсатори .....	125
Тема 11. Системи охолодження синхронних машин .....	134
Тема 12. Системи збудження синхронних машин .....	138
Тема 13. Загальні відомості про силові трансформатори і автотрансформатори .....	143
Тема 14. Режими роботи трансформаторів і автотрансформаторів .....	159
Тема 15. Паралельна робота трансформаторів і автотрансформаторів. Регулювання напруги за допомогою трансформаторів і автотрансформаторів .....	172
Перелік літератури .....	185

## ВСТУП

Рівень розвитку енергетики і електрифікації в найбільш опосередкованому вигляді відображає досягнутий техніко-економічний потенціал будь-якої країни. Енергетика забезпечує електроенергією і теплом промислові підприємства, сільське господарство, транспорт, а також комунально-побутові потреби населення.

Електрифікація чинить визначальний вплив на розвиток всіх галузей господарства країни. Прагнучи своєї економічної незалежності і безпеки, країна зобов'язана турбуватися, щоб темпи розвитку електроенергетики, зокрема її найважливішої ланки - генерувальних потужностей, були випереджувальними.

Основою електроенергетики України є об'єднана енергетична система (ОЕС), яка є одним з найпотужніших енергооб'єднань Європи. Загальна електрогенерувальна потужність становить 52,9 млн. кВт, з яких потужність ТЕС (thermoelectric power plant) складає 58 %, АЕС (atomic power plant) - 26 %, ГЕС (hydraulic power plant) та ГАЕС - 9 %, блок-станцій та інших джерел - 7%. Відповідно до розробленої Стратегії розвитку паливно-енергетичного комплексу (ПЕК) - у 2030 р. величина генерувальних потужностей становитиме понад 70 млн. кВт.

Стратегічною метою розвитку електроенергетичного комплексу є його докорінна перебудова на засадах новітніх технологій із забезпеченням маневреності, енергетичної та економічної ефективності, екологічної прийнятності, зовнішньої конкурентоспроможності та ринкових умов функціонування, що забезпечить стале, надійне, безпечне, якісне постачання енергії галузям економіки і соціальної сфери країни.

Забезпечення стабільного функціонування ОЕС України в умовах недостатності маневрових генерувальних потужностей і високої долі базової потужності є одним з найбільш проблемних питань. Тому для вирішення проблеми істотного поліпшення структури генерувальних потужностей необхідне введення нових мобільних потужностей, які забезпечать оптимальну роботу ОЕС

(цю функцію виконують ГЕС та ГАЕС, потужність яких на даний час становить тільки 9 % при необхідних 15-20 %).

В умовах рівнинних річок можливості будівництва великих ГЕС в Україні практично вичерпані, тому подальший розвиток гідроенергетики пов'язаний саме з модернізацією існуючих ГЕС та спорудженням ГАЕС.

Значна частина основного обладнання електричних станцій та підстанцій України відпрацювала встановлений стандартами термін їх роботи. 96 % обладнання ТЕС відпрацювало свій проектний ресурс, 73 % - перевищило граничний. Майже всі АЕС України повністю відпрацюють свій розрахунковий ресурс до 2026 року.

Тільки на основі сучасного енергообладнання електроенергетику України можна вивести на світовий рівень, який би забезпечив високу ефективність, надійність (reliability) та безпеку функціонування при екологічній сприйнятості всього ПЕК України, а також інтеграцію ОЕС України з енергосистемами країн сходу і заходу.

## **МЕТА ТА ЗАВДАННЯ ВИВЧЕННЯ ДИСЦИПЛІНИ**

### **Мета вивчення дисципліни:**

- засвоєння необхідного обсягу теоретичних знань з курсу електричних станцій і підстанцій;
- оволодіння вміннями і навичками, потрібними в процесі виробничої діяльності майбутнього інженера-енергетика.

**Завдання** – знайомство з технологією виробництва електричної енергії, вивчення конструкції сучасного електричного обладнання, умов його вибору та застосування в схемах електричних станцій та підстанцій, набуття знань зі схемних та конструктивних рішень електричних станцій та підстанцій.



# **ЗМІСТОВИЙ МОДУЛЬ 1. ТИПИ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ТА ЇХ УЧАСТЬ У ВИРОБНИЦТВІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ (ЗМ1)**

## **ТЕМА 1. ВВЕДЕННЯ В ДИСЦИПЛІНУ. ЗАГАЛЬНІ ПОНЯТТЯ ПРО ЕЛЕКТРИЧНІ СТАНЦІЇ ТА ПІДСТАНЦІЇ**

### План

1. Мета та завдання вивчення дисципліни
2. Основні поняття та визначення
3. Основи функціонування Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України
4. Основне обладнання електричних станцій та підстанцій

### **1. Мета та завдання вивчення дисципліни**

#### Мета:

- засвоєння необхідного обсягу теоретичних знань з курсу електричних станцій і підстанцій;

- оволодіння вміннями і навичками, потрібними в процесі виробничої діяльності майбутнього інженера-енергетика.

Завдання: знайомство з технологією виробництва електричної енергії, вивчення конструкції сучасного електричного обладнання, умов його вибору та застосування в схемах електричних станцій та підстанцій, набуття знань зі схемних та конструктивних рішень електричних станцій та підстанцій.

В результаті вивчення дисципліни студент повинен:

- знати: технологію виробництва електричної енергії; конструкції сучасного електричного обладнання і умов його вибору та застосування в схемах електричних станцій та підстанцій; схемні та конструктивні рішення електричних станцій та підстанцій.
- вміти: здійснювати вибір енергетичного обладнання за основними технічними характеристиками, кліматичним

виконанням та ступенем захисту; розраховувати кількісні показники надійності енергетичного обладнання.

## **2. Основні поняття та визначення**

Електроенергетика є базовою галуззю господарського комплексу України. Від рівня її розвитку залежить функціонування всіх інших галузей господарства. Найбільшими споживачами електроенергії в Україні є промисловість (до 65% виробленої електроенергії), населення (побутові потреби), сільське господарство, транспорт.

Електростанція (електрична станція) — промислове підприємство або комплект обладнання для вироблення електроенергії з різних форм первісної енергії. На електростанціях первинне джерело енергії надходить у перетворювач енергії, на виході якого отримують електроенергію, або електричну і теплову енергію

Залежно від виду первісної енергії, електростанції поділяються на:

- класичні теплові – використовують енергію від спалювання різних видів органічного палива;
- атомні теплові – використовують енергію від розщеплення ядер радіоактивних ізотопів, яке супроводжується виділенням великої кількості тепла;
- гідроелектростанції – використовують перетворення механічної енергії руху води річок в електричну;
- геотермальні - як первісну енергію використовують тепло надр Землі;
- сонячні – використовують сонячну енергію;
- вітрові - використовують кінетичну енергію вітру.

Поки що широкого розповсюдження не набули електростанції, які використовують різницю температури різних шарів морської води, енергію морських хвиль і припливів.

Понад 60% світової електроенергії виробляють класичні теплові електростанції, близько 17% — атомні і близько 20% — гідроелектростанції.

Електрична підстанція — електроустановка, призначена для перетворення електричної енергії однієї напруги (частоти) в електричну енергію іншої напруги (частоти) та її розподілу. В залежності від призначення можуть бути трансформаторними (ТП) або перетворювальними (ПП).

Основою електроенергетики України є Об'єднана електроенергетична система (ОЕС), яка здійснює централізоване електрозабезпечення внутрішніх споживачів.

Електроенергетична система (ЕЕС) – сукупність електричних станцій, підстанцій, електричних і теплових мереж, які пов'язані спільністю процесу виробництва, перетворення, розподілу і споживання електричної і теплової енергії.

Електричну частину ЕЕС називають електричною системою. До складу її входять: генератори, трансформаторні підстанції, перетворювальні установки, лінії електропередач (ЛЕП), струмоприймачі. Сукупність приймачів електроенергії складає навантаження електричної системи.

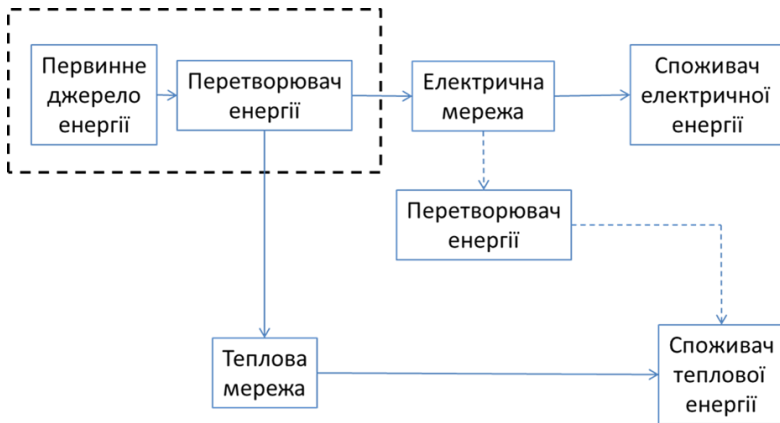


Рис. 1 - Структурна схема процесу виробництва, розподілення та споживання теплової і електричної енергії

### 3. Основи функціонування Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України

ОЕС взаємодіє з енергосистемами сусідніх держав, забезпечує експорт та імпорт електроенергії. До її складу входять вісім регіональних електроенергетичних систем: Дніпровська, Донбаська, Західна, Південна, Південно-Західна, Північна, Центральна і *Кримська*, які зв'язані між собою системоутворюючими і міждержавними лініями електропередачі напругою 330–500 кВ і 750 кВ.

Робота електростанцій в ОЕС забезпечує такі переваги:

- за рахунок резервування джерел підвищується надійність електропостачання споживачів;
- зменшується необхідний резерв потужності в системі;
- створюються умови для вирівнювання графіка навантаження ЕЕС, зниження його максимуму і підвищення ТЕП показників;
- створюються умови для оптимального керування розвитком і поточними режимами ЕЕС у цілому.

Централізоване виробництво електричної енергії в ОЕС здійснюють 14 найпотужніших теплових і вісім гідравлічних електростанцій, які входять до складу шести державних та приватних акціонерних енергогенеруючих компаній: Західенерго, Центренерго, Дніпроенерго, Київенерго, Донбасенерго підпорядкованих Мінпаливенерго України, та чотири АЕС, які входять до складу Національної атомної енергогенеруючої компанії «Енергоатом».

Розподіл електроенергії в ОЕС здійснюють акціонерні енергопостачальні компанії: 24 обласні, м. Київ.

Транспортування електричної енергії від енергогенеруючих до енергопостачальних компаній магістральними і розподільними електромережами країни забезпечує Національна енергетична компанія «Укренерго», до складу якої входять вісім згаданих вище регіональних електроенергетичних систем.

Орієнтовно встановлена потужність електростанцій ОЕС України станом на 2013р становить: 54 504,4 МВт, що на

912,5МВт більше 2012 року. З яких 50,67% - ТЕС; 25,39% - АЕС; 12,19 – ТЕЦ; 8,46% - ГЕС; 1,58% - ГАЕС; 0,68% - ВЕС та 1,03% - СЕС.

Географічна структура споживання електроенергії в Україні неоднорідна. Найбільше споживання електроенергії в областях, де розвинена гірничо-металургійна промисловість. У 2013 році найбільшими споживачами електроенергії в Україні були Дніпропетровська, Донецька, Луганська та Запорізька області, що спожили 52 608,3 млн кВт-год (58% від загальнодержавного споживання) електроенергії.

Найбільші ТЕС розташовані в Донбасі (Вуглегірська, Старобешівська, Миронівська, Курахівська й ін.), на Придніпров'ї (Придніпровська, Криворізька), у Харківській (Зміївська), Київській (Трипільська), Івано-Франківській (Бурштинська), Львівській (Добротвір) областях, у Запоріжжі, Одесі й ін. Більшість цих електростанцій виробляє й тепло (ТЕЦ).

В розвитку гідроенергетики особливе значення у ХХ ст. відіграв каскад ГЕС на Дніпрі: Дніпрогес, Каховська, Дніпродзержинська, Кременчуцька, Київська, Канівська. Побудовані ГЕС на Дністрі (Дністровська), Росі, у Закарпатській області (Теребле-Ріцька).

В останні десятиріччя швидкими темпами розвивалася атомна енергетика. Працюють Південноукраїнська (м. Южноукраїнськ), Рівненська (м. Кузнецовськ), Хмельницька (м. Нетішин), Запорізька (м. Енергодар) АЕС.

Південні райони країни значно гірше забезпечені електроенергією власного виробництва, ніж Донбас, Придніпров'я, центр країни.

Понад 25 % електроенергії в Україні дають АЕС (Рівненська (4 енергоблоки), Запорізька (6 енергоблоків – найбільша в Європі), Південно-Українська (3 енергоблоки) та Хмельницька (2 енергоблоки – планувалося 4)). 1-енергоблок АЕС – може видавати 1МВт потужності. ТЕС є основними станціями, що забезпечують електричною енергією в напівпікові та, разом з ГЕС та ГАЕС, у пікові години.

Власні паливні ресурси станом на 2013 рік забезпечують лише 67 % потреб України, решта імпортується (т.ч. з Росії і Туркменістану, Азербайджану).

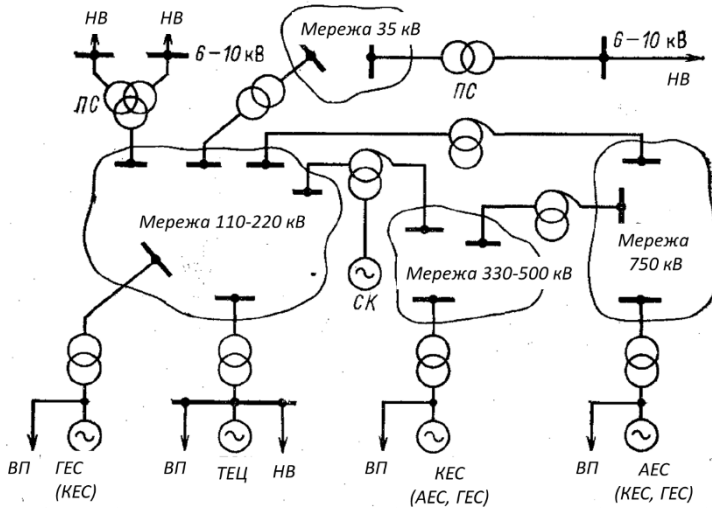


Рис. 2 - Структурна схема найпростішої електричної системи

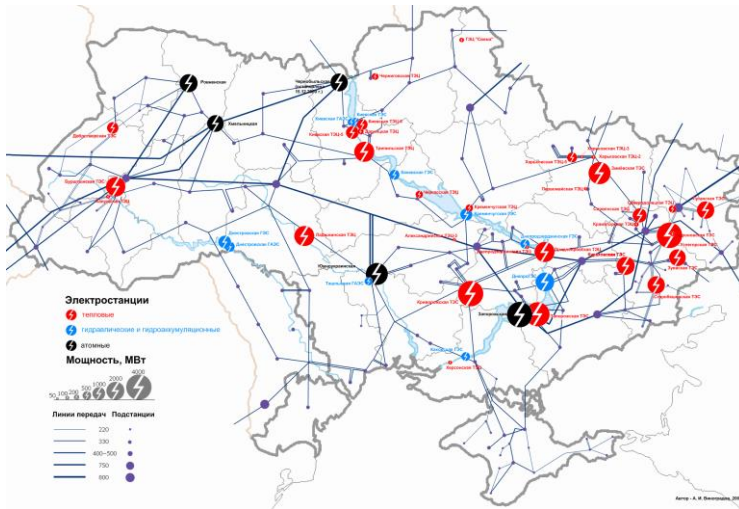


Рисунок 3 – Карта-схема електроенергетики України

#### 4. Основне обладнання електричних станцій та підстанцій

Основним обладнанням електростанцій і підстанцій є генератори, трансформатори і синхронні компенсатори. Для виробництва електроенергії на сучасних електростанціях застосовують СГ трифазного змінного струму. Розрізняють турбогенератори (первинний двигун – парова чи газова турбіна) та гідрогенератори (первинний двигун – гідротурбіна).

Силові трансформатори, встановлені на електростанціях та підстанціях призначені для перетворення електроенергії з однієї напруги на іншу. Є однофазні та трифазні трансформатори. Дво- і три обмоткові, а також двообмоткові з розщепленими обмотками і автотрансформатори.

Найбільшого розповсюдження отримали трифазні трансформатори, так як втрати в них на 12-15% нижчі, а витрати активних матеріалів і вартість на 20-25% нижча, ніж в групі 3-х однофазних трансформаторів такої ж сумарної потужності.

Синхронний компенсатор в залежності від струму збудження може видавати реактивну потужність в мережу, чи споживати її з мережі; він являє собою синхронну машину, що працює в режимі двигуна без навантаження на валу.

Електричні машини та трансформатори, що встановлені на електростанціях і підстанціях, лінії ЕМ потребують управління та захисту від пошкоджень та ненормальних режимів. Для цієї мети і застосовують чисельні електричні апарати первинних (силових) кіл, а також апарати управління та контролю, що відносяться до вторинних кіл.

Апарати можуть класифікуватись за номінальною напругою і за родом встановлення – для внутрішньої та зовнішньої установки.

Апарати первинних кіл можуть бути поділені за своїм призначенням на 4 групи:

а) комутаційні апарати – вимикачі силові, вимикачі навантаження, роз'єднувачі, відокремлювачі, короткозамикачі, контактори, пускачі і т.д.;

б) захисні апарати – плавкі запобіжники, розрядники;

- в) вимірювальні трансформатори струму та напруги;
- г) струмообмежуючі реактори, заземляючі реактори та резистори.

Апарати управління та контролю мають призначення: дистанційного управління, комутаційними апаратами – неавтоматичного та автоматичного; сигналізації положення комутаційних апаратів та інших видів сигналізації; дистанційного вимірювання електричних і неелектричних величин. Крім того, застосовують системи телеуправління, телесигналізації і телевимірювань.

Особливе місце займають апарати релейного захисту та системної автоматики, які забезпечують автоматичне відключення пошкоджених елементів обладнання і ліній, їх АПВ, АРЗ генераторів, автоматичне регулювання частоти системи і т.п.

Апарати управління, контролю сигналізації, РЗ і автоматики утворюють вторинні кола, які електрично не зв'язані з основними (первинними) колами. Вони живляться від малопотужних генераторів, які є незалежних від основних кіл енергосистеми (акумулятори, трансформатори власних потреб).

Сукупність апаратів первинних і вторинних кіл однієї ступені напруги, що відповідним чином з'єднані, включаючи допоміжні пристрої, називається розподільним пристроєм (РП).

РП може бути подане у вигляді електричної схеми.

Електрична схема – це графічне зображення порядку електричних з'єднань елементів обладнання за допомогою умовних символів у відповідності з дійсною схемою, при цьому відповідність схеми в просторовому розташуванні обладнання необов'язкова.

Вимикачі призначені для ввімкнення, вимкнення і повторного ввімкнення електричних кіл. Вони обладнані електромагнітними, пневматичними, пружинними та іншими приводами для автоматичного та неавтоматичного управління. Крім вимикачів, що встановлюються на лініях є вимикачі, що встановлюються між секціями збірних шин.

Роз'єднувачі мають основне призначення ізолювати на час ремонту з метою безпеки електричні машини, трансформатори,



лінії, апарати та інші елементи системи від суміжних частин, що знаходяться під напругою. Роз'єднувачі здатні розмикати електричне коло тільки при відсутності в ньому струму, або при дуже малому струмові. Є лінійні та шинні роз'єднувачі. Можуть виготовляться в комплекті із заземлюючими ножами.

Струмообмежуючі реактори являють собою індуктивні опори, призначені для обмеження струму КЗ. В залежності від місця включення розрізняють реактори лінійні та секційні.

Вимірювальні трансформатори струму необхідні в кожному колі для живлення струмових обмоток вимірювальних приладів і релейного захисту.

Вимірювальні трансформатори напруги необхідні для живлення напругових обмоток вимірювальних приладів і реле. ТН приєднуються до збірних шин, а також до кіл генераторів, трансформаторів ліній та інших.

Вимоги до апаратів первинних кіл :

- стійка ізоляція;
- в робочих режимах апарати повинні проводити відповідні робочі струми досить тривалий час і при цьому не перегріватись;
- стійкість до дії струмів КЗ;
- надійність;
- простота та економічність.

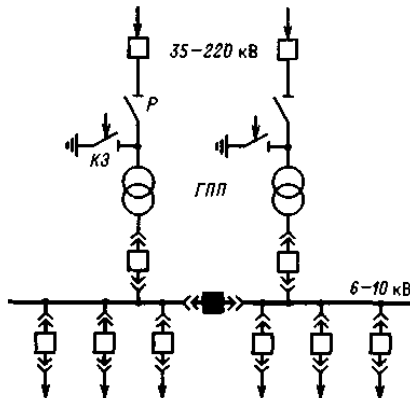


Рис.4 – Приклад схеми головних з'єднань електричних підстанцій 35-220/6-10 кВ

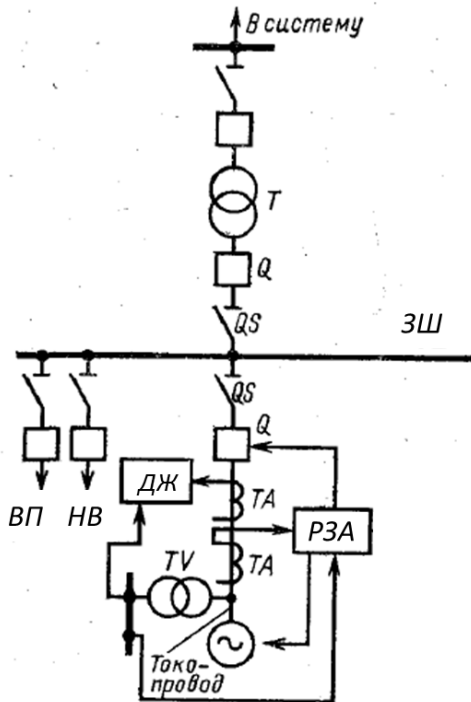


Рис. 5 – Принципова електрична схема електричної станції зі збірними шинами (ЗШ) генераторної напруги

#### Питання для самоперевірки

1. Мета та задачі вивчення курсу.
2. Структура виробництва електричної енергії в Україні.
3. ОЕС України та її зв'язки.
4. Тенденції розвитку електроенергетики на сучасному етапі.

## ТЕМА 2. ГРАФІКИ НАВАНТАЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ, ПІДСТАНЦІЙ ТА ЕНЕРГОСИСТЕМ

### План

1. Основні положення про графіки електричного навантаження.
2. Добові графіки вузлових та районних підстанцій
3. Добові графіки навантаження електростанцій
4. Аналіз графіків електричного навантаження

### 1. Основні положення про графіки електричного навантаження

Електричне навантаження окремих споживачів, їх кількість в енергосистемі безперервно змінюється. Отже, безперервно змінюється навантаження електростанцій. Цей факт прийнято відображати графіком навантаження, тобто діаграмою зміни потужності (струму) електроустановки в часі.

За видом фіксованого параметра розрізняють графіки активної  $P$ , реактивної  $Q$ , повної  $S$  потужностей. Як правило, ці графіки відображають зміни цього параметра за певний період часу. За цією ознакою їх поділяють на:

- добові,
- сезонні,
- річні.

По елементу енергосистеми, до якого вони належать, графіки ділять на групи:

- графіки навантажень споживачів, які визначають на шинах підстанцій;
  - мережеві графіки навантажень - на шинах районних і вузлових підстанцій;
  - графіки навантаження електростанцій;
  - графіки навантаження енергосистеми, що характеризують результуючу навантаження енергосистеми.

Графіки навантаження використовують для аналізу електроустановок, для проектування системи електропостачання, для складання прогнозів електроспоживання, планування ремонтів, а також для ведення нормального режиму роботи.

## 2. Добові графіки вузлових та районних підстанцій

Режим роботи електростанцій задається графіками електричних навантажень обслуговуваного району. Потужність електричних станцій повинна забезпечувати виконання графіків навантаження з врахуванням втрат енергії, пов'язаних з її передаванням з місця вироблення до місця перетворювання, а також витрати на власні потреби станції.

Зміна навантаження протягом зимової та літньої доби задається у вигляді таблиці або у вигляді графіка підприємств конкретного виду промисловості.

Типовий графік навантаження будується за результатами досліджень аналогічних діючих споживачів і приводиться в довідковій літературі.

Для зручності аналізу результатів графік виконується ступінчастим. Найбільше навантаження за добу приймається за 100%, а інші щаблі графіка показують відносне значення навантаження для даного часу доби (рис. 1).

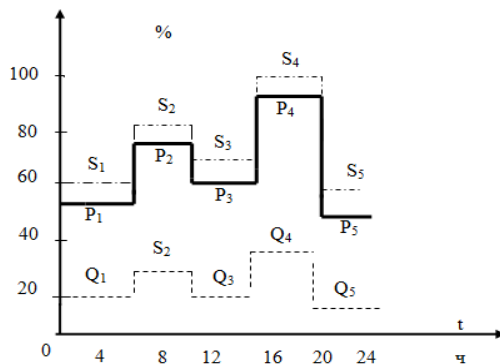


Рис. 1 - Добові графіки вузлових і районних підстанцій

За відомого  $P_{\max}$  можна перевести типовий графік в графік навантаження даного споживача

$$P_{\text{ст}} = \frac{n\%}{100\%} \cdot P_{\max}$$

де:  $n$  - ордината відповідної ступені типового графіка.

Зазвичай для кожного споживача дається кілька добових графіків, які характеризують його роботу в різні дні тижня і в різний час року.

Це типові графіки зимових та літніх діб робочих днів, графік вихідного дня. Основним зазвичай є добовий графік зимового робочого дня. Його максимальне навантаження  $P_{\max}$  приймається за 100%, а координати всіх інших графіків задаються у відсотках саме цього значення.

Крім графіків активного навантаження використовують графіки реактивного навантаження. Типові графіки реактивного споживання також мають ординати ступенів, абсолютного максимуму.

Крім графіків активного навантаження використовують графіки реактивного навантаження. Типові графіки реактивного споживання також мають ординати ступенів, абсолютного максимуму.

$$Q_{\max} = P_{\max} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{\max}$$

де:  $\operatorname{tg}\varphi_{\max}$  - визначається по значенню  $\cos\varphi_{\max}$ , яке має бути задане як вихідний параметр для даного споживача. Добовий графік повної потужності можна отримати, використовуючи відомі графіки активного і реактивного навантажень.

Значення потужності (повної) по ступеням:

$$S_i = \sqrt{P_i^2 + Q_i^2}$$

Добові графіки вузлових та районних підстанцій навантаження визначаються з урахуванням втрат активної та реактивної потужності в лініях і трансформаторах при розподілі електроенергії. Втрати потужності від протікання струму в лініях і обмотках трансформаторів є змінними величинами, залежними від навантаження. Постійна частина втрат потужності визначається втратами холостого ходу трансформаторів.

Таким чином, втрати, які враховуються при побудові графіка навантаження, ділять на постійні та змінні.

Графіки електричних навантажень виражені у відсотках від максимальної потужності району  $P_{p \max}$  та системи  $P_{c \max}$ . Побудова графіків в іменованих одиницях здійснюється за формулами:

$$P_{pt} = \frac{P'_{pt} \cdot P_{p \max}}{100}; \quad P_{ct} = \frac{P'_{ct} \cdot P_{c \max}}{100},$$

де  $P_{p \max}$ ,  $P_{c \max}$  – максимальне навантаження відповідно місцевого району та системи;

$P'_{pt}$ ,  $P'_{ct}$  – навантаження відповідно місцевого району та системи, %.

Передача електроенергії пов'язана з втратами, які поділяються на постійні  $\Delta P_1$ , що не залежать від струму навантаження, та змінні  $\Delta P_2$ , що пропорційні квадрату струму навантаження. При розрахунку графіків навантажень відносну величину втрат можна прийняти:

а) в мережах місцевого району

$$\Delta P'_1 = (0,01 \div 0,015); \quad \Delta P'_2 = (0,06 \div 0,08);$$

б) в мережах системи

$$\Delta P''_1 = (0,02 \div 0,03); \quad \Delta P''_2 = (0,14 \div 0,16).$$

Постійні втрати для району та системи підраховуються за формулами:

$$\Delta P_{1p} = \Delta P'_1 \cdot P_{p\max}; \quad \Delta P_{1c} = \Delta P''_1 \cdot P_{c\max}$$

і залишаються незмінними протягом доби.

Змінні втрати в будь-який час доби

$$\Delta P_{2pt} = \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{pt}^2}{P_{p\max}}; \quad \Delta P_{2ct} = \Delta P''_2 \cdot \frac{P_{ct}^2}{P_{c\max}}.$$

Потужність, яка видається до шин РУ різних напруг:

$$P_{p.\text{вид.т}} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt};$$

$$P_{c.\text{вид.т}} = P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct}.$$

### 3. Добові графіки навантаження електростанцій

Якщо підсумувати графіки навантаження споживачів і втрати електроенергії в електричних мережах в цілому по енергосистемі, отримаємо результуючий графік навантаження електростанцій енергосистеми.

Графік навантаження генераторів енергосистеми отримують з графіка потужності, що відпускається з шин станцій, враховуючи додаткові витрати на власні потреби. При значних коливаннях навантаження електростанцій необхідно враховувати змінний характер споживання власних потреб.

Сумарна потужність, що видається з шин електростанції:

$$P_{\text{вид.т}} = P_{p.\text{вид.т}} + P_{c.\text{вид.т}}.$$

Залежно від величини  $P_{\text{вид.}t}$  наближено визначаються витрати електроенергії на власні потреби (ВП) станції

$$P_{\text{ВП.}t} = \left( 0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{\text{вид.}t}}{P_{\text{вст}}} \right) \cdot \frac{P'_{\text{ВП}} \cdot P_{\text{вид.} \max}}{100},$$

де  $P_{\text{вст}}$  – встановлена потужність станції;

$P'_{\text{ВП}}$  – максимальне навантаження власних потреб, відносно встановленої потужності електростанції, %

$P_{\text{вид.} \max}$  – максимальна потужність, що видається з шин станції.

Коефіцієнти 0,4 і 0,6 наближено характеризують відповідну частку постійної і змінної частини витрат на власні потреби.

Потужність, яка виробляється електростанцією:

$$P_{\text{вир.}t} = P_{\text{вид.}t} + P_{\text{ВП.}t}$$

За наведеним алгоритмом розраховуються графіки електричних навантажень для зимової та літньої доби та річний графік за тривалістю навантаження. Дані розрахунку зводяться відповідно в таблиці 2, 3.



Таблиця 1 – Максимальне навантаження власних потреб

Тип електростанції		$P'_{ВП}, \%$	$K_{п}$
ТЕЦ	Пиловугільна	8 - 14	0,8
	Газомазутна	5 - 7	0,8
КЕС	Пиловугільна	6 - 8	0,85 - 0,9
	Газомазутна	3 - 5	0,85 - 0,9
АЕС	З газовим теплоносієм	5 - 14	0,8
	З водяним теплоносієм	5 - 8	0,8
ГЕС	Малої та середньої потужності (до 200 МВт)	2 - 3	0,7
	Великої потужності (понад 200 МВт)	0,5 - 1	0,8

За даними розрахунку будують добові графіки навантаження для зими та літа  $(P_{p.вид.t}, P_{с.вид.t}, P_{вир.t})$  і річний графік за тривалістю  $P_{вир.p}$ , беручи тривалість зимового періоду 183, літнього – 182 дні.

Примітки:

1. Тривалість зимового періоду:  $t_z = 183$  доби.
2. Тривалість літнього періоду:  $t_l = 182$  доби.
3. Тривалість багатоводного сезону для ГЕС:  $t_{бв} = 100$  діб.
4. Тривалість маловодного сезону для ГЕС:  $t_{мв} = 100$  діб.

Використовуючи річний графік за тривалістю, визначають техніко-економічні показники роботи електричної станції (таблиця 4).

Таблиця 2 – Дані для побудови графіків електричних навантажень (зима/літо)

Складові витрат потужності		Години доби							
		0-6	6-8	...	...	...	...	...	20-24
Навантаження місцевого району, %	Зима								
	Літо								
Навантаження місцевого району, МВт	Зима								
	Літо								
Втрати потужності в мережах місцевого району, МВт: – постійні	Зима								
	Літо								
– змінні	Зима								
	Літо								
Потужність, що віддається до району, МВт	Зима								
	Літо								
Навантаження системи, %	Зима								
	Літо								
Навантаження системи, МВт	Зима								
	Літо								
Втрати потужності в мережах системи, МВт: – постійні	Зима								
	Літо								
– змінні	Зима								
	Літо								
	Зима								

Потужність, що віддається в систему	Літо																	
Сумарна потужність, що віддається з шин станції, МВт	Зима																	
	Літо																	
Витрати на власні потреби станції, МВт	Зима																	
	Літо																	
Потужність, що виробляється генераторами станції, МВт	Зима																	
	Літо																	

Таблиця 3 – Річний графік за тривалістю навантаження

Потужність Р, МВт																		
Тривалість у добі t, год																		
Тривалість у році $t_{\Sigma}$ , год																		

Таблиця 4 – Техніко-економічні показники роботи електричної станції

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	$P_{\max}$	
Річний виробіток електроенергії, МВт·год	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир } i} \cdot t_i$	
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\text{ф}} = \frac{E_p}{8760}$	
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_z = \frac{P_{\text{ф}}}{P_{\max}}$	
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_g = \frac{P_{\text{ф}}}{P_{\text{вст}}}$	
Число годин використання максимального навантаження, год	$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}$	
Число годин використання встановленої потужності, год	$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}$	
Коефіцієнт резерву	$k_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\max}}$	
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{\text{ВП}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ВП } i} \cdot t_i$	
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{\text{вид.р}} = E_p - E_{\text{ВП}}$	
Час максимальних втрат електроенергії, год	$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760$	

Слід відмітити, що навантаження між окремими електростанціями розподіляється таким чином, щоб забезпечити максимальну економічність роботи в цілому по енергосистемі. Виходячи з цього, диспетчерська служба енергосистеми задає

електростанціям добові графіки навантаження. Однак на графіки навантаження електростанцій справляють істотний вплив і фізичні принципи вироблення електроенергії на електростанції. Проблема участі АЕС у регулюванні навантаження виникла у зв'язку з непристосованістю теплових електростанцій до роботи в умовах глибокого розвантаження енергоблоків з надкритичними параметрами.

Діючі в даний час АЕС можуть легко брати участь у регулюванні навантаження. Однак, для них слід враховувати, що більші, ніж на ТЕС, капітальні витрати на створення АЕС, мала паливна складова собівартості електроенергії роблять економічно доцільним використання їх у режимі «базового» навантаження.

В останні роки були успішно проведені роботи по:

- пристосуванню енергоблоків ТЕС надкритичних параметрів до несення змінних навантажень;
- реконструкції ряду ТЕС для їх роботи в піковому й напівпіковому режимах;
- спорудження в окремих енергосистемах гідроакумулюючих електростанцій.

З урахуванням цих обставин на графіку (2) показані рекомендації покриття графіка електричних навантажень. У якості регулюючих електричних станцій, що покривають пікову область змінної частини графіка (3), можуть використовуватися газотурбінні установки та гідроакумулюючі станції, ГЕС. У напівпіковій області змінних навантажень працюють теплові та гідроелектростанції (2).

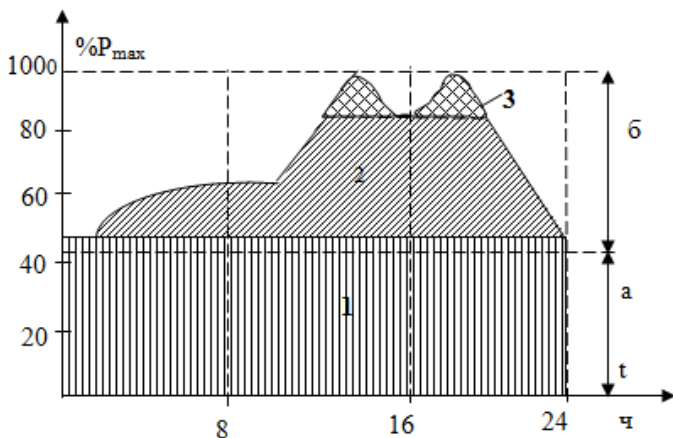


Рис. 2 - Добовий графік навантаження електроенергетичної системи.

У базовій (1) працюють АЕС. Прикладом найбільш правильного використання АЕС в енергосистемі може служити споруджений Південно-Український енергетичний комплекс загальною потужністю 6 млн. кВт. До його складу повинні входити ПУАЕС - 4 млн. кВт, Ташликська ГЕС потужністю 1.8 млн. кВт і Костянтинівська ГАЕС потужністю 0.38 млн. кВт. При цьому повністю буде забезпечена робота ПУАЕС в базовому режимі. Аналогічним чином побудований комплекс, що включає Запорізьку АЕС (ЗАЕС - Зах ГРЕС - ДніпроГЕС).

Виходячи з резервування в системі та регулювання її навантаження, вважається, що одинична потужність реакторного блоку не повинна бути більше 10% потужності енергосистеми, в яку він включений. Така вимога до потужності енергоблоку необхідна з таких міркувань: включення і відключення енергоблоку АЕС повинно відносно слабо впливати на роботу всієї енергосистеми.

#### 4. Аналіз графіків електричного навантаження

Типовий добовий графік електричного навантаження (ДГН), що відображає добові ритми життя суспільства і характерний для

багатьох енергосистем (графіки різних енергосистем відрізняються не стільки формою, скільки рівнем навантаження), наведено на рис. 3. На такому графіку виділяють три тимчасові зони: зону мінімального навантаження (нічні години, або нічний провал) з потужністю не більше  $P_{\text{мін}}$ , зону середнього, або напівпікового навантаження з потужністю  $P_{\text{пк}}$ , такою, що  $P_{\text{мін}} < P_{\text{пк}} < P_{\text{макс}}$ , і зону максимального, або пікового навантаження з потужністю не більш  $P_{\text{макс}}$ . Напівпікова зона характеризується одноразовим протягом доби значним зростанням навантаження у ранкові години і її глибоким спадом у кінці доби, а пікова - поруч відносно невеликих підйомів (до рівня максимального навантаження) і спадів (до рівня напівпікової зони) навантаження в денні години доби. У ній зазвичай присутні один або два максимуми споживання електроенергії: ранковий і вечірній.

Перший пов'язаний найчастіше з ранковою зміною роботи промислових підприємств, а другий являє собою поєднання споживання вечірньої зміни підприємств зі споживанням електроенергії в житловому секторі та сфері побутового обслуговування населення. Тому другий пік нерідко перевищує за своєю величиною перший.

У загальному випадку ДГН енергосистеми має провали, підйоми, спади і піки, що чергуються між собою і які визначають в цілому його нерівномірний (нерівний) характер.

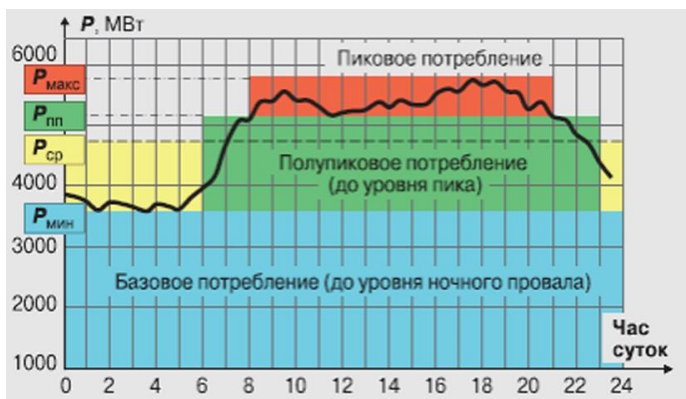


Рис. 3 - Типовий добовий графік навантаження енергосистеми

Для розрахунку графіків навантаження використовують такі параметри:

- 1) коефіцієнт нерівномірності  $a = R_{\text{мін}} / R_{\text{макс}}$ ;
- 2) коефіцієнт заповнення  $b = R_{\text{ср}} / R_{\text{макс}}$ ;
- 3) максимальний діапазон регулювання навантаження  $DR_{\text{макс}} = R_{\text{макс}} - R_{\text{мін}} = DR_{\text{п}} + DR_{\text{пп}}$ ;
- 4) напівпіковий діапазон регулювання навантаження  $DR_{\text{пп}} = R_{\text{пк}} - R_{\text{мін}}$ ;
- 5) піковий діапазон регулювання навантаження  $DR_{\text{п}} = R_{\text{макс}} - R_{\text{пк}}$ .

#### Питання для самоперевірки

1. Види графіків електричного навантаження.
2. Показники графіків електричного навантаження.
3. Покриття графіків електричного навантаження різними електростанціями.



## ТЕМА 3. ТЕПЛОВІ ЕЛЕКТРИЧНІ СТАНЦІЇ

### План

1. Класифікація теплових електричних станцій
2. Будова та робота ТЕС
3. Будова та робота ТЕЦ

#### 1. Класифікація теплових електричних станцій

Сукупність установок, які перетворюють хімічну енергію органічного палива на теплову та електричну, мають назву *теплова електрична станція (ТЕС)*. Основне призначення електричних станцій – забезпечення електричною енергією підприємств промислового і сільськогосподарського виробництва, комунального господарства і транспорту. Електростанції можуть також забезпечувати підприємства і житлові будинки водяною парою і гарячою водою.

Електростанції, призначені тільки для виробництва електроенергії, називають *конденсаційні (КЕС)*. На них установлюють парові турбіни з глибоким вакуумом. Це пов'язано з тим, що чим нижчий тиск пари на виході з турбіни, тим більша частина теплової енергії робочого тіла (водяної пари) може перетворитися на електричну енергію. При цьому основний потік пари конденсується в конденсаторі.

Електростанції, призначені для комбінованого виробництва електричної і теплової енергії, мають назву *теплоелектроцентралі (ТЕЦ)*. На них установлюють парові турбіни з проміжними відборами пари або з протитиском. На таких установках теплоту відпрацьованої пари частково або навіть повністю використовують для тепlopостачання, унаслідок чого втрати теплоти з охолоджувальною водою в конденсаторі скорочуються або їх взагалі немає. Однак частка енергії, перетвореної з хімічної на електричну, при тих самих початкових параметрах пари на установках з теплофікаційними турбінами нижча, ніж на установках з конденсаційними турбінами. Зазвичай ТЕЦ будують поблизу споживачів теплової енергії – біля промислових підприємств або житлових масивів.

Якщо для виробництва електроенергії використовують конденсаційні установки, а теплову енергію для теплопостачання виробляють в окремій котельній установці, то таке виробництво електричної і теплової енергії називають роздільне.

Сучасна ТЕС – це складне підприємство, яке включає в себе велику кількість різного устаткування (теплосилового, електричного, електронного тощо) і будівельних конструкцій. Основним устаткуванням ТЕС є котельна і теплосилова установка. За типом теплосилової установки (теплового двигуна) теплові електричні станції бувають: паротурбінні (основний вид електростанцій), газотурбінні і парогазові ТЕС, а також електростанції з двигунами внутрішнього згорання (ДВЗ).

За призначенням ТЕС бувають *районні* (загального користування), які забезпечують усіх споживачів тепловою та електричною енергією в цьому районі місцевості і є самостійними виробничими підприємствами, і *промислові* електростанції, які входять до складу виробничих об'єктів і призначені переважно для їх енергопостачання, а також міських і сільських районів, що прилягають до них.

Найпоширеніші в енергетиці паротурбінні електростанції поділяють за рівнем теплової потужності агрегатів: *малої потужності* (з агрегатами до 25МВт), *середньої потужності* (з агрегатами до 50...100МВт), *великої потужності* (з агрегатами більше 100МВт); а також за початковими параметрами водяної пари: *низького* (до 3МПа), *середнього* (3...5МПа), *високого* (9...17МПа) і *понадкритичного тиску* (більше 24МПа).

Класифікація ТЕС за рівнем потужності і тиску умовна, тому що ці показники мають тенденцію до зростання.

Теплові електростанції України Найбільші ТЕС в Україні - Запорізька, Криворізька-2, Зміївська (Харківська область), Бурштинська (Івано-Франківська область), Ладижинська (Вінницька область) (мал. 18), Придніпровська (Дніпропетровська область), Старобешівська (Донецька область), Трипільська (Київська область). Бурштинська ТЕС  $\rightarrow 12 \times 200 = 2400$  МВт Вуглегірська ТЕС  $\rightarrow 4 \times 300 + 3 \times 800 = 3600$  МВт Добротвірська ТЕС  $\rightarrow 3 \times 100 + 2 \times 150 = 600$  МВт Запорізька ТЕС

→ $4 \times 300 + 3 \times 800 = 3600$  МВт Зуївська ТЕС → $4 \times 300 = 1200$  МВт  
Зміївська ТЕС → $6 \times 200 + 4 \times 300 = 2400$  МВт Курахівська ТЕС  
→ $7 \times 200 = 1400$  МВт Криворізька ТЕС → $10 \times 300 = 3000$  МВт  
Ладизинська ТЕС Луганська ТЕС Придніпровська ТЕС  
Слов'янська ТЕС Старобешівська ТЕС Трипільська ТЕС  
Штерівська ДРЕС.

За способом компоновання котлів і парових турбін ТЕС бувають з *поперечними зв'язками* і з *блочним компонованням*.

## 2. Будова та робота ТЕС

Принципову теплову схему ТЕС з *поперечними зв'язками* показано на рис. 1. У котли 1 живильну воду подають із загальної магістралі 6, а свіжа пара збирається в загальному головному трубопроводі 5.

У цій схемі всі котли ТЕС з'єднано трубопроводами води і пари. З об'єднаного паропроводу водяну пару подають до всіх працюючих турбін.

У схемах ТЕС з *блочним компонованням* паровий котел з'єднують тільки з однією паровою турбіною і, отже, він являє собою автономний енергетичний блок.

Для надійності можна встановлювати по два котли на загальну турбіну – це так звані дубль-блоки. При цьому котли можуть мати як однакові (симетричні дубль-блоки), так і різні поверхні нагріву (несиметричні дубль-блоки).

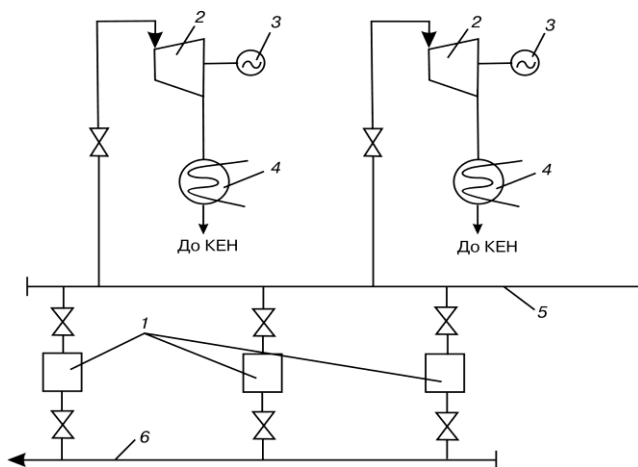


Рис. 1 - Принципова схема ТЕС з поперечними зв'язками:  
 1 – котел; 2 – турбіна;  
 3 – електричний генератор; 4 – конденсатор; 5 – головний паропровід; 6 – живильна магістраль; КЕН – конденсатний електричний насос.

У потужних моноблочних установках (300, 500 і 800МВт) з кожною турбіною працює однокорпусний котел. Через нерівномірність використання електроенергії протягом доби виникає потреба в частих зупинках і наступних пусках енергоблоків. Зупинивши енергоблок і вимкнувши генератор 3 (рис. 2) і турбіну 2, надлишок пари, що є в котлі 1, треба скидати, минаючи турбіну 2 (через байпас), в конденсатор 4.

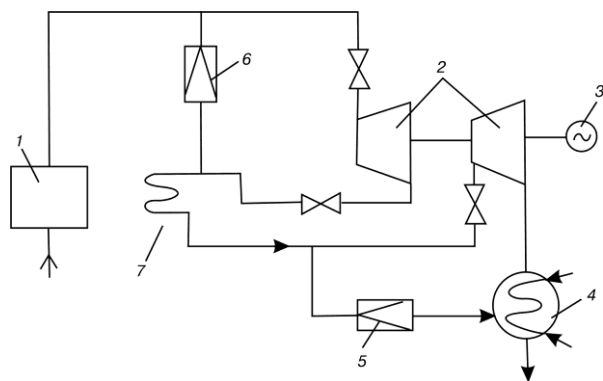


Рис. 2 - Двобайпасна схема енергоблоку ТЕС: 1 – котел; 2 – турбіна; 3 – електричний генератор; 4 – конденсатор; 5 – редукційно-охолоджуюча установка (РОУ) скидання пари в конденсатор; 6 – РОУ охолодження проміжного підігрівника; 7 – проміжний перегрівник.

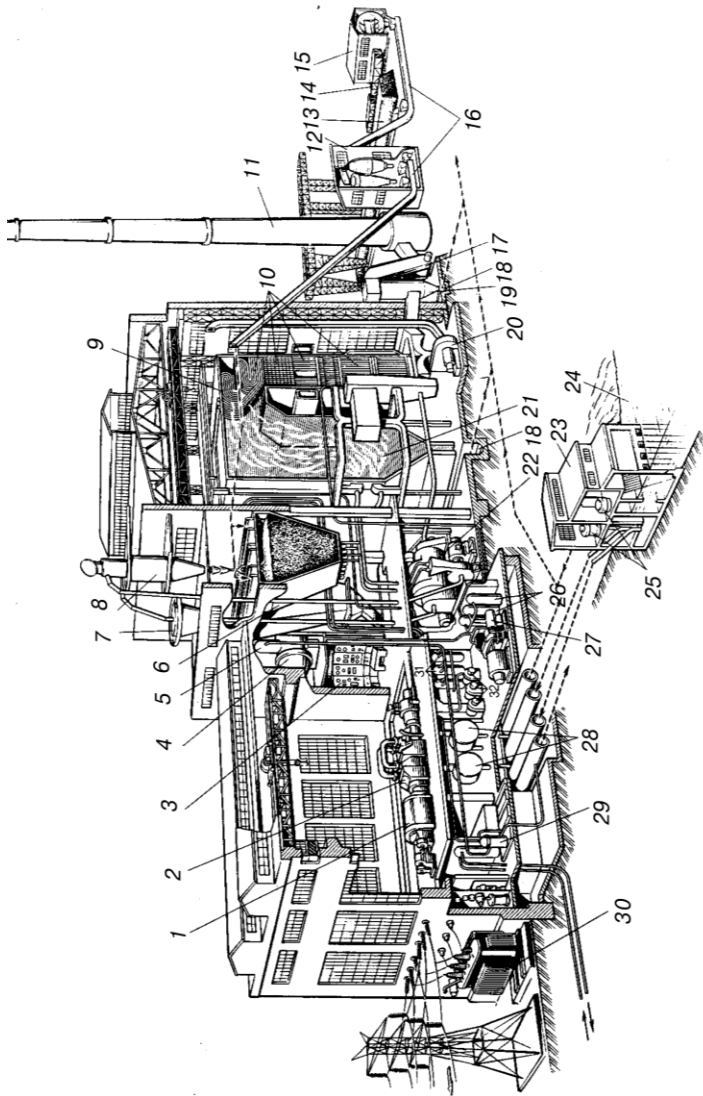
Якщо в котлі є проміжний перегрівник 7, установлений в зоні високих температур, то байпасується циліндр високого тиску (ЦВТ) турбіни і пару направляють через редукційно-охолоджувальну установку (РОУ) 6 на охолодження проміжного перегрівника. Потім вона надходить у конденсатор 4 через РОУ 5. Енергоблоки з такою схемою байпасування турбіни називають двобайпасні.

Останнім часом отримала поширення однобайпасна схема енергоблоку. У цій схемі пара, минаючи обидва циліндри турбіни і проміжний перегрівник, безпосередньо скидається в конденсатор.

Сучасна електростанція – це складне підприємство з великою кількістю різних видів устаткування. Послідовність одержання і використання водяної пари і перетворення одних видів енергії на інші можна простежити на прикладі технологічної схеми ТЕС, яка працює на твердому паливі (рис. 3).

Паливо (вугілля), яке надходить на ТЕС, вивантажують з вагонів 14 розвантажувальними пристроями 15 і подають крізь дробильне приміщення 12 конвеєрами 16 в бункер сирого палива

або до складу 13 резервного палива. Вугілля розмелюють у млинах 22. Вугільний пил через сепаратор 7 і циклон 8 з пилових бункерів 6 разом з гарячим повітрям, що подають вентилятором 20, надходить у топку 21 котла 9. Високотемпературні продукти згорання, які утворюються в топці, рухаючись по газоходах, нагрівають воду в теплообмінниках 10 (поверхні нагріву) котла до стану перегрітої пари. Пара, розширюючись на ступенях турбіни 2, обертає ротор турбіни і з'єднаний з ним ротор електричного генератора 1, у якому збуджується електричний струм. Вироблена електроенергія за допомогою підвищувальних трансформаторів 30 перетворюється на струм високої напруги і передається споживачам. У турбіні пара розширюється і охолоджується. Після турбіни пара надходить до конденсатора 28, у якому підтримують вакуум. Воду в конденсатор подають з природного або штучного джерела 24 циркуляційними насосами 25, розміщеними в насосній станції 23. Отриманий конденсат насосами 32 перекачують через установку знесолювання і підігрівники низького тиску (ПНТ) 31 в деаератор 4. Тут при температурі, близькій до температури насичення, видаляються розчинені у воді гази, що спричинюють корозію обладнання, і вода підігрівається до температури насичення. Втрати конденсату (витікання через неякісні ущільнення в трубопроводах станції або в лініях споживачів) поновлюють за рахунок хімічно очищеної в спеціальних установках 29 води, що додають у деаератор. Дегазовану і підігріту воду (живильну воду) подають живильними насосами 27 в регенеративні підігрівники високого тиску (ПВТ) 26, а потім у котел. Цикл перетворення робочого тіла повторюється. Під робочим тілом розуміють пару і воду, яку одержують спеціальною обробкою. Охолоджені в теплообмінниках 10 продукти згорання очищують від золи в золовловлювачах 19 і димососом 17 через димову трубу 11 викидають в атмосферу. Уловлену золу і шлак по каналах 18 гідрозоловиведення направляють на золовідвал. Роботу ТЕС контролюють з пульта керування 3. Підвищення потужності і параметрів (тиску, температури) робочого тіла можливе завдяки застосуванню проміжної перегрітої пари.



Як показано вище, електричну енергію виробляють на теплових електростанціях, де потенційна енергія водяної пари перетворюється на механічну енергію в паровій турбіні, звідки відпрацьовану пару направляють до конденсатора. Такі електричні станції називають конденсаційні. У цьому разі, щоб забезпечити споживачів теплотою і гарячою водою, потрібне додаткове джерело теплоти – опалювальна котельня.

### **3. Будова та робота ТЕЦ**

Разом з цим існують теплофікаційні ТЕС, на яких одночасно виробляють як електричну, так і теплову енергію у вигляді технологічної або побутової пари, яка частково відпрацьовала свій енергетичний ресурс у паровій турбіні для виробництва електричної енергії. Такі станції називають теплоелектроцентралями, їх розташовують безпосередньо біля споживачів теплоти: у містах, поруч з великими промисловими центрами і підприємствами тощо. На ТЕЦ для спільного виробництва теплоти й електроенергії встановлюють турбіни з регульованими відборами пари.

На рис. 4 показано принципову теплову схему найпростішої ТЕЦ, яка одночасно забезпечує промислове парове навантаження. Пара, одержувана в котлі 1, надходить у турбіну 2, безпосередньо з'єднану з електричним генератором 3, а потім прямує в конденсатор 4. З проміжного ступеня турбіни при потрібному регульованому тиску пару відбирають у розмірі 10–20% від загальної кількості і подають споживачам теплоти 7. Частина пари у споживача втрачається, а частина конденсується, і її насосом 8 направляють до живильного бака 6, у який конденсатним насосом 5 подають і конденсат з конденсатора. Для відновлення втрат пари і конденсату до живильного бака по трубопроводу 10 додають хімічно очищену воду. Живильну воду подають в котел 1 живильним насосом 9.

У районах, які обслуговують великі теплоелектроцентралями, зазвичай є споживачі тепла, які використовують як пару, так і гарячу воду. У цьому разі на ТЕЦ установлюють турбіни з двома регульованими відборами пари. Один відбір (високого тиску) –



для споживачів пари, другий відбір (низького тиску) – для передачі пари у водяні підігрівники.

Щоб забезпечити технологічні процеси окремих підприємств або їх групи електричною і тепловою енергією, споживання яких може бути нерівномірним у часі, використовують міні-ТЕЦ. Міні-ТЕЦ за тепловою схемою не відрізняються від енергетичних потужних ТЕЦ. Відмінність полягає в потужності (кількості виробленої електричної і теплової енергії).

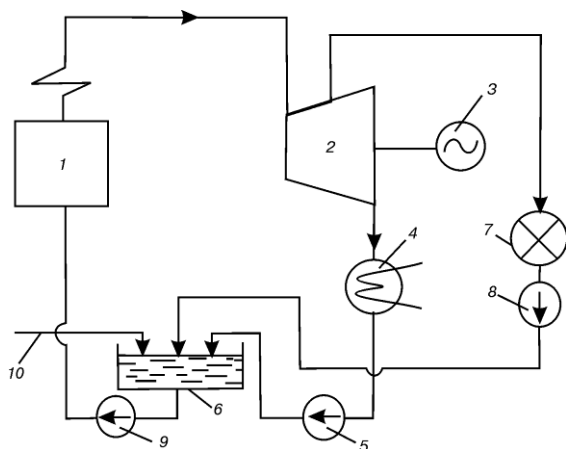


Рис. 4 - Теплова схема найпростішої теплоелектроцентралі: 1 – котел; 2 – турбіна; 3 – електрогенератор; 4 – конденсатор; 5 – КЕН; 6 – бак живильної води; 7 – споживач теплоти; 8 – мережевий насос; 9 – живильний насос; 10 – вода після хімічного водоочищення.

Доцільність установки та функціонування міні-ТЕЦ визначають техніко-економічним розрахунком на стадії проектування порівняно з окремим забезпеченням електричною енергією від уже існуючих КЕС і будівництвом на території підприємства котельної установки, яка буде забезпечувати теплотою технологічний цикл, опалення, гаряче водопостачання та ін. В останньому випадку докладно розглядають можливість

використовувати вторинні енергоресурси, утилізація яких після технологічних процесів може зменшити проектну потужність котельної і навіть міні-ТЕЦ.

Використання ТЕЦ, міні-ТЕЦ, а також котелень пов'язане з потребою забезпечити споживачів тепловою енергією у вигляді водяної пари або гарячої води потрібних параметрів.

Постачання до споживача теплоти, віддача її та повернення до джерела теплопостачання конденсату або охолодженої води відбуваються за рахунок використання спеціалізованого обладнання (РОУ, водяні та конденсатні насоси, теплообмінники, інжектори, теплоізовані трубопроводи – теплові мережі тощо), яке називають теплофікаційне, а сам процес забезпечення споживача теплотою – теплофікація.

Для великих міст України особливістю теплопостачання є теплофікація за рахунок ТЕЦ. Вони забезпечують близько 40 % теплової енергії, споживаної в промисловості і комунальному господарстві для потреб опалення і гарячого водопостачання, і мають безперечну термодинамічну перевагу перед виробництвом енергії на КЕС.

Процес централізованого теплопостачання складається з трьох послідовних операцій: підготовка теплоносія потрібних параметрів, транспортування теплоносія до споживача, використання теплоти теплоносія споживачем і повернення залишків теплоносія на ТЕЦ.

Першу операцію виконують на ТЕЦ. Залежно від роду теплоносія системи теплопостачання поділяють на водяні та парові. Перші дістали поширення для теплопостачання сезонних споживачів гарячої води і теплоти на опалення. Парові системи використовують для технологічного теплопостачання до споживачів високотемпературного теплоносія. Практика показала такі переваги водяних систем теплопостачання порівняно з паровими:

- можливість змінити температуру в системі в широкому діапазоні (20...200 °С);
- повніше використання теплоти від ТЕЦ;
- немає втрат конденсату;

– менші втрати теплоти в навколишнє середовище в теплових мережах.

До недоліків водяних систем теплопостачання варто віднести:

- підвищену витрату електроенергії на транспортування води в мережах;
- підвищену втрату теплоносія через розриви та аварії в теплових мережах;
- жорсткий гідравлічний зв'язок між ділянками мережі через високу щільність теплоносія;
- залежність температури води в трубопроводах від якості теплоізоляції.

Другу операцію централізованого теплопостачання – транспортування теплоносія до місця споживання – виконують за допомогою теплових мереж. Зазвичай теплові мережі являють собою заглиблені в ґрунт трубопроводи з теплоізоляцією, розміщені в спеціальних каналах (залізобетонних або цегельних) або без них (безканальна прокладка трубопроводів).

Третя операція – використання теплоти теплоносія споживачем – пов'язана з наявністю двох систем: закритою і відкритою.

У *закритих системах* теплопостачання споживач не витрачає теплоносії і не відбирає його з мережі, а використовує тільки для транспортування теплоти і передачі її іншому теплоносію (холодній воді) в теплообмінниках. У *відкритих системах* споживач відбирає теплоносії з теплової мережі частково або цілком.

Закриті системи характеризуються стабільністю якості теплоносія, який надходить до споживача, простотою санітарного контролю установки гарячого водопостачання, а також контролю герметичності системи за допомогою датчиків тиску. Їх недоліки – складність устаткування й експлуатації теплових пунктів (ТП), можливість корозії труб споживача через використання недеаерованої (не очищеної від агресивних розчинених газів) водопровідної води, можливість появи накипу в трубах.

До недоліків відкритих водяних систем належить потреба збільшувати потужність водопідготовчих установок, які розраховують на компенсацію витрат води, яку відбирає споживач із системи. Теплові мережі, по яких транспортують теплоносій до споживача, закінчуються ТП. Залежно від кількості споживачів розрізняють індивідуальні (місцеві) і центральні (групові) ТП. Перші обслуговують одного або декількох споживачів з однаковими параметрами споживання, центральні – групу споживачів (декілька будинків) або цілий район.

Устаткування ТП у кожному конкретному випадку вибирають, щоб повністю задовольнити потреби всіх споживачів у теплоті для системи опалення і для гарячого водопостачання.

#### Питання для самоперевірки

1. Будова і принцип дії КЕС.
2. Будова і принцип дії ТЕС.
3. Класифікація теплових електричних станцій.

## ТЕМА 4. АТОМНІ ЕЛЕКТРИЧНІ СТАНЦІЇ

### План

1. Загальна характеристика АЕС
2. Типи реакторів АЕС
3. Схема АЕС

### 1. Загальна характеристика АЕС

Атомні електростанції (АЕС) – це по суті теплові електростанції, що використовують теплову енергію ядерних реакцій.

Україна входить до першої десятки країн світу з виробництва електроенергії на АЕС і є однією з провідних країн з видобутку та переробки уранових руд. В міру обставин, які склалися на даний момент головне базове навантаження в енергопроблемі несуть саме АЕС. Це зумовлено тим, що більшість ТЕС простоюють за причини відсутності палива. Кількість АЕС становила п'ять, але в результаті виведення з експлуатації 15 грудня 2000 року ЧАЕС їхня кількість скоротилася до чотирьох. В експлуатації на АЕС України є 15 енергоблоків із сумарною встановленою потужністю – 13880 МВт (Найпотужніша електростанція в Україні - є Запорізька АЕС, на яку припадає близько 20% всього виробництва електроенергії України. Атомні електростанції України Запорізька АЕС  $\rightarrow 6 \times 1000 = 6000$  МВт Південноукраїнська АЕС  $\rightarrow 3 \times 1000 = 3000$  МВт Рівненська АЕС  $\rightarrow 2 \times 440 + 2 \times 1000 = 2880$  МВт Чорнобильська АЕС  $\rightarrow 4 \times 1000 = 4000$  МВт (зупинена) Хмельницька АЕС  $\rightarrow 2 \times 1000 = 2000$  МВт).

Атомні електростанції (АЕС) використовують транспортабельне паливо — уран, їх розташовують незалежно від паливно-енергетичного фактора та орієнтують на споживачів у районах з напруженим паливно-енергетичним балансом. Оскільки АЕС дуже водомісткі, їх споруджують біля водних джерел. Можливість використання палива, як джерела теплоти пов'язані з здійсненням ланцюгової реакції розподілу речовини і

виділенням величезної кількості енергії. Самопідтримуюча і регульована ланцюгова реакція розподілу ядер урану забезпечується в ядерному реакторі АЕС. У найпершому наближенні процеси, що відбуваються в ядерному реакторі, можна описати як безупинний поділ ядер. При цьому маса цілого ядра до поділу більша за масу осколків, що вийшли. Різниця становить приблизно 0,1% маси ядра, що розділилося. Зрозуміло, що до повного перетворення маси в енергію ще дуже далеко, але вже така зміна маси палива в реакторі дозволяє отримувати гігантську кількість енергії. При діленні 1г ізотопів урану або плутонію вивільняється 22500кВт-год, що еквівалентно енергії, що міститься в 2800кг умовного палива (в реактор завантажуються орієнтовно 66 тонн збагаченого урану).

Для ядерного пального використовують зазвичай ізотоп урану  $^{233}\text{U}$ ,  $^{235}\text{U}$  та плутоній  $^{239}\text{Pu}$ . Ядерне паливо використовують зазвичай, у твердому вигляді. Його укладають в захисну оболонку - ТВЕЛі - головний конструктивний елемент активної зони ядерного реактора, в якому знаходиться ядерне паливо. Їх встановлюють у робочих каналах активної зони реактора. Для зручності перевантаження і транспортування твели реактора збирають у спеціальні тепловиділяючі збірки — ТВЗ. ТВЗ є шестигранної форми. Реактор має 163 штуки ТВЗ, які розташовані в середині активної зони з кроком 20-25 см. У ТВЕЛах відбувається ділення важких ядер  $^{235}\text{U}$ ,  $^{239}\text{Pu}$  або  $^{233}\text{U}$ , що супроводжується виділенням теплової енергії, яка потім передається теплоносію. Найпоширенішим теплоносієм є очищена вода.

При розподілі ядер урану чи плутонію утворюються швидкі нейтрони, які мають велику енергію. У природному чи слабозбагаченому урані, де вміст  $^{235}\text{U}$  невеликий, ланцюгова реакція на швидких нейтронах не розвивається. Тому швидкі нейтрони уповільнюються до теплових (повільних) нейтронів. Як уповільнювачі можуть використовувати речовини, які містять елементи малої атомної маси, і мають низьку поглинаючу здатність стосовно нейтронів. Основними сповільнювачами є вода, важка вода (важка вода ( $\text{D}_2\text{O}$ ) — вода, молекула якої

складається з двох атомів дейтерію та атома кисню, має у 3 рази більшу густину в порівнянні із звичайною), графіт.

При роботі реактора концентрація ізотопів, що діляться в ядерному паливі поступово зменшується, і паливо вигоряє. Тому з часом його замінюють на свіже. Ядерне паливо перезавантажують за допомогою спец. механізмів і пристосувань з дистанційним керуванням. Відпрацьоване паливо переносять в басейн витримки, а потім відправляють на переробку.

До реактора і обслуговуючих його систем відносяться: реактор з біологічним захистом (бетон, вода, пісок); теплообмінники; насоси або газодувні установки, що здійснюють циркуляцію теплоносія; трубопроводи і арматура циркуляційного контура; пристрої для перезавантаження ядерного палива; системи спец. вентиляції та аварійного розхолодження і т.д.

Устаткування реакторного контура встановлюють у герметичних боксах, які відокремлені від решти приміщень АЕС біологічним захистом і при роботі реактора не обслуговується (повністю загерметизоване).

Передбачається система контролю місць можливого витоку теплоносія, а також заходи, що запобігають виходу радіоактивних викидів і забруднень у приміщення АЕС і навколишнє середовище (використовуються спец. очисні фільтри). За виконанням правил радіаційної безпеки персоналу АЕС стежить служба дозиметричного контролю.

При аваріях в системі охолодження реактора для виключення перегріву і порушення герметичності оболонок ТВЕЛів передбачається швидке (декілька секунд) глушення ядерної реакції аварійною системою розхолодження, яка має автономні джерела живлення.

## **2. Типи реакторів АЕС**

На сьогоднішній день одинична потужність ядерних енергоблоків досягла 1500МВт. Вважається, що одинична потужність енергоблоку АЕС обмежується не стільки технічними міркуваннями, скільки умовами безпеки при аваріях з

реакторами. Діючі в даний час АЕС за технологічними вимогами працюють головним чином в базовій частині графіка навантаження енергосистеми з тривалістю використання встановленої потужності 6500 ... 7000 год/рік.

На атомних станціях використовують ядерні реактори таких основних типів:

- ВВЕР (водо-водяний енергетичний реактор) - реактор на теплових нейтронах, корпусного типу із звичайною водою як сповільнювач (охладжувач) і теплоносій (в США, Росії);

- графіто-водні з водяним теплоносієм і графітовим сповільнювачем (тип РВПК - реактор великої потужності, канальний) - реактор на теплових нейтронах, водо-графітовий (в США, Росії);

- важко-водяні з водяним теплоносієм і важкою водою як сповільнювач (в Канаді);

- графіто-газові з газовим теплоносієм і графітовим сповільнювачем (в Англії);

- БН - реактор на швидких нейтронах з рідинно-металічним натрієвим теплоносієм (в Росії).

Найбільше освоєно реактори на теплових нейтронах. Такі реактори конструктивно простіші й більш керовані у порівнянні з реакторами на швидких нейтронах. Проте найперспективнішим напрямом є використання реакторів на швидких нейтронах з розширеним відтворенням ядерного пального – плутонію.

Для забезпечення необхідного рівня безпеки при експлуатації АЕС та створення умов для підвищення ефективності роботи АЕС в єдиній системі енергопостачання народного господарства і населення держави створено НАЕК “Енергоатом”.

На енергоблоках АЕС України встановлено реактори серії ВВЕГ – 1000 (водо-водяний енергетичний реактор – реактор на теплових нейтронах, корпусного типу) і на двох енергоблоках реактори серії ВВЕГ – 440 (Рівненська АЕС 1, 2 блоки). Проектний термін їх експлуатації 30 років. Станом на 2001 рік 13 енергоблоків були забезпечені паливом. Головна проблема паливо-забезпечення АЕС полягає в тому, що 100% паливних



збірок доводиться імпортувати з Росії, тобто існує цілковита енергетична залежність в цьому питанні.

Атомні електростанції вигідно оснащувати енергоблоками великої потужності. Тоді за своїми техніко-економічними показниками вони не поступаються КЕС, а в ряді випадків і перевершують їх. На даний час розроблено реактори електричною потужністю 440 і 1000 МВт типу ВВЕР і 1000 і 1500 МВт типу РВПК. При цьому енергоблок формується таким чином: реактор поєднується з двома турбоагрегатами (реактор ВВЕР-440 і два турбоагрегати по 220МВт; реактор ВВЕР -1000 і два турбоагрегати по 500МВт; реактор РБМК-1500 і два турбоагрегату по 750МВт) або з турбоагрегатом однакової потужності (реактор 1000МВт і турбоагрегат 1000МВт одиничної потужності).

Найчастіше в генеральному плані АЕС з ВВЕР реакторами передбачається розміщення на одному майданчику декількох енергоблоків, що пов'язано з необхідністю утримувати на майданчику АЕС загальні для всіх блоків служби, обладнання та інфраструктуру. Кожен головний корпус є моноблоком і складається із реакторного відділення (РВ), машинного залу (МЗ), деаераторної етажерки (ДЕ) і етажерки електротехнічних пристроїв (ЕЕТП), яка примикає до машинного залу.

У головному корпусі АЕС розміщується наступне основне устаткування:

- реактор (типу ВВЕР-1000);
- турбінна установка (типу К-1000-60/1500, К-1000-60/3000 або їм подібні);
- генератор (типу ТВВ-1000).

Реактор складається з:

- корпусу з кришкою та ущільнювальними елементами;
- шахти внутрішньо-корпусної з вигородкою, в яких розміщуються тепловиділяючі збірки (ТВЗ) з тепловиділяючими елементами (твели);
- теплового екрану;
- блоку захисних труб (БЗТ);
- органів системи управління;

- теплового та біологічного захисту.

Корпус реактора є одним з найважливіших конструктивних елементів і повинен забезпечувати абсолютну надійність і повну герметичність як у звичайних умовах роботи, так і при можливих аварійних ситуаціях. Корпус повністю заповнюється водою під високим тиском (15,7 МПа і більше).

Турбіна — лопатковий (лопатовий) двигун, що перетворює енергію робочого тіла (пари, рідини, газу) на енергію обертового вала, який приводить у рух трифазний синхронний турбогенератор.

Трифазні синхронні турбогенератори (ТБВ-1000) призначені для вироблення електроенергії при безпосередньому з'єднанні з паровими турбінами. Активна потужність — 1000МВт, напруга 24кВ, частота обертання ротора 1500 (3000) об/хв. Генератор являє собою трифазну неявнополюсную електричну машину, що складається з нерухомої частини (статора), яка включає в себе сердечник і обмотку і підключається до зовнішньої мережі, і рухомої частини (ротора), на якій розташована обмотка збудження, що живиться постійним струмом. Механічна енергія, що передається від валу турбіни на вал ротора генератора, перетворюється в електричну електромагнітним шляхом: в обмотці ротора під дією електричного струму створюється магнітний потік, який, перетинаючи обмотку статора, наводить у ній ЕРС. Генератор складається із статора, торцевих щитів, ротора, виводів з нульовими трансформаторами струму і гнучкими перемичками, газоохолоджувача, опорного підшипника ущільнення валу і фундаментних плит. Збудження генератора здійснюється від безщіткового збудника типу БВД-1500, що складається з синхронного генератора та обертового випрямляча. Роботу генератора забезпечують безліч допоміжних систем. До кожного турбогенератора через генераторні вимикачі підключається два підвищуючі трифазні трансформатори (потужністю по 630МВА кожен), які з'єднані паралельно і дозволяють видавати номінальну потужність блоку в мережу.

Технічне водопостачання на АЕС з ВВЕР-1000 застосовується оборотне, тобто технічна вода циркулює по замкнутому колу. В оборотних системах використовуються три типи охолоджувачів: ставки-охолоджувачі, бризкальні басейни (використовуються розбризкувальні сопла, які розбризкують гарячу воду у повітрі внаслідок чого вона швидше охолоджується; глибина такого басейну 1-1,5м) і баштові градирні. У різних проектах використовуються комбінації з цих типів, так як автономних систем технічного водопостачання, як правило, три: система охолодження конденсаторів турбіни, система охолодження невідповідальних споживачів і система охолодження відповідальних споживачів (обладнання, в тому числі й аварійного, перерв у водопостачанні якого не допускається в будь-яких режимах роботи).

### 3. Схема АЕС

Технологічна схема АЕС залежить від типу реактора, виду теплоносія і сповільнювача, а також від ряду інших чинників. Схема може бути одноконтурною, двоконтурною і триконтурною. На рисунку 1 як приклад наведена принципова технологічна двоконтурна схема АЕС на реакторах серії ВВЕР. З рисунка видно, що ця схема близька до схеми КЕС, проте замість парогенератора на органічному паливі тут використовується ядерна установка. Тепло виділяється в активній зоні реактора, вбирається теплоносієм (водою) 1-го контура і прокачується через реактор циркуляційним насосом до парогенератора (2), де передає своє тепло воді 2-го контура. Вода 2-го контура випаровується в парогенераторі, а утворена пара поступає в турбіну (3). Далі процеси проходять як на КЕС. Перший контур реактора є радіоактивним, повністю ізольований від другого, що зменшує радіоактивні викиди в атмосферу. Циркуляційні насоси прокачують воду через реактор і теплообмінник (живлення циркуляційних насосів походить від турбіни). Вода реакторного

контурі перебуває під високим тиском, тому незважаючи на її високу температуру (320 градуси за Цельсієм — на виході, 289 — на вході в реактор) її закипання не відбувається.

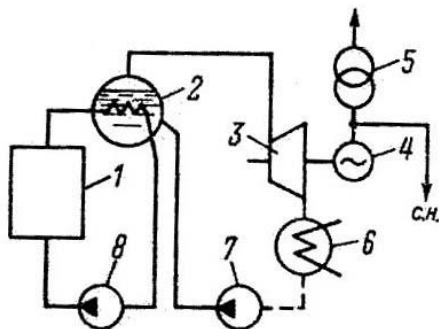


Рис. 1 – Принципова технологічна двоконтурна схема АЕС:

1 - реактор; 2 - парогенератор; 3 - турбіна, 4 - трансформатор; 5 - генератор, 6 - конденсатор турбіни; 7 - конденсатний насос, 8 - головний циркуляційний насос.

Вода другого контуру знаходиться під робочим тиском в 6,4МПа, тому в теплообміннику (парогенераторі) вона перетворюється на пару при робочій температурі в 280 °С. У теплообміннику-парогенераторі теплоносій, що циркулює по першому контуру, віддає тепло воді другого контуру. Пара, що генерується в парогенераторі, по головних паропроводах другого контуру надходить в турбіни та віддає частину своєї енергії на обертання турбіни, після чого надходить в конденсатор. Конденсатор, що охолоджується водою циркуляційного контуру (так би мовити, третій контур), забезпечує збір та конденсацію відпрацьованої пари. Конденсат, пройшовши систему підігрівачів, подається знову в теплообмінник і цикл повторюється знову.

Особливістю АЕС є необхідність поховання радіоактивних відходів. Це робиться в спеціальних могильниках, які виключають можливість впливу радіації на людей. (В Україні

створено могильник радіоактивних відходів на базі Чорнобильської АЕС). Щоб уникнути можливого впливу радіоактивних викидів АЕС на людей при аваріях, приймаються спеціальні заходи щодо підвищення надійності устаткування (дублювання системи безпеки тощо), а навколо станції створюють санітарно-захисну зону.

Застосування атомної енергії дозволяє розширити енергетичні ресурси, сприяючи цим збереженню ресурсів органічного палива, знизити вартість електричної енергії, що особливо важливо для районів, залежних від джерел палива, знизити забруднення атмосфери, розвантажити транспорт, який виконує перевезення палива, допомогти в постачанні електроенергією і теплом виробництва.

При роботі АЕС, не споживають органічне паливо (вугілля, нафта, газ), в атмосферу не викидаються оксиди сірки, азоту, вуглекислий газ. Це дозволяє знизити парниковий ефект, що веде до глобальної зміни клімату.

У багатьох країнах атомні станції вже виробляють більше половини електроенергії (у Франції - близько 75%, у Бельгії - близько 65%), в Україні – 25%, у Росії тільки 15%.

Уроки аварії на Чорнобильській АЕС (у квітні 1986р.) зажадали істотно (у багато разів) підвищити безпеку АЕС і змусили відмовитися від будівництва АЕС у густонаселених та сейсмічно-активних районах. Тим не менше з урахуванням екологічної ситуації атомну енергетику слід розглядати як перспективну.

Отже АЕС, що є найбільш сучасним видом електростанцій мають ряд істотних переваг перед іншими видами електростанцій: за нормальних умов функціонування вони абсолютно не забруднюють навколишнє середовище, не вимагають прив'язки до джерела сировини і відповідно можуть бути розміщені практично скрізь, нові енергоблоки мають потужність практично рівну потужності середньої ГЕС, проте коефіцієнт використання встановленої потужності на АЕС (80%) значно перевищує цей показник у ГЕС або ТЕС. Про економічність і ефективність атомних електростанцій може

говорити той факт, що з 1кг урану можна отримати стільки ж теплоти, скільки при спалюванні приблизно 3000 т кам'яного вугілля.

#### Питання для самоперевірки

1. Будова і принцип дії АЕС.
2. Типи реакторів АЕС.
3. Паливо АЕС.
4. Схеми АЕС.

## ТЕМА 5. ГІДРАВЛІЧНІ ЕЛЕКТРИЧНІ СТАНЦІЇ

### План

1. Класифікація ГЕС
2. Руслові ГЕС
3. Пригребельні ГЕС
4. Дериваційні ГЕС
5. ГАЕС
6. Гідроелектростанції для малих рік

#### 1. Класифікація ГЕС

Гідравлічна електростанція (ГЕС) - комплекс споруд і устаткування, за допомогою яких енергія потоку води перетворюється в електричну енергію. ГЕС складається з послідовного кола гідротехнічних споруд, що забезпечують необхідну концентрацію потоку води і створення тиску, та енергетичного устаткування, що перетворює енергію рухомої під натиском води в механічну енергію обертання яка, у свою чергу, перетворюється в електричну енергію.

ГЕС у наш час виробляють, як було зазначено раніше, близько 20% електроенергії в світі, при цьому використовується тільки третина економічно ефективного гідроенергетичного потенціалу. Деякі країни з гірським рельєфом, швидкими ріками (Норвегія, Таджикистан, Киргизстан) в основному забезпечують свої потреби в електроенергії за рахунок ГЕС.

Найбільші ГЕС, що експлуатуються, мають встановлену потужність: «Три ущелини» (Китай) – 18,2 млн. кВт, Ітайпу (Бразилія – Парагвай) – 12,6 (14,0) млн.кВт, Guri (Венесуела) – 10,3 млн.кВт, Тукуру (Бразилія) – 7,2 млн.кВт, Гренд Кулі (США) – 6,5 млн.кВт, Саяно-Шушенська – 6,4 млн.кВт і Красноярська (Росія) – 6 млн.кВт, Черчилл-Фолс – 5,4 млн.кВт і Ла Гранд (Канада) – 5,3 млн.кВт.

Аналізуючи світовий досвід розвитку енергетики, слід зазначити, що практично всі найбільш розвинені країни в першу чергу інтенсивно освоювали свої гідроенергетичні ресурси та досягли високого рівня їх використання. Так, гідроенергетичні

ресурси в США використані на 82%, в Японії – на 90%, в Італії, у Франції, у Швейцарії – на 95–98%. В Україні економічно ефективний гідроенергетичний потенціал використаний на 60%.

Гідроенергетика України розпочалась зі спорудження найбільшої в Європі Дніпровської ГЕС - 560МВт (1927 р. - початок будівництва, 1932 р. - введена в експлуатацію). До складу споруди входили будівлі ГЕС з дев'ятьма агрегатами. На сьогоднішній день в Україні працює 12 потужних ГЕС, які входять до Об'єднаної енергосистеми України, а також є ще близько 150 малих ГЕС на малих річках (Найбільші ГЕС в Україні - Київська, Канівська, Кременчуцька, Дніпродзержинська, Дніпрогес (Запоріжжя) і Каховська.).

Гідроелектричні станції залежно від потужності поділяють на:

- потужні - виробляють від 25МВт до 250МВт і вище;
- середні - до 25МВт;

- малі гідроелектростанції - до 5МВт (в деяких країнах (в тому числі і Україні) малими визнаються гідроелектростанції із потужністю до 10МВт. (примітка: встановлено Законом України "Про електроенергетику")). За прийнятою класифікацією до малих форм гідроенергетики належать піко (до 5кВт), мікро- (від 5 до 100кВт), міні- ( від 100 до 1000кВт) гідроелектростанції.

Потужність ГЕС безпосередньо залежить від тиску води, розходу води, а також від ККД використовуваного генератора (більше 90%). Через те, що за природними законами рівень води постійно змінюється, в залежності від сезону, а також ще від інших причин, в якості вираження потужності гідроелектричної станції прийнято брати циклічну потужність. Наприклад, розрізняють річний, місячний, тижневий або добовий цикли роботи гідроелектростанції.

Гідроелектростанції також діляться в залежності від максимального використання напору води:

- високонапірні - понад 60м;
- середньонапірні - від 25м;
- низьконапірні - від 3 до 25м.



За участю у покритті графіку навантаження енергосистеми: (пікові, напівпікові і базисні); за ступенем регулювання стоку річки (з виробленням тільки сезонної енергії, з внутрішньо - річним регулюванням, з багаторічним регулюванням); за схемою створення напору (русліві і дериваційні); за родом джерела енергії (річкові і приливні).

Класифікація гідроелектростанцій по капітальності регулюється ГОСТ і систематично вдосконалюється і змінюється в міру технічного прогресу в енергетичній галузі будівництва.

На компонування ГЕС особливо сильний вплив мають місцеві природні умови (рельєф і геологічна будова заплави річки, зона затоплення) і прийнята система використання водотоку, яка визначає тип і склад гідротехнічних споруд. Вплив цих факторів настільки значний, що компонування кожної ГЕС являє собою оригінальне рішення.

Найбільше значення при компонуванні станційного вузла має взаємне розташування будівлі ГЕС, відкритих РУ високої напруг і корпусу допоміжних пристроїв зі щитом керування. РУ високих напруг намагаються розташувати таким чином, щоб відстань до машинного залу була найменшою. З цією метою відкриті РУ часто розташовують безпосередньо біля берега річки чи каналу з боку нижнього б'єфа. РУ генераторної напруги закритого типу у більшості випадків розташовують в будівлі ГЕС з боку нижнього б'єфа (русліві ГЕС) або з боку верхнього б'єфа (пригребельні ГЕС з напірними трубопроводами).

Допоміжні електротехнічні установки (акумуляторна батарея з підзарядним і зарядним пристроями, електролабораторія, вузол зв'язку) і щит керування займають, як правило, спеціальний (допоміжний) корпус. Його виконують у вигляді прибудови до машинного залу з боку розташування відкритого РУ.

ГЕС, будівля якої є частиною греблі, називається русловою (наприклад, Кременчуцька, Київська ГЕС). Руслові ГЕС — це зазвичай низьконапірні станції, де напір води створюється безпосередньо за рахунок побудованої греблі, яка повністю перегороджує річку і піднімає рівень води на потрібну

величину. Будівля ГЕС входить до складу греблі і безпосередньо приймає напір води. Інколи це єдина споруда, що здатна пропускати воду, оскільки в греблі не передбачені інші спеціальні водоспускні отвори чи шлюзи. Такі гідрооб'єкти будують на повноводних рівнинних річках та гірських річках, у місцях, де є вузьке русло з високими берегами.

## 2. Руслові ГЕС

Будівля 1 руслової ГЕС (рис. 1) займає частину напірного фронту гідротехнічних споруд і нарівні з греблею 2 приймає тиск води верхнього б'єфа (ВБ). Трансформатори 3 блоків розташовують на майданчику з боку верхнього б'єфа або з боку нижнього б'єфа (НБ) (як показано на рис. 6). Розподільну установку генераторної напруги 4 розташовують в будинку ГЕС під трансформаторами 3. З'єднання генераторів з РУ генераторної напруги (або при одиничних блоках з трансформаторами) виконують залежно від потужності генератора відкритими шинними мостами (при  $P_{ном}$  до 100МВт) або закритими екранованими струмопроводами (при  $P_{ном}$  більше 100МВт). Розподільні установки високих напруг 5 (відкритого типу) розташовують на березі з боку нижнього б'єфа. Майданчик для їх спорудження вибирають згідно з рельєфом прибережної смуги. За несприятливих топографічних умов, коли важко знайти чи створити рівний майданчик необхідних розмірів застосовують ступінчасте розташування обладнання РУ .

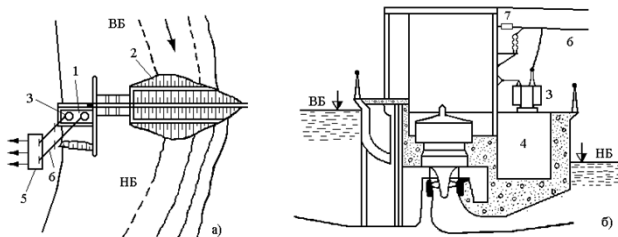


Рисунок 1 – План (а) і поперечний переріз (б) ГЕС, розташованої на руслі.

Приєднання трансформаторів до РУ високої напруги здійснюють гнучкими проводами 6. Проводи підвішують за допомогою натяжних гірлянд ізоляторів 7 між стіною будівлі ГЕС (або опорами, встановленими на будівлі ГЕС) і опорами, встановленими на березі, де розташована РУ.

### 3. Пригребельні ГЕС

Якщо будівля розташована окремо, біля основи греблі на протилежному від водосховища боці, то така ГЕС називається пригреблевою (наприклад, ДніпроГЕС). Пригреблеві ГЕС — високонапірні станції, в яких будівля ГЕС розміщена за греблею, в її нижній частині. Вода до турбін станції подається через спеціальні напірні лотки чи тунелі, а не безпосередньо як в руслових. Висота греблі в даному випадку значно вища, ніж у руслових ГЕС, інколи це може бути і дві греблі. Обмежувальним чинником висоти греблі і водночас потужності таких ГЕС є площа затоплення і підтоплення навколишніх земель.

Пригребельна схема (рис. 2) характеризується тим, що напір (різниця відміток між рівнями верхнього і нижнього б'єфу на ГЕС створюється за рахунок підпору рівня ріки греблею з утворенням водойми, яка також використовується для регулювання стоку (добового, тижневого, сезонного, багаторічного) з метою забезпечення необхідного режиму роботи ГЕС. За рахунок регулювання стоку забезпечується збільшення встановленої (сума ном. потужностей всіх генераторів) та гарантованої (90-92% від встановленої потужності) потужності ГЕС, кількості виробленої електроенергії та економічної ефективності ГЕС. На більшості ГЕС, що знаходяться в експлуатації, у тому числі найпотужніших, використана гребельна схема. Така схема застосовується в рівнинних і гірських умовах. При цьому напори на ГЕС залежать від висоти гребель і досягають, наприклад, на Дністровській ГЕС потужністю 0,7 млн. кВт напір дорівнює 54м, а на Київській ГЕС

потужністю 0,36 млн.кВт він знижується до 11м. Така схема використана для всіх ГЕС Дніпровського каскаду в Україні.

На пригребельній ГЕС (рис. 3) будівлю 1 споруджують за глухою греблею 2, тому вона не приймає напору води. Вода подається до турбін по напірних трубопроводах 3. Між будівлею ГЕС і греблею над напірними трубопроводами утворюється так звана "пазуха" 4. Останню зручно використовувати для встановлення трансформаторів 5 блоків і розміщення РУ генераторної напруги 6. РУ можна також прибудувати до будівлі ГЕС (показано на рис. 4.3, б) пунктиром). Розподільні установки високої напруги 7, як і на русловій ГЕС, розташовують на березі і з'єднують з трансформаторами гнучкими проводами 8.

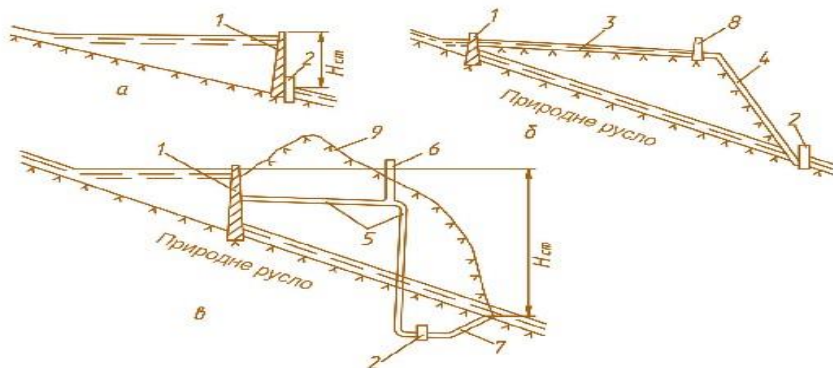


Рисунок 2 - Принципові схеми ГЕС: а – гребельна; б – дериваційна; в – комбінована.

1 – гребля; 2 – будинок ГЕС; 3 – дериваційний канал; 4 – напірний трубопровід;

5 – напірний тунель; 6 – зрівнювальний резервуар; 7 – відвідний тунель; 8 – водоприймач;

9 – природна поверхня берегового схилу.

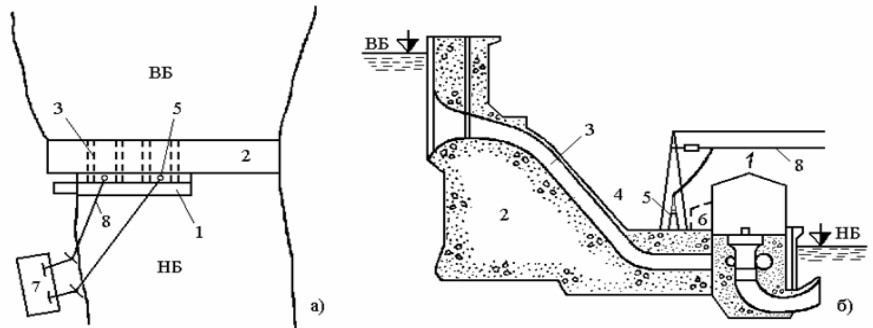


Рисунок 3 – План (а) і поперечний переріз (б) ГЕС, розташованої біля греблі

#### 4. Дериваційні ГЕС

ГЕС, до якої вода подається трубами, називається дериваційною (Теребле-Ріцька ГЕС). При дериваційній схемі напір на ГЕС утворюється шляхом створення зосередженого перепаду за рахунок відводу води з річки штучним водоводом, в якості якого застосовуються відкриті канали (безнапірна деривація); напірні тунелі або трубопроводи (напірна деривація) (рис. 4). При дериваційній схемі для забору води на ГЕС у більшості випадків у річці зводиться гребля, яка утворює невелику водойму, що часто виконує добове регулювання. Дериваційну схему доцільно застосовувати в гірських умовах при більших схилах і порівняно невеликих витратах, що дозволяє при відносно невеликій довжині дериваційного водоводу одержати великий напір. На Теребля-Рикській ГЭС потужністю 27МВт із напором 215м, використовується дериваційну схему з напірною деривацією.

Компонування дериваційної ГЕС (рис. 5) має свої особливості. Крім станційного вузла 1 у створі Б, де розташовані основні споруди станції, є ще і головний вузол 2 у створі А. Головний і станційний вузли пов'язані між собою дериваційним каналом 3.

До складу споруджень станційного вузла входять напірний басейн 4 та басейн 5 добового регулювання, турбінні напірні трубопроводи 6, будівля ГЕС 7, аварійний водоскид 8, відвідний канал 9, а також будівлі допоміжних і ремонтних служб (на рисунку не показані).

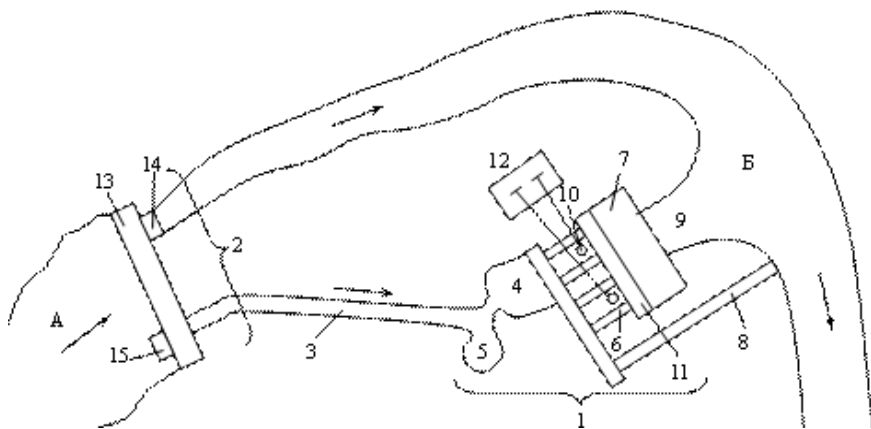


Рисунок 5 – План дериваційної ГЕС

Трансформатори 10 встановлюють над турбінними трубопроводами на стіні будівлі ГЕС. Розподільну установку генераторної напруги 11 вбудовують або добудовують до фронтальної стіни будівлі ГЕС, а РУ високої напруги 12 розташовують в стороні від гідротехнічних споруд на рівній площині. З'єднання трансформаторів та РУ високої напруги здійснюється гнучкими підвісними проводами.

Головний вузол об'єднує споруди, які призначаються для створення опору у річці та відведення потоку в деривацію, очищення води від сміття. Сюди входять гребля 13, водоскидні пристрої 14, водоприймач 15, відстійник, промивні пристрої.

У випадку комбінованої схеми напір на ГЕС утворюється частково за рахунок опору рівня ріки греблею й створення водойми як на пригребельній схемі, та частково за рахунок деривації, що дозволяє при відповідних природних умовах

використовувати переваги обох схем. При комбінованій схемі також можна одержати високі напори на ГЕС. Наприклад, на ГЕС Черчилл Фолс (Канада) потужністю 5,3 млн. кВт із водоймою об'ємом 32,6 км<sup>3</sup>, утвореною греблею висотою 32 м, напір становить 318 м; на ГЕС Ялі (В'єтнам) потужністю 0,72 млн. кВт із водоймою, утвореною греблею висотою близько 60 м, напір становить 190 м.

## 5. ГАЕС

Гідроакумуючі електростанції (ГАЕС) з оборотними гідроагрегатами (що працюють як генератори струму або водяні помпи) в години малого споживання електроенергії перекачують воду з водосховища у верхній басейн, а в години пікових навантажень виробляють енергію як звичайні ГЕС (наприклад, Київська ГАЕС, Дністровська ГАЕС).

ГЕС з використанням енергії припливів називають припливними (наприклад, ГЕС у Франції на річці Ранс).

Принцип роботи ГЕС досить простий. Ланка гідротехнічних споруд забезпечує необхідний напір води, що надходить на лопасті гідротурбіни, яка приводить в дію генератори, що виробляють електроенергію.

Необхідний напір води утворюється за допомогою будівництва греблі, і як наслідок концентрації річки в певному місці, або деривації - природним потоком води.

Залежно від тиску води, в гідроелектростанціях застосовуються різні види турбін. Для високонапірних — ковшові і радіально-осьові турбіни з металевими спіральними камерами. На середньонапірних ГЕС встановлюються поворотлопастні і радіально-осьові турбіни, на низьконапірних — поворотлопастні турбіни в залізобетонних камерах. Принцип роботи всіх видів турбін подібний — вода, що подається під тиском (напір води), надходить на лопасті турбіни і вони починають обертатися. Механічна енергія, таким чином, передається на гідрогенератор, який і виробляє електроенергію. Турбіни розрізняються деякими технічними характеристиками,

розраховані на різні тиски води, а також камерами — залізними або залізобетонними.

Кількість годин використання установленної потужності в році характеризує ступінь нерівномірності роботи протягом року й доби. При роботі ГЕС в основному у режимі покриття пікової зони графіку навантажень  $T \leq 2000$  год, а в напівпіковій зоні  $T$  зростає до 4000 год.

Втрати напору на ГЕС орієнтовно можуть становити 1–5%, причому вони менші при гребельній схемі й безнапірній деривації та збільшуються при напірній деривації.

Коефіцієнт корисної дії гідросилового устаткування (гідроагрегата) орієнтовно може скласти 90–94% залежно від типу та характеристик турбіни й генератора. У цілому на ГЕС потенційна енергія водотоку перетворюється в електричну з високим к.к.д. на рівні 86–93%.

Режим експлуатації ГЕС в енергосистемах характеризується роботою з повною потужністю безупинно протягом доби зазвичай лише у період паводків, а в інші сезони року ГЕС працює у режимі покриття пікової частини графіку навантажень у середньому 3–5 год на добу, у режимі покриття напівпікової частини – 5–15 год на добу, а також використовується в якості аварійного й частотного резервів. За необхідності забезпечення постійних санітарно-екологічних та інших пусків частина агрегатів ГЕС працює безупинно.

Найбільш ефективне використання водних і гідроенергетичних ресурсів досягається при будівництві на річках каскадів ГЕС, що утворюють єдиний водогосподарський комплекс. Принцип утворення на річках каскадів ГЕС є основоположним у всіх країнах. Група ГЕС, розташованих за течією річки на деякій відстані одна від одної та пов'язаних між собою загальним водогосподарським режимом, утворює каскад. Головним завданням каскадів ГЕС є комплексне використання водних ресурсів. Створення каскадів ГЕС забезпечує більш повне регулювання стоку й використання гідроенергетичних ресурсів, дозволяє в максимальній мірі погодити інтереси гідроенергетики та інших учасників виробничо-господарського комплексу (ВГК),



хоч ускладнюється їх взаємодія в умовах комплексного використання водосховищ каскаду. Однак, з іншого боку, полегшується подолання протиріч між ними, завдяки чому досягається збільшення потужності й виробітку ГЕС, можливість роботи ГЕС у піковій зоні відповідно до графіка навантажень у зв'язку з усуненням ряду обмежень по режиму допусків і рівнів у нижньому б'єфі та ін.

Дніпро є найбільшою річкою України та третьою за величиною річкою Європи. Дніпровський каскад гідроелектростанцій складається з шести ГЕС: Київської, Канівської, Кременчуцької, Дніпродзержинської, Дніпровської і Каховської. Разом із Київською гідроакумуляуючою станцією (ГАЕС) та Дністровською ГЕС (потужність 702МВт) вони входять до Об'єднаної енергосистеми України. Площа водозбору до створу нижнього ступеня каскаду – Каховської ГЕС – становить 482 тис. км<sup>2</sup>. Основні характеристики каскаду дано в таблиці 1. Дніпровський каскад (рис. 10) має велике значення для народного господарства України. Його водойми, і в першу чергу Кременчуцьке та Каховське, забезпечують сезонне регулювання стоку р. Дніпро. Корисний обсяг водойм становить 34% середньобогаторічного стоку Дніпра. ГЕС каскаду, сумарна потужність яких становить 3,67 млн. кВт, а вироблення електроенергії – близько 90% вироблення всіх ГЕС України, відіграють найважливішу роль в Об'єднаній енергосистемі України, покриваючи пікову частину графіка навантажень і забезпечуючи функції аварійного та навантажувального резерву.

Таблиця 1. Основні характеристики водойми і ГЕС Дніпровського каскаду

Найменування ГЕС і водоймища	Рік заповнення	Потужність ГЕС, МВт	Площа дзеркала, км <sup>2</sup>	Довжина, км	Глибина, м	
					Максимальна	Середня
Київське	1965	361	922	110	19,5	4,0
Канівське	1972	444	675	123	21,0	3,9
Кременчуцьке	1961	625	2250	149	20,0	6,0
Дніпродзержинське	1964	352	576	114	16,0	4,3
Дніпровське (Дніпрогес I, II)	1933, 1980	1538	410	129	53,0	8,0
Каховське	1956	351	2150	230	24,0	8,5
Усього		3671	6983	855		

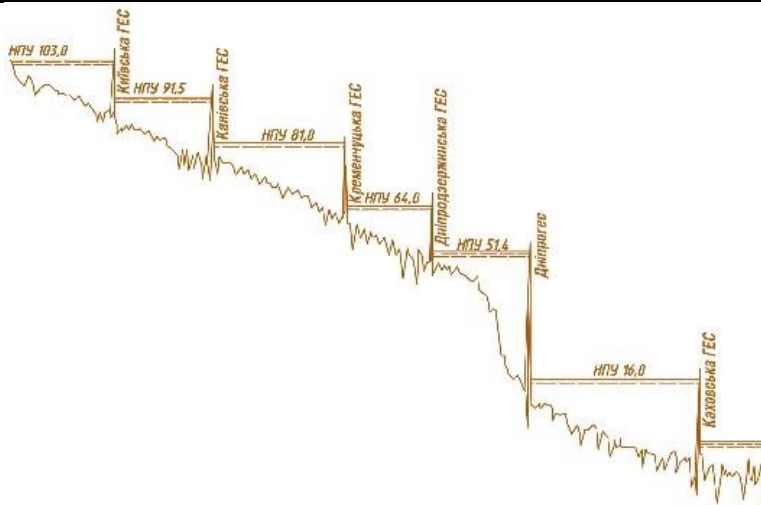


Рис. 10 - Дніпровський каскад ГЕС (поздовжній профіль)

Робота ГЕС в енергосистемі має певні особливості, викликані залежністю від річкового стоку та від режимів роботи водойми комплексного призначення, а також обмеженнями за умовами нижнього б'єфа та охорони навколишнього середовища. Водойми ГЕС залежно від корисної ємності можуть здійснювати добове, тижневе, сезонне та багаторічне регулювання. При цьому у несприятливий за водністю рік (зазвичай у якості розрахункового приймається маловодний рік з 90–95% забезпеченості) ГЕС повинні забезпечити розрахункову гарантовану енерговіддачу для покриття своєї зони графіка навантажень енергосистеми.

Водойма добового регулювання дозволяє перерозподілити природний добовий стік для забезпечення нерівномірного режиму роботи ГЕС із метою покриття пікової частини графіку навантажень.

В умовах зниження електричних навантажень в енергосистемі у вихідні дні при тижневому регулюванні зменшуються потужність і вироблення електроенергії ГЕС, а невикористаний стік акумулюється у водоймі й використовується у робочі дні тижня, забезпечуючи підвищення енерговіддачі ГЕС.

При сезонному і багаторічному регулюванні водойми в маловодний період ГЕС забезпечує покриття пікової частини добового графіку навантажень за рахунок природного припливу води у водойму протягом доби та спрацювання корисного обсягу, раніше накопиченого водоймою.

У паводковий період для максимального енергетичного використання води й зменшення її холостих скидань зазвичай всі агрегати ГЕС працюють із повною потужністю безупинно, виробляючи максимально можливу кількість електроенергії без ведення добового регулювання, покриваючи базову частину графіка навантажень енергосистеми. Це дозволяє одержати в цілому економію палива, хоч у даний період частина ГЕС змушені працювати у нерівномірному режимі, у тому числі у піковій частині графіка навантажень.

На ГЕС із водосховищем, що має значну корисну ємність, доцільно розміщувати аварійний резерв системи із тривалим

часом роботи. На ГЕС також розміщують навантажувальний резерв системи для підтримки частоти в енергосистемах. Наприклад, в ОЕС України ГЕС Дніпровського каскаду, Дністровська ГЕС є аварійним резервом, однак комплексне використання їх водойм накладає певні обмеження на режими роботи ГЕС в якості резерву ОЕС. Тому їх використання в аварійних ситуаціях може заподіяти збитки іншим галузям, у першу чергу рибному господарству.

Більшість ГЕС також працюють у режимі синхронного компенсатора для вироблення реактивної потужності.

Робота об'єднаних енергосистем з більшою питомою вагою ГЕС залежить від регулювання стоку водойми, а також від регулювання енерговіддачі при спільній роботі в енергосистемі каскадів ГЕС внаслідок природної асинхронності стоку річок.

ГЕС є важливим системоутворюючим фактором. Створення великих каскадів ГЕС і високовольтних ліній електропередачі для видання їх потужності у багатьох випадках ставали основою утворення об'єднаних енергосистем.

Робота ГЕС характеризується високою надійністю, імовірність аварійних ситуацій на ГЕС значно нижча, ніж на ТЕС, в яких аварійні ситуації пов'язані з використанням у технологічному циклі надзвичайно високих температур і тисків, більшими запасами палива й ін.

*Гідроакumuлюючі електростанції* перерозподіляють у часі електроенергію, що виробляється ТЕС і АЕС, які працюють у базовому режимі, у відповідності з графіком навантажень енергосистеми. ГАЕС характеризуються роботою у двох режимах: насосному та турбінному (генераторному). У насосному режимі вода з нижньої водойми перекачується гідроустановками ГАЕС у верхню водойму. У насосному режимі ГАЕС зазвичай працює у нічний період, коли в зв'язку зі зниженням навантаження в енергосистемі є надлишок електроенергії, яку й споживає ГАЕС (заповнює провальну частину добового графіку навантажень). У турбінному режимі вода з верхньої водойми скидається у нижню через агрегати ГАЕС, а вироблена електроенергія подається в енергосистему

споживачам. У турбінному режимі ГАЕС працюють у періоди максимального навантаження в енергосистемі (зазвичай у години вечірнього та ранкового піків у добовому графіку навантажень).

У сучасних енергосистемах, в яких основними енергоджерелами є атомні та теплові станції з великими агрегатами, ГАЕС забезпечують надійну та ефективну роботу енергосистем за рахунок заповнення провальної частини добового графіка навантажень, забезпечуючи роботу агрегатів ТЕС і АЕС у базовому режимі з майже постійною у часі потужністю; покриття пікової частини добового графіка навантажень; виконання функцій аварійного й частотного резерву енергосистем завдяки високій маневреності й швидкодії.

З усіх запропонованих способів акумулювання енергії в області електроенергетики (акумулювання тепла, виробленого реакторами АЕС, у спеціальних резервуарах гарячої води або пари; газотурбінні електростанції, повітряноакумулюючі, із закачкою компресорами повітря під великим тиском в спеціальні підземні резервуари; механічне акумулювання енергії з використанням маховиків, які розганяються до великих швидкостей та влаштованих в герметичний корпус, де підтримується вакуум, та ін.) наразі використовується гідравлічне акумулювання на ГАЕС, що пройшло багаторічну перевірку і є високоефективним.

Широке будівництво ГАЕС почалося в другій половині ХХ ст., коли стали вводиться в експлуатацію теплові та атомні електростанції з великими агрегатами. Вже у 1970 р. потужність ГАЕС склала 16 млн. кВт, у 1985 р. – більш 40 млн. кВт, а у 2000 р. у світі експлуатувалося більше 350 ГАЕС сумарною потужністю біля 125 млн. кВт.

За схемою акумулювання ГАЕС підрозділяються на наступні типи (мал. 7):

- ГАЕС простого акумулювання, або «чисті» ГАЕС, характерною ознакою яких є практично повна відсутність припливу води у верхню водойму (рис. 7, а). Така схема використовується на більшості ГАЕС, наприклад на Київській потужністю 235МВт, Дністровській – 2270МВт (рис. 8).

- ГАЕС змішаного типу, або ГЕС–ГАЕС, із припливом води у верхню водойму, при спрацюванні якої у турбінному режимі забезпечується додаткове вироблення електроенергії (див. рис. 7, б).

- ГАЕС із неповною висотою закачування води у верхню водойму. Такі ГАЕС використовуються при перекиданні стоку з однієї ріки в іншу шляхом накачування води насосною станцією у верхову водойму на вододіл та скидання її через агрегати ГЕС у низову водойму на іншій річці (див. рис. 7, в), а також при влаштуванні на річці двох поряд розташованих водоймищ із перекачуванням води агрегатами ГАЕС із верхньої водойми на річці в найвищу водойму, розміщену на більш високих відмітках, і скиданням води через агрегати ГАЕС у нижню водойму на річці.

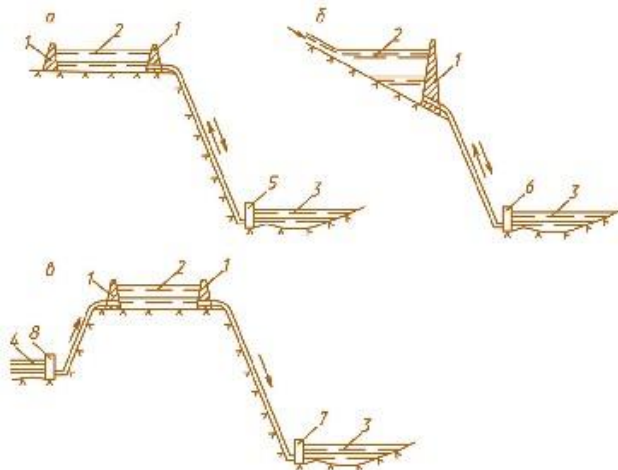


Рис. 7 - Принципові схеми ГАЕС: а – простого акумулювання; б – змішаного типу; в – з неповною висотою закачування води; 1 – гребля; 2– верхня водойма; 3 – нижня водойма; 4 – природна водойма; 5 – ГАЕС; 6 – ГЕС–ГАЕС; 7 – ГЕС; 8 – насосна станція

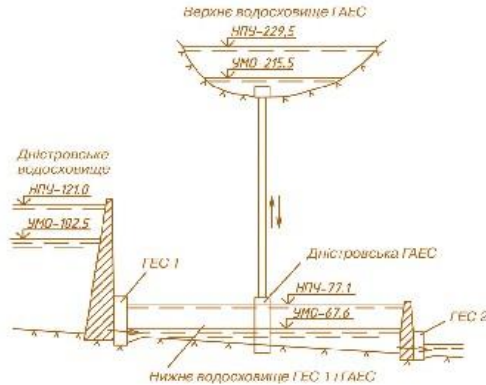


Рис. 8 - Схема Дністровської ГАЕС, ГЕС 1 і ГЕС 2

Істотною перевагою ГАЕС простого акумулювання є можливість їх будівництва не тільки на великих річках з використанням уже існуючих водойм як нижньої водойми, але й вдалині від великих річок на невеликих річках, де є сприятливі топографічні умови для створення напору, поблизу від великих ТЕС і АЕС, що дозволяє підвищити надійність роботи в енергосистемі, знизити витрати на спорудження ЛЕП.

За тривалістю циклу акумулювання (періоду спрацювання та наповнення водойм) ГАЕС поділяються на:

- ГАЕС добового акумулювання, які застосовуються найчастіше та характеризуються добовим циклом наповнення та спрацювання водойми. За тривалістю роботи у турбінному режимі їх поділяють на пікові з роботою у турбінному режимі до 5 годин на добу й напівпікові з роботою від 5 до 15 годин на добу. Пікові та напівпікові ГАЕС у насосному режимі працюють в основному у період нічного провалу в графіку навантажень протягом 6–7 годин на добу.

- ГАЕС тижневого акумулювання характеризуються накачуванням у вихідні дні додаткового обсягу води у верхню водойму (що дозволяє в умовах зниження споживання електроенергії в енергосистемі в ці дні зменшити розвантаження ТЕС), яка використовується в робочі дні у турбінному режимі для покриття пікової частини добових графіків навантаження. При

такому режимі роботи потрібне збільшення ємності водойм для розміщення додаткового об'єму води.

- ГАЕС із сезонним циклом акумулювання характеризується тим, що у літній період, коли споживання електроенергії знижується, накачується додатковий об'єм води у верхню водойму й за рахунок цього в осінньо-зимовий період максимуму навантаження в енергосистемі збільшуються потужність і вироблення ГАЕС. Такий режим застосовується вкрай рідко, тому що вимагає великої ємності водойми .

На ГАЕС застосовуються наступні схеми основного гідросилового устаткування:

- чотирьохмашинна схема, при якій є два окремі агрегати – насосний і турбінний, тобто чотири машини (насос, двигун, турбіна та генератор). Така схема дозволяє використовувати переваги роботи насоса та турбіни в найбільш сприятливому режимі (більш високі к.к.д. та ін.), однак вимагає більших додаткових капіталовкладень і застосовується вкрай рідко навіть в умовах високих напорів. Прикладом використання чотирьохмашинної схеми є ГАЕС Райсек–Крайцек (Австрія) з максимальним напором 1772м, де встановлені ковшові турбіни та багатоступінчасті насоси.

- трьохмашинна схема складається з одного агрегату, що включає одну оборотну електромашину (двигун-генератор) і дві гідравлічні машини – насос і турбіну, з однаковим напрямком обертання в турбінному й насосному режимах. Така схема дозволяє досягти високих к.к.д. насоса та турбіни і одержала поширення при високих напорах (більше 300м) із застосуванням ковшових турбін, наприклад ГАЕС Вальдек II (ФРН) потужністю 440МВт із напором у турбінному режимі 320м. Трьохмашинна схема застосована на ГАЕС Россхаг (Австрія) з високонапірними радіально-осьовими турбінами (напір 672м), на ГАЕС Сан-Фіоріно (Італія) із чотириступінчастими насосами (напір 1350м).

- двохмашинна схема складається з одного агрегату, що має дві оборотні машини: двигун-генератор і насос-турбіну. Перевагами двохмашинної схеми в порівнянні із трьохмашинною є скорочення загальної довжини агрегату більш ніж на 30%,



відповідно зменшення габаритів будинку ГАЕС і загальне зниження капіталовкладень у гідросилове устаткування та будівельну частину. Недоліком об'єднання в одній оборотній гідромашині насоса та турбіни є зниження к.к.д. у зв'язку з розбіжністю зон оптимальних к.к.д. у турбінному та насосному режимах. Крім того, у двохмашинній схемі напрямок обертання в турбінному та насосному режимах протилежний, через що ускладнюється перевід з одного режиму в інший і трохи знижується маневреність.

Двохмашинна схема одержала найширше поширення у світі. Така схема застосована на найбільших ГАЕС: Ладінгтон (США) потужністю 1872МВт із напором 108м, Бас Каунтрі (США) – 2100МВт із напором 384м, а також на Ташлицькій – 900МВт із напором 83м і Дністровській – 2270МВт із напором 152м. На всіх цих ГАЕС застосовані оборотні радіально-осьові гідромашини.

*Робота ГАЕС в енергосистемах.* Тільки ГАЕС завдяки властивій їм багатофункціональності, беручи участь у регулюванні потужності, здатні забезпечити підвищення навантажень ТЕС і АЕС у провальній частині добового графіку навантажень, тобто штучно збільшити базову частину графіку навантажень і зменшити його нерівномірність, виконуючи функцію споживача-регулятора; покриття пікової або напівпікової частини графіка навантажень, служити швидкодіючим аварійним і навантажувальним резервом системи.

Феномен ГАЕС полягає в тому, що її регулююча потужність в енергосистемі відповідає сумі встановлених потужностей у турбінному та насосному режимах, яка становить діапазон потужностей станції, тобто ГАЕС може здійснювати подвійне регулювання.

Режим роботи ГАЕС за наявності замкнутої системи циркуляції води між верхньою і нижньою водоймами практично не залежить від стоку ріки.

ГАЕС виконують функції регулювання в енергосистемі у самому широкому значенні з максимальним використанням їх

переваг швидкодії й високої готовності до пуску. Тому вони експлуатуються у різних режимах з багаторазовими пусками й зупинками протягом доби, виконуючи роль маневреної потужності при вході й виході з піків, компенсатора реактивної потужності, засобу заповнення нічних провалів, аварійного й частотного резерву. Так, з урахуванням сучасних вимог для забезпечення стабільної роботи енергосистеми розрахункова кількість пусків на ГАЕС Blenheim Cılboa потужністю 1,04 млн. кВт (США) становить 6000 на рік.

Використання ГАЕС в якості аварійного й частотного резервів енергосистеми стає однією з її найважливіших функцій. У випадку аварії в енергосистемі з великими генеруючими джерелами, лініями електропередач швидке включення ГАЕС у турбінний режим або перемикання ГАЕС із насосного режиму в турбінний компенсують потужності, втрачені енергосистемою, і дозволяють виключити аварійне відключення споживачів. Саме ГАЕС разом з ГЕС значною мірою у важких аварійних ситуаціях дозволяють не допустити «розвалу» енергосистеми.

На ряді ГАЕС у верхніх водоймах додатково резервується аварійний запас води, розрахований на роботу протягом 1,5–3 год.

При роботі ГАЕС у режимі тижневого регулювання у вихідні дні, коли навантаження зменшується і ТЕС і АЕС вимушено знижують потужність, за рахунок роботи ГАЕС у насосному режимі розвантаження ТЕС і АЕС може бути зменшене. Додатковий обсяг води, закачаний ГАЕС у верхню водойму у вихідні дні, використовується в робочі дні для покриття пікової частини графіка навантажень.

Характер режимів роботи ГАЕС змінюється протягом року, виходячи зі зміни добових графіків навантажень енергосистеми в різні сезони року.

Саме висока економічна ефективність, підвищення надійності роботи енергосистем при використанні ГАЕС, у тому числі забезпечення нормативних вимог до якості електроенергії (частота, напруга), недопущення аварійного відключення споживачів, послужили основою для їх широкого будівництва.

В останнє десятиліття в багатьох країнах (США, Канаді, країнах Західної Європи й ін.) відбулася лібералізація ринку електроенергії. При цьому зростає роль ГАЕС у забезпеченні стійкості роботи енергосистем за рахунок резервування потужності, регулювання частоти, напруги. У ряді країн (Японія, Італія) потужність ГАЕС в енергосистемах становить більше 10% установленої потужності всіх електростанцій.

## **6. Гідроелектростанції для малих рік**

З початку 20 ст. в Україні були побудовані МГЕС на багатьох малих річках. На кінець 1940-х -першу половину 50-х років чисельність малих гідроелектростанцій в Україні становила понад 950 із загальною встановленою потужністю 300МВт. Однак у зв'язку з розвитком централізованого електропостачання і тенденцією виробництва електроенергії на потужних ТЕС (ТЕЦ), ГЕС та АЕС, будівництво МГЕС в середині 60-х років минулого століття було майже повністю призупинено, а пізніше було припинено зовсім. Більшість існуючих малих ГЕС були згодом демонтовані, сотні з них зруйновані.

Виробництво електроенергії на малих гідроелектростанціях, незважаючи на вищу, порівняно з великими ГЕС, собівартість електроенергії дозволяє економити значні обсяги паливно-енергетичних ресурсів. Так, наприклад, Явірська ГЕС з досить невеликою встановленою потужністю — близько 450кВт, за рік дозволяє економити 800 тонн вугілля, яке спалила б теплова електростанція такої ж потужності. Крім того малі ГЕС не тільки виробляють електроенергію, вони захищають прилеглі населені пункти від повеней, сприяють їх нормальному водопостачанню, розвитку рибного господарства. До переваг малої гідроенергетики також слід віднести:

- виробництво майже без викидів CO<sub>2</sub>;
- виробництво за необхідністю (пікова енергія);
- насосно-турбінний режим: зберігання та відновлення надлишкової енергії на мережі;

- енергія з необхідним регулюванням для забезпечення безпеки об'єднаної енергосистеми з метою здійснення контролю над ріками.

Тому зрозуміло, що мала гідроелектрогенерація набула широкого розвитку у багатьох розвинутих країнах як Європи та і світу — у Швейцарії відсоток виробництва електроенергії на малих ГЕС становить 8,3%, в Іспанії — 2,8%, у Швеції — майже 3%, а в Австрії — 10%. Ще більш вражаючих показників вдалося досягти Китаю, близько 18-20% всієї електроенергії тут виробляють більше 80 тисяч малих ГЕС.

Досвід деяких держав свідчить, що освоєння потенціалу малих річок з використанням малих ГЕС і міні-ГЕС допомагає вирішити проблему поліпшення енергопостачання. Найбільш ефективними є малі ГЕС, які будуються на наявних гідротехнічних спорудах. За даними фірми "Елімс-Чалмерс" (США), питомі капіталовкладення для новоспоруджених ГЕС потужністю 10МВт становлять 1100 - 1400 \$/кВт, потужністю до 1МВт - 6800 - 8700 \$/кВт. Будівництво малої ГЕС потужністю 1МВт коштує від 0,5 до 2 \$ млн. Прибуток від неї становить \$300 тис. на рік, а термін окупності капітальних вкладень - 2...6 років. Устаткування для малих ГЕС до сьогодні виробляють численні фірми США, Японії, Швеції, Швейцарії, Франції, Австрії, Великої Британії. Виробництво такого устаткування розпочато і в державах Східної Європи. Стандартизоване устаткування для малих ГЕС виробляється в широкому діапазоні параметрів: потужність - від 2 до 15000 кВт; діаметр робочого колеса турбіни - від 190 до 3000 мм; частота обертання - від 50 до 2000 об./хв.; напір - від 1 до 1000м, витрати води - від 0,01 до 0,75м<sup>3</sup>/с. Серйозну увагу приділяють підвищенню економічної ефективності малих ГЕС за рахунок спрощення їх проектування, будівництва та експлуатації, типізації проектних рішень, стандартизації устаткування та повної автоматизації роботи ГЕС.

В Україні нараховується понад 63 тис. малих річок і водотоків загальною довжиною 135,8 тис. км, з них близько 60 тис. (95%) - дуже малі (довжина менше ніж 10 км), їхня сумарна довжина - 112 тис. км, тобто середня довжина такого водотоку -

1,9 км. Більшість малих річок довжиною менше ніж 10 км мають площу водозбору від 20,1 до 500 км<sup>2</sup> (87% всієї кількості і 72% всієї довжини малих річок України). Малих річок з площею водозбору від 50,1 до 100 км<sup>2</sup> нараховується 890 (28% всієї кількості), а 797 річок (25%) мають площу водозбору 20,1 - 50 км<sup>2</sup>.

В Україні відновлення малої гідроелектрогенерації розпочалось лише на початку нового тисячоліття. Особливо сприяє даній тенденції впровадження в Україні «зеленого тарифу» (станом на поч.. 2015р. 6,2грн/кВт).

Розвиток малої гідроенергетики України передбачає:

- оновлення та реконструкцію наявних і діючих міні-ГЕС;
- будівництво нових міні-ГЕС в районах децентралізованого енергопостачання;
- будівництво міні-ГЕС в регіонах централізованого енергопостачання на наявних перепадах водосховищ та водотоків;
- нове будівництво з концентрацією напору.

Рентабельність генерації і досить швидка окупність проектів (близько 5-7 років) зацікавила приватного інвестора. В Україні сьогодні працюють 150 малих ГЕС. Загальний обсяг електроенергії, що виробляється ними, не перевищує 800 млн кВт.год. на рік. Гідропотенціал же країни становить 8,3 млрд кВт.год. Тобто використовується лише 10% існуючих можливостей.

Основною гідрологічною характеристикою є середній багаторічний стік, або норма річного стоку. Найбільшою водоносністю відрізняються річки Карпат, стік яких значною мірою залежить від висоти басейна. При використанні енергетичних ресурсів малих річок велике значення має стан льодоставу на річках взимку. Енергетичний потенціал малих річок України по областях - у табл. 2.

Мала енергетика України через її незначну питому вагу (0,6%) в загальному енергобалансі не може суттєво впливати на умови енергозабезпечення країни. Однак експлуатація малих ГЕС дає можливість виробляти близько 800 млн. кВт\*год

електроенергії на рік, що еквівалентно щорічній економії до 200 тис. тонн дефіцитного органічного палива. За оцінками Світової енергетичної ради, економія органічного палива за рахунок малої гідроенергетики у загальному виробництві енергії на 2020 рік може складати 69 та 99 млн. т у.п. для відповідно мінімального та максимального варіантів розвитку.

За прийнятою класифікацією до малих форм гідроенергетики належать піко (до 5кВт), мікро- (від 5 до 100кВт), міні- (від 100 до 1000кВт) гідроелектростанції. На даний час в Україні створені проекти на спорудження сучасних автоматизованих малих ГЕС потужністю 0,5...2,0МВт з уніфікованим обладнанням і уніфікованими будівельними конструкціями. Розроблені стаціонарні і транспортабельні (рис. 9) мікро-ГЕС, які розраховані на роботу без постійного обслуговуючого персоналу.

Таблиця 2. Розподіл загального гідроенергетичного потенціалу малих рік по областях України

Область	Потенціал, млн. кВт*год/рік	Область	Потенціал, млн. кВт*год/рік
Київська	200,0	Миколаївська	156,8
Вінницька	360,0	Одеська	37,5
Волинська	115,2	Полтавська	396,0
Дніпропетровська	101,2	Рівненська	304,0
Донецька	189,0	Сумська	298,0
Житомирська	336,0	Тернопільська	427,2
Закарпатська	4532,0	Харківська	268,0
Запорізька	50,5	Херсонська	2,2
Івано-Франківська	399,0	Хмельницька	303,5
Кіровоградська	170,0	Черкаська	331,0
Луганська	436,0	Чернівецька	883,7
Львівська	1814,0	Чернігівська	178,2
		<i>Усього по Україні</i>	<i>12289</i>

Стаціонарні ГЕС можуть працювати як за відсутності, так і наявності мереж централізованого електропостачання. У першому випадку ГЕС є автономною електростанцією, а в другому розрахована на віддачу надлишку електроенергії в енергосистему і фактично є підживленням ГЕС.

У гірських районах слід застосовувати конструкції ГЕС з дериваційною схемою використання водної енергії.

Одним з головних конструктивних елементів дериваційної МГЕС є водовід. З метою ефективного використання енергії водотоку дериваційні водоводи повинні забезпечувати пропуск необхідної кількості для роботи ГЕС води з якнайменшими втратами. Дериваційні водоводи можуть бути виконані по безнапірній або напірній схемі, які розглянуті раніше.

Для невеликих стаціонарних ГЕС, що встановлені в гірській місцевості, доцільні водоводи комбіновані із стаціонарних безнапірних залізобетонних лотків і напірних сталевих трубопроводів. Безнапірні лотки розміщують залежно від рельєфу місцевості: або на ґрунті, або на опорних конструкціях. Такі конструкції вимагають незначних ґрунтових робіт, які важко здійснювати в скелястій гірській місцевості. Водоводи виготовляють завчасно заводським способом.

Напірна ділянка водоводу (звичайно сталевий трубопровід) встановлюють безпосередньо на спусках перед електростанцією, він служить для створення необхідного тиску безпосередньо на гідроенергоагрегати. Ці ділянки мають порівняно невелику відстань.

Для транспортбельних ГЕС, що використовуються в кочових умовах роботи, водовід застосовують повністю напірний. Його виготовляють з меліоративної тканини, яка забезпечує гнучкість трубопроводу з урахуванням рельєфу місцевості. Такий водовід має високу міцність, а при транспортуванні легко змотується в бухти. Ці властивості забезпечують транспортбельну ГЕС і розміщення їх на новому місці без додаткових капітальних вкладень на споруду трубопроводу.

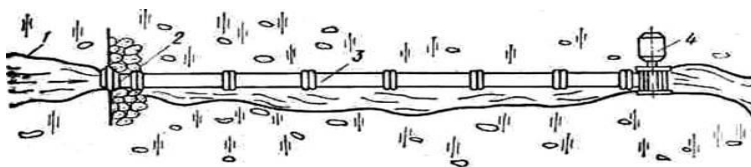


Рис. 9 - Схема МГЕС: 1 - річка; 2 – водозабірний прилад; 3 – рукав для напору; 4 – енергоблок.

### *Регулювання параметрів електричного струму*

Як вже наголошувалося, експлуатація малих ГЕС здійснюється без спеціального обслуговуючого персоналу. Тому всі процеси по регулюванню потужності, напруги і частоти електричного струму автоматизують, а ручне управління зводиться, наприклад до закриття засувки або натиснення кнопки.

Основні параметри малих ГЕС, що підлягають регулюванню при змінах навантаження споживачів - напруга і частота електричного струму. Спосіб регулювання параметрів залежить від типу генератора ГЕС і умов його роботи. На малих ГЕС в основному застосовують асинхронні генератори. Вони працюють спільно з енергосистемою і автономно.

При паралельній роботі малої ГЕС з енергосистемою відпадає необхідність в регулюючій апаратурі за частотою і напругою для асинхронного генератора. Ці параметри автоматично регулюються електричним струмом енергосистеми.

У автономних ГЕС процес регулювання частоти струму і напруги дещо складніший, оскільки вони залежать як від швидкості обертання ротора, так і від активного навантаження, при зміні якого змінюється реактивна потужність і резонанс коливального контуру. Щоб не було потрібне їх регулювання, стабілізують загальне навантаження генератора. Для цього до електричної мережі підключають корисне баластне навантаження, загальна величина яких постійна. При збільшенні корисного навантаження відповідно зменшується частка баластної потужності. Баластне навантаження може бути використане для різних виробничих цілей, наприклад акумуляція



теплоти, що використовується надалі для опалювання і гарячого водопостачання.

Однак слід зазначити, що вартість електроенергії, виробленої на міні-ГЕС, майже в 10 разів вища, ніж вироблена на гідротурбінах великої потужності, і становить від 0,046 \$/кВт\*год і більше. Чиста технологія вироблення електроенергії є основою зниження викидів CO<sub>2</sub> та інших техногенних сполук. Слід зазначити, що негативний вплив на довкілля, характерний для великих ГЕС (порушення теплового, гідравлічного та кліматичного стану місцевості), не характерний для міні-ГЕС, які використовують природні водяні напори без необхідності будівництва масштабних гідротехнічних споруд.

Отже, підсумовуючи вище сказане, можна відмітити такі переваги ГЕС:

1) технологічний процес і виробництва електроенергії значно простіший;

2) більший ККД;

3) нижча собівартість електроенергії. На великих гідроелектростанціях вона у п'ять раз менша, ніж на теплових. Це пояснюється відсутністю затрат на паливо і зменшенням кількості обслуговуючого персоналу в зв'язку з відсутністю котельні;

4) для МГЕС не потрібно РУ ВН.

Основним недоліком гідроелектростанцій є велика вартість і значні строки спорудження.

#### Питання для самоперевірки

1. Будова і принцип дії ГЕС.
2. Будова і принцип дії ГАЕС.
3. Руслові ГЕС.
4. Пригребельні ГЕС.
5. Дериваційні ГЕС.

## ТЕМА 6. АЛЬТЕРНАТИВНІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

### План

1. Сонячні електростанції (СЕС)
2. Вітрові електростанції (ВЕС)
3. Припливні електростанції (ПЕС)
4. Хвильові електростанції (ХЕС)
5. Геотермальні електростанції (ГеоТЕС)

### 1. Сонячні електростанції (СЕС)

Сонячна енергія може бути перетворена в електричну двома основними шляхами: термодинамічним і фотоелектричним.

При термодинамічному методі електричну енергію за рахунок використання сонячної енергії можна отримати використанням традиційних схем в теплових установках, в яких теплота від згоряння палива замінюється потоком концентрованого сонячного випромінювання. Принципова схема отримання електричної енергії в сонячній теплоелектростанції наведена на рис. 1.

Існують сонячні тепло-електростанції трьох типів:

- баштового типу з центральним приймачем-парогенератором, на поверхні якого концентрується сонячне випромінювання від плоских дзеркал-геліостатів;
- параболічного (лоткового) типу, де в фокусі параболоциліндричних концентраторів розміщуються вакуумні приймачі-труби з теплоносієм;
- тарілкового типу, коли в фокусі параболічного тарілкового дзеркала розташовується приймач сонячної енергії з робочою рідиною.



Рис. 1 - Принципова блок-схема сонячної теплоелектростанції

Станції баштового типу складаються з п'яти основних елементів: оптичної системи, автоматичної системи управління дзеркалами і станцією в цілому, парогенератора, башти і системи перетворення енергії, яка включає теплообмінники, акумулятори енергії і турбогенератори.

Принципова схема сонячної електростанції баштового типу показана на рис. 2.

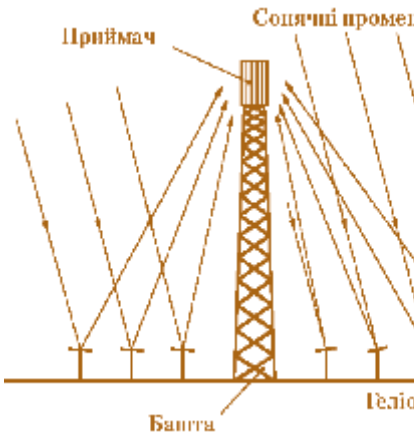


Рис. 2 - Схема електростанції баштового типу

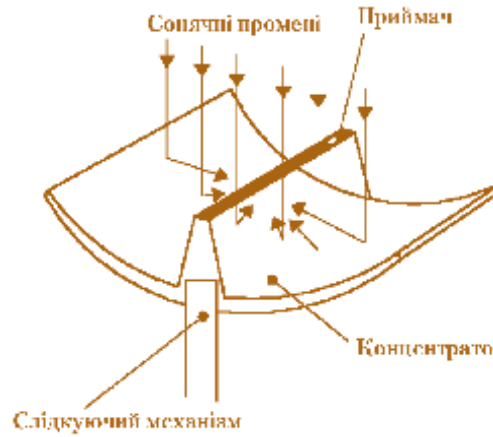


Рис 3 - Схема сонячної електростанції параболічного типу

Оскільки у такій електростанції використовується пряме сонячне випромінювання, концентруючі геліостати повинні мати систему сліdkування за Сонцем, при цьому кожний з геліостатів орієнтується в просторі індивідуально.

Температура, яку можна отримати на вершині башти з допомогою дзеркальних концентраторів, складає 300–1500°C. В одному модулі можна отримати потужність, яка не перевищує 200 МВт, що пов'язано зі зниженням ефективності перенесення енергії від найбільш віддалених концентраторів на вершину башти.

Світова практика експлуатації станцій баштового типу довела їх технічну можливість і працездатність. Основним недоліком таких установок є значна площа, яку вони займають. Так, для розміщення баштової електростанції потужністю 100 МВт необхідна площа 200 га.

У сонячних електростанціях параболічного типу (рис. 3) використовуються параболічні дзеркала (лотки), що концентрують сонячну енергію на приймальних трубках, які розташовані в фокусі конструкції і вміщують в собі рідинний

теплоносії. Ця рідина нагрівається приблизно до  $400^{\circ}\text{C}$  і прокачується через ряд теплообмінників, при цьому виробляється перегріта пара, яка приводить в дію звичайний турбогенератор для вироблення електричної енергії.

Станції параболічного типу використовуються все ширше завдяки більш простій системі слідування за Сонцем і меншій металоємності. Питома вартість станцій параболічного типу близька до питомої вартості АЕС.

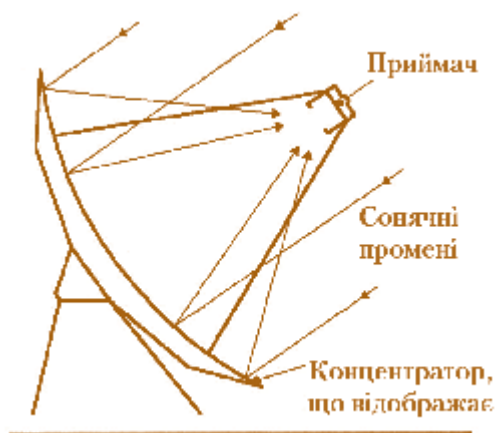


Рис. 4 - Схема сонячної установки тарілкового типу.

В установках тарілкового типу (рис. 4) використовуються параболічні тарілкові дзеркала (схожі за формою на супутникову тарілку), які фіксують сонячну енергію на приймачі, розташованому в фокусі кожної тарілки. Рідина в приймачі нагрівається до  $1000^{\circ}\text{C}$  і її енергія використовується для вироблення електричної енергії в генераторі. Установки мають систему слідування за Сонцем. Внаслідок ефекту аберації при відхilenні від ідеальної форми та інших конструктивних факторів максимальний діаметр тарілок не перевищує 20м при потужності до 60–75 кВт. Питома вартість сонячної електростанції тарілкового типу є меншою, ніж електростанцій баштового і параболічного типів.

Сонячні електростанції найбільш ефективні в районах з високим рівнем сонячної радіації і малою хмарністю. Їх к.к.д. може досягати 20%, а потужність 100 МВт.

Сонячна фотоенергетика являє собою пряме перетворення сонячної радіації в електричну енергію. Принцип дії фотоелектричного перетворювача базується на використанні внутрішнього фото ефекту в напівпровідниках і ефекту ділення фотогенерованих носіїв зарядів (електронів і дірок) електронно-дірочним переходом або потенційним бар'єром типу метал-діелектрик-напівпровідник.

Фото ефект має місце, коли фотон (світловий промінь) падає на елемент з двох матеріалів з різним типом електричної провідності (дірочної або електронної). Потрапивши в такий матеріал, фотон вибиває електрон з його середовища, утворюючи вільний негативний заряд і «дірку». У результаті рівновага так званого *p-n*-переходу порушується і в колі виникає електричний струм. Будова кремнієвого фотоелемента показана на рис. 5.

Чутливість фотоелемента залежить від довжини хвилі падаючого світла і прозорості верхнього шару елемента. В ясну погоду кремнієві елементи виробляють електричний струм приблизно силою 25мА при напрузі 0,5В на 1см<sup>2</sup> площі елемента, тобто 12–13 мВт/см<sup>2</sup>. Теоретична ефективність кремнієвих елементів складає біля 28%, практична – від 14 до 20%.

При послідовно-паралельних з'єднаннях сонячні елементи утворюють сонячну (фотоелектричну) батарею. Потужність сонячних батарей, що серійно випускаються промисловістю, складає 50–200Вт. На сонячних фотоелектричних станціях сонячні батареї використовуються для створення фотоелектричних генераторів.

На рис. 6 зображено блок-схему сонячної фотоелектричної станції. Термін служби такої станції становить 20–30 років, а експлуатаційні витрати мінімальні.

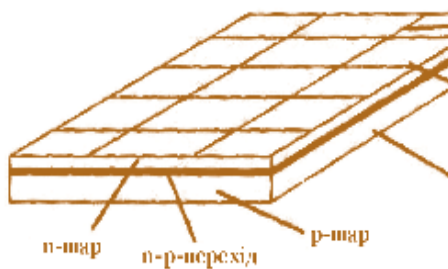


Рис. 5 - Схема кремнієвого фотоелементу

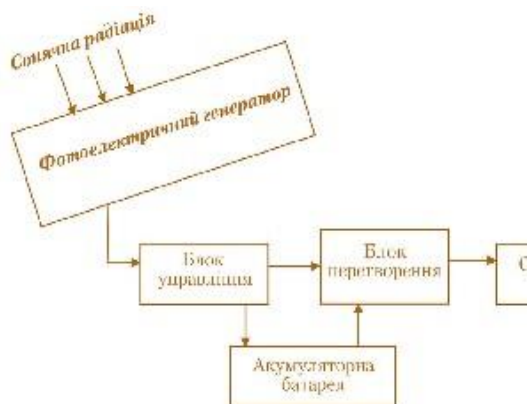


Рис. 6 - Блок-схема сонячної фотоелектричної станції

Недоліком плоских фотоелементів для отримання електричної енергії є їх висока вартість (до 5 дол. США/Вт) і значні площі, необхідні для розміщення фотоелектростанції.

Одним із шляхів удосконалення фотоенергетики є створення концентруючих фотоелементів. Система концентрації сонячної енергії складається безпосередньо з концентраторів і системи слідування за положенням Сонця, бо концентруючі фотоелементи сприймають тільки пряме сонячне випромінювання.

Сьогодні для створення концентруючих сонячних елементів використовують кремній. Так, на основі кремнію в Австралії створені елементи зі ступенем концентрації  $k = 11$  і к.к.д. 20%.

Для підвищення ефективності фотоелектричного перетворення сонячної енергії в якості вихідного матеріалу використовують арсенід галію, фотоелектричні втрати якого при високих температурах значно нижчі, ніж у кремнію.

На основі арсеніду галію створено дво і трикаскадні елементи з високою ефективністю роботи при ступені

концентрації 1000 і більше. Вже створено лабораторні зразки сонячних елементів площею  $0,5 \text{ см}^2$  з  $k = 500$  і к.к.д. 40%.

Прогнози спеціалістів в галузі фотоелектричного перетворення сонячного випромінювання показують, що найбільш перспективними будуть концентратори з  $k = 1000$ , які працюють з багатокаскадними арсенідгалієвими сонячними елементами нового покоління.

Суттєвим недоліком існуючих сонячних енергетичних установок є нерівномірність їх роботи, що пов'язано зі зміною потоку сонячного випромінювання, який досягає поверхні Землі, викликаного погодними умовами, зміною пори року і часом доби.

Модульний тип фотоелектричних перетворювачів дозволяє створювати установки будь-якої потужності й робить їх дуже перспективними.

Сонячні аеростатні електростанції можуть стати одним з можливих нових напрямків, які дозволять більш ефективно використовувати сонячну енергію. Основний елемент сонячних аеростатних електростанцій – аеростат – може бути виведеним на декілька кілометрів над поверхнею Землі, вище хмар, що забезпечить безперервне використання сонячної енергії на протязі дня (рис. 7).

Принципова схема роботи сонячної аеростатної електростанції (САЕС) з паровою турбіною полягає в поглинанні поверхнею аеростата сонячного випромінювання і нагрівання в результаті водяної пари, що знаходиться всередині (див. рис. 7). При цьому оболонка аеростата виконується двошаровою. Сонячні промені, проходячи через зовнішній прозорий шар, нагрівають внутрішній шар оболонки з нанесеним покриттям, яке поглинає сонячне випромінювання. Водяна пара, що знаходиться всередині оболонки, нагрівається тепловим потоком, який потрапляє через оболонку, до  $100\text{--}150^\circ\text{C}$ . Прошарок газу (повітря) між шарами, виконуючи роль теплоізоляції, зменшує втрати теплоти в атмосферу. Тиск пари практично дорівнює тиску зовнішнього повітря. Водяна пара гнучким паропроводом подається на парову турбіну, потім конденсується в конденсаторі, вода з конденсатора знову подається помпами у внутрішню



частину оболонки, де випарюється при контакті з перегрітою водяною парою. К.к.д. такої установки може складати 25%.

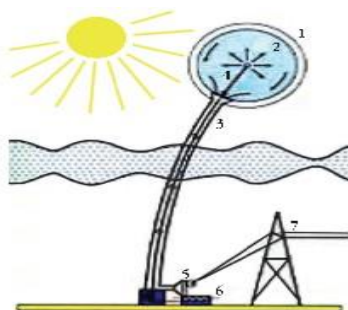


Рис. 7 - Схема сонячної аеростатної електростанції: 1 – прозора оболонка; 2 – поглинаюча оболонка; 3 – паропровід; 4 – трубопровід з водяними помпами; 5 – парова турбіна з генератором; 6 – конденсатор; 7 – ЛЕП.

Завдяки запасу водяної пари у внутрішній частині аеростата установка може працювати і вночі. При діаметрі аеростата 150м і розміщенні на висоті 5км установка може мати потужність 2МВт. Такі САЕС можуть розташовуватися в декілька сотень метрів над поверхнею Землі або над поверхнею моря із силовою установкою на платформах з якорем, до платформ також кріпиться аеростат.

При розташуванні аеростата на висоті 5–7км забезпечується робота САЕС незалежно від погодних умов. При цьому силова паротурбінна установка може розташовуватися на землі або в люльці аеростата з передачею електроенергії по кабелю на землю. На сьогодні існує досвід використання таких САЕС на Тайвані. Поблизу невеликого селища Перово, розташованого в Криму, знаходиться найбільша у світі сонячна електростанція. Її загальна потужність перевищує 100 МВт. СЕС у районі Перово складається з 440 тис. кристалічних сонячних фотоелектричних модулів, які з'єднано 1500км кабелю. Під нею знаходиться площа у 200га. Об'єму електроенергії, яку виробляє ця електростанція, цілком достатньо для потреб міста

Сімферополя. Встановлена потужність СЕС еквівалентна піковим навантаженням в енергосистемі поруч розташованого міста, тобто електростанція в світлий час доби може виробляти стільки ж електроенергії, скільки споживає місто в період максимальних навантажень, що значно підвищує надійність та якість електропостачання всього регіону.

Перово та інші сонячні електростанції компанії проектували українські інженери. При будівництві об'єктів застосовувалися вітчизняні технології, матеріали та обладнання. Обслуговують сонячні електростанції також українські фахівці.

Після введення в експлуатацію цього об'єкту сумарна потужність усіх сонячних електростанцій, розташованих на території Криму: «Перово», «Охотникове» і «Джерельне», становить 187,5 МВт, задовольняючи тим самим більше 15% від загальної енергетичної потреби всього Криму.

На Кіровоградщині запрацювала перша в Україні рухома сонячна електростанція. Цей проект вирізняється застосуванням унікальних систем управління та динамічного стеження за Сонцем. Ефективність нових технологій рухомих платформ порівняно із нерухомими вища на 30 %.

Платформи мають функцію повного оберту та нахилу з 90 до 180 градусів. Коригування відбувається щосекунди, а кількість отриманої енергії можна відслідковувати кожні 10 хвилин. Показники зібраної електроенергії можна перевіряти в он-лайн режимі. А за бажанням власника електростанції енергію можна продавати державі за зеленим тарифом по 25 євроцентів за кіловат.

Кожна рухома платформа виробляє до 5 кіловат на 1 годину. Цього достатньо, аби забезпечити електрикою та теплом фермерське господарство, адміністративну будівлю та елеватор.

Унікальний для України проект коштував підприємцю 3 мільйони гривень. Строк придатності цих платформ – 25 років. На думку власника електростанції, цього часу має вистачити, аби держава перейняла досвід і почала використовувати безпечну і ефективну енергію сонця.

Важливо відзначити, що енергетична стратегія України до 2030 року передбачає зниження імпорту первинних енергоресурсів у паливно-енергетичному балансі країни більш ніж на 40%. Цього передбачається досягти за рахунок енергозбереження, зменшення споживання природного газу більш ніж на 30% і використання поновлюваних джерел енергії.

## 2. Вітрові електростанції (ВЕС)

Вітрова електростанція (ВЕС), *також:* вітроелектростанція — електростанція, яка за допомогою вітрової турбіни перетворює механічну енергію вітру на електричну. Вітрові електростанції — це система відновлюваної енергетики, оскільки вітер — відновлюване джерело енергії.

Вітер утворюється в результаті нерівномірного нагрівання поверхні Землі Сонцем. Потужність вітрового потоку пропорційна площі, яку пересікає вітровий потік, і швидкості вітру в кубі. Вітроенергетичні ресурси класифікують в залежності від середньорічної швидкості або середньо-річної питомої потужності вітру на висотах 10 і 50 м від поверхні землі (табл. 1).

Таблиця 1 - Класифікація вітроенергетичних ресурсів на висотах 10 і 50 м від поверхні землі

Клас	Висота 10 м	Висота 50 м	Висота 10 м	Висота 50 м
	Швидкість вітру, м/с	Питома потужність, Вт/м <sup>2</sup>	Швидкість вітру, м/с	Питома потужність, Вт/м <sup>2</sup>
1	0–4,4	0–100	0–5,6	0–200
2	4,4–5,1	100–150	5,6–6,4	200–300
3	5,1–5,6	150–200	6,4–7,0	300–400
4	5,6–6,0	200–250	7,0–7,5	400–500
5	6,0–6,4	250–300	7,5–8,0	500–600
6	6,4–7,0	300–400	8,0–8,8	600–800
7	7,0–9,0	400–1000	8,8–11,9	800–1200

Споруджуються ВЕС переважно постійного струму. Вітряне колесо приводить у рух динамо-машину — генератор електричного струму, який одночасно заряджає паралельно з'єднані акумулятори.

Принцип дії всіх вітроустановок один: під напором вітру обертається вітроколесо з лопастями, яке передає крутильний момент через систему передач валу генератора, що виробляє електроенергію. Реальний к.к.д. кращих вітрових колес досягає 45% у разі стійкої роботи при оптимальній швидкості вітру.

Існують дві принципово різні конструкції вітроенергетичних установок (ВЕУ): з горизонтальною і вертикальною віссю обертання.

Конструктивна схема ВЕУ з горизонтальною віссю наведена на рис. 8. Основними елементами установки є вітроприймальний пристрій (лопасті), редуктор передачі крутильного моменту до електрогенератора, електрогенератор і башта. Вітроприймальний пристрій разом з редуктором утворюють вітродвигун. Завдяки спеціальній конструкції лопастей в повітряному потоці виникають несиметричні сили, які створюють крутильний момент.

Оскільки вітер може змінювати свою силу і напрям, вітрові установки обладнуються спеціальними пристроями контролю і безпеки. Ці пристрої складаються з механізмів розвороту вісі обертання за вітром (віндроза), нахилу лопатей відносно землі при критичній швидкості вітру, системи автоматичного контролю потужності та аварійного відключення для установок великої потужності.

Найчастіше на ВЕС використовується трилопатеве вітроколесо з горизонтальним розташуванням вісі ротора. Удосконалення відбуваються шляхом збільшення розмірів лопатей, покращення техніко-економічних показників енергетичного обладнання і електронного управління, використання композитних матеріалів і застосування більш високих башт. Деякі ВЕУ функціонують зі змінною швидкістю або взагалі не використовують редуктор і працюють за методом

прямого приводу. Так, при потужності ВЕУ 2,5МВт діаметр лопастей вітроколеса досягає 80м, а висота башти більше 80м.

ВЕУ з вертикальною віссю обертання мають переваги перед установками з горизонтальною віссю, які полягають у тому, що зникає необхідність у пристроях орієнтації на вітер, спрощується конструкція і знижуються гіроскопічні навантаження, обумовлені додатковим напруженням в лопастях, системі передачі та інших елементах установки, з'являється можливість встановлення редуктора з генератором в основі башти. Конструктивна схема ВЕУ з вертикальною віссю обертання наведена на рис. 9.

У залежності від потужності генератора вітроустановки підрозділяються на класи, їх параметри і призначення наведені в табл. 2.

На сьогодні розроблена і використовується значна кількість схем перетворення енергії вітру в електричну енергію постійного чи змінного струму або для виконання механічної роботи.

Основними недоліками ВЕС є:

- Непостійне і нерівномірне вироблення електроенергії як протягом доби, так і за сезонами року, що пов'язано з наявністю вітру і його швидкістю.

- Використання значних площ земельних ресурсів. Так, для ВЕС потужністю 1000 МВт треба загальна площа 70–200 км<sup>2</sup>, хоча більша частина цих земель може бути використаною в сільському господарстві та ін. (сама ВЕС займає 1% загальної площі). При використанні ВЕС морського базування цей недолік зникає.

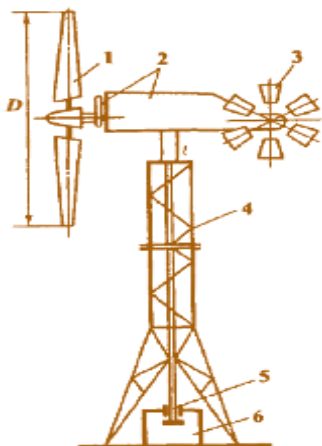


Рис. 8 - Конструктивна схема ВЕУ з горизонтальною віссю обертання:

1 – робоча лопасть; 2 – трансмісія; 3 – віндроза;  
4 – башта; 5 – вал відбору потужності;  
6 – електрогенератор.

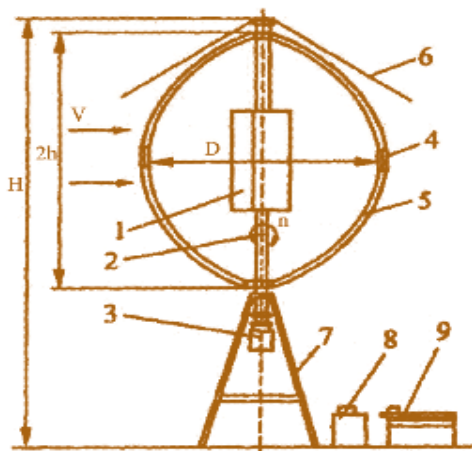


Рис. 9 - Конструктивна схема ВЕУ з вертикальною віссю обертання: 1 – стартер (ротор Савоніуса); 2 – вісь;

3 – електрогенератор; 4 – гальмівний пристрій; 5 – робоча лопаць;  
6 – розтяжка; 7 – рама; 8 – перетворювач напруги; 9 – акумулятор;

$V$  – швидкість вітру;  $H$  – висота вітроустановки;  $h$  – половина висоти робочої лопаті;  
 $n$  – швидкість обертання робочої лопаті;

$D$  – діаметр розгортки лопатей.

Таблиця 2 - Класифікація вітроустановок

Клас установки	Потужність, МВт	Діаметр колеса, м	Кількість лопатей	Призначення
Малої потужності	До 0,1	3 – 10	3 – 2	Зарядка акумуляторів, насоси, побутові потреби
Середньої потужності	Більше 0,1 до 1,0	25 – 44	3 – 2	Енергетика
Великої потужності	Більше 1,0	>45	3 – 2	Енергетика

Обмеження шумового впливу ВЕС досягається їх віддаленістю від населених пунктів (для ВЕС до 300м).

Вітроустановки найбільш доцільно застосувати в регіонах України із середньою швидкістю вітру 5 м/с: на Азовсько-Чорноморському узбережжі, в Одеській, Херсонській, Запорізькій, Донецькій, Луганській, Миколаївській областях, АР Крим та в районі Карпат.

Існуючі на сьогоднішній день в Україні потужності вітрових електростанцій перевищують 51 МВт, а з моменту, коли запрацювала перша вітчизняна вітрова електростанція, вироблено більше 80 млн. кВт·год. електроенергії (Донузлавська, Вітроенергопром, Східно-Кримська, Акташська, Чорноморська, Євпаторійська, Аджигільська, Трускавецька, Асканійська, Мирненська). За оцінками фахівців, загальна потенційна потужність української вітроенергетики складає 5000 МВт.

Підраховано, що за нинішнього рівня розвитку вітроенергетики спорудження у «вітряних» регіонах України вітрових електростанцій (ВЕС) дозволило б покрити ледве не третину потреби електроенергії, яку ми споживаємо. Із технічної точки зору вітрова електроенергетика на сьогодні вже впритул наблизилася до традиційної: на сучасних вітрових турбінах коефіцієнт використання встановленої потужності сягає 42

відсотків. Це майже стільки, як на турбінах поширених нині теплових електростанцій.

### 3. Припливні електростанції (ПЕС)

Особливістю припливних електростанцій (ПЕС) є використання ними природної відновлювальної енергії морських припливів, природа яких пов'язана з припливоутворюючою силою, що виникає при гравітаційній взаємодії Землі з Місяцем і Сонцем. Для водяної оболонки Землі практичне значення має лише горизонтальна складова припливоутворюючої сили. Через близькість Місяця до Землі величина припливу під дією Місяця у 2,2 раза більша сонячного.

На узбережжях морів і океанів найбільш часто зустрічається півдобовий приплив, в якого за добу Місяця (24 години 50 хвилин) максимальна хвиля припливу приходить двічі (мал. 10, а).

Величина припливу  $A$  визначається різницею рівня води при максимальному підйомі та мінімальному зниженні за період припливу. Максимальне відхилення від середнього рівня моря називається амплітудою припливу, рівною 0,54.

Нерівномірність припливних коливань на протязі місячного місяця характеризується зміною величини припливу від Амакс (сигізія) до Амін (квадратура).

Зміну величини припливу протягом місячного місяця (29,5 діб) наведено на рис. 10.

Закономірність зміни припливів всередині місяця, викликана рухом Місяця і Сонця, залишається практично незмінною для всіх місячних місяців року. Середнє значення величини припливу для всіх однойменних діб місячного місяця також є практично незмінним у річному багаторічному розрізі. Відмінною особливістю припливної енергії є і незмінність величини середньомісячної енергії для будь-якого року.



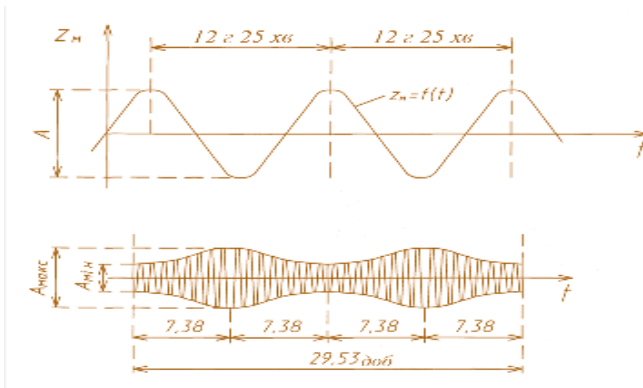


Рис.10 - Графіки припливних коливань рівня моря: а – півдобового припливу; б – місячної зміни величини припливу

Амплітуди і форми припливно-відпливних хвиль на різних узбережжях Світового океану суттєво різняться, що пов'язано із такими факторами, як глибина, конфігурація берегової лінії тощо. Так, максимальна величина припливу Амакас, що склала 19,5 м, спостерігалась у Канаді в затоці Фанді на узбережжі Атлантичного океану, 16,3 м – у Великобританії в поймі р. Северн, 14,7 м – на півночі Франції, 11,0 м – у Росії в Пенжинській затоці Охотського моря.

Для спорудження ПЕС необхідні сприятливі природні умови, що включають: значні припливи ( $A > 3-5$  м); контур берегової лінії (бажано з утворенням затоки), який дозволяє відділити від моря басейн для роботи ПЕС при мінімальній довжині та висоті перегороджуючої греблі, сприятливі геологічні умови її підмурку.

Загальний потенціал, можливої для використання припливної енергії, у всьому світі орієнтовано оцінюється за потужністю в 1 млрд. кВт, а за виробленням – 2000 млрд. кВт·год.

На сьогодні у світі експлуатуються з 1967 р. ПЕС «Ля Ранс» (Франція) потужністю 240 МВт, з 1968 р. Кислогубська ПЕС (Росія) потужністю 0,4МВт, з 1984 р. ПЕС Аннаполіс (Канада) потужністю 20МВт, 5 невеликих ПЕС в Китаї загальною

потужністю 4,3МВт, в тому числі збудована в 1985 р. ПЕС «Цзянсянь» потужністю 3 МВт, завершується будівництво ПЕС на озері Сихва в Південній Кореї потужністю 254 МВт.

Для ПЕС в основному використовується найбільш ефективна однобасейнова схема з односторонньою і двосторонньою дією. До складу споруд припливних електростанцій входять будівля для ПЕС, водопропускне спорудження і глуха гребля.

При однобасейновій схемі двосторонньої дії досягається найбільш повна відповідність роботи ПЕС природному циклу припливів і відпливів. Схема передбачає, що на початок припливу опущені засувки відділяють басейн від моря і при досягненні необхідного мінімального напору (між рівнями моря і басейну) починають працювати турбіни, використовуючи потік води з моря в басейн, при цьому відбувається наповнення басейну. Коли перепад між морем і басейном досягає мінімуму, відключаються турбіни, засувки піднімаються і відбувається вирівнювання рівнів у морі та басейні, після чого засувки закриваються, відділяючи басейн від моря. У період відпливу при досягненні необхідного напору (між рівнями басейну і моря) включаються турбіни і відбувається зпорожнення басейну. Потім цикл повторюється.

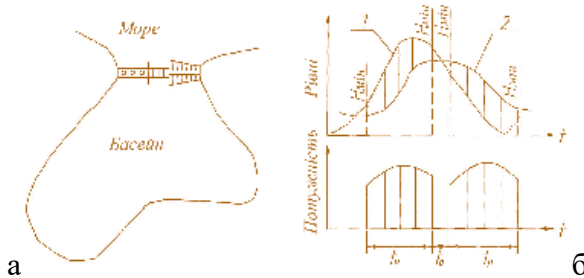


Рис. 11 - Схема ПЕС з одним басейном (а) і графік роботи ПЕС двосторонньої дії (б):

1 – рівні моря; 2 – рівні басейну;  $t_p$  – періоди видавання потужності;

$t_o$  – період відкриття засувок для вирівнювання рівнів у басейні та морі

При роботі припливних електростанцій в енергосистемі, де спостерігається надлишок електроенергії в провальній частині графіка навантажень, можливе використання однобасейнової схеми двосторонньої дії з помповою підкачкою, що потребує встановлення оборотних агрегатів. Ці агрегати, працюючи в помповому режимі у період провалу в графіку навантажень, збільшують об'єм води в басейні й дозволяють збільшити вироблення електроенергії при відпливі, спрацьовуючи додатковий об'єм при збільшеному напорі. Основний ефект такої роботи досягається шляхом кращого вписування циклу роботи ПЕС в графік навантаження енергосистеми.

При однобасейновій схемі односторонньої дії спрощується цикл роботи ПЕС і її робота відбувається в одному напрямі при спорожненні або заповненні басейну, причому більш ефективною є робота турбін по схемі зі спорожненням басейну. За такою схемою також може використовуватися помпова підкачка зі встановленням оборотних агрегатів. У залежності від конкретних умов для одних ПЕС більш ефективною може бути схема односторонньої дії, для інших – двосторонньої.

Режим роботи ПЕС характеризується специфічними особливостями, пов'язаними з циклічністю припливів. ПЕС виробляє електроенергію протягом доби перервно у періоди припливів, які, однак, не співпадають у часі з піком у добовому графіку навантаження енергосистеми. У зв'язку з цим більш ефективна робота ПЕС в енергосистемах може бути досягнута при встановленні на них оборотних агрегатів, що дозволяє краще вписати цикл роботи ПЕС в графік навантаження енергосистеми. У цьому випадку ПЕС можуть також приймати участь в покритті пікової частини графіка навантаження.

У багатьох країнах, узбережжя яких омивається океанами, ведуться роботи з використання припливної енергії.

Виконання широкомасштабних робіт зі створення нових технологій і обладнання для ПЕС, застосування наплавного методу будівництва і нового гідроагрегату з ортогональною турбіною з к.к.д. до 70%, що являє собою поперечно-струйну турбіну, здатну обертатися в одну сторону при припливах і

відпливах, дозволяє значно знизити капітальні вкладення і підвищити економічну ефективність ПЕС.

Другий варіант ПЕС дозволяє взагалі обходитися без греблі: на дні моря недалеко від берега встановлюються генератори з лопатями (подібно вітрякам), які обертаються водою, що рухається під час припливів/відпливів.

Ефективність використання відновлювальної енергії потужних ПЕС може бути досягнута в умовах об'єднаних систем при роботі разом з ТЕС, АЕС, ГЕС і ГАЕС, завдяки чому при переривистій роботі ПЕС у добовому циклі може забезпечуватися її оптимальне вписування у графік навантаження енергосистеми. Так, у період вироблення максимальної потужності ПЕС (при максимальній величині припливу) ГЕС з регулюючими водосховищами можуть відповідно знизити свою потужність і за рахунок цього збільшити потужність та вироблення енергії у період пікової частини графіка навантажень, у період роботи в помповому режимі ПЕС використовує надлишкову енергію ТЕС і АЕС.

#### **4. Хвильові електростанції (ХЕС)**

У теперішній час знаходять практичне використання установки з використання енергії хвиль в морях і океанах, сумарна потужність яких за різними методиками оцінюється в більше ніж 100 млрд. кВт.

За середньою висотою хвиль у Світовому океані 2,5 м і періоді 8 с питомий потік енергії, який припадає на 1 м фронту хвилі, складає 75 кВт/м. Питомий потік енергії вітрових хвиль, наприклад, в морях (кВт/м): Азовське – 3, Чорне – 6–8, а сумарна потужність хвиль, набігаючих на узбережжя, складає (млн. кВт): на Чорному морі – 14,7.

До позитивних факторів хвильової енергії відносяться значний сумарний потенціал, збільшення потужності в осінньо-зимовий період, коли зростає споживання електроенергії, а до недоліків – її переривчатість.

У різних країнах експлуатується велика кількість навігаційних буїв, які використовують енергію хвиль.

Хвильові гідроенергетичні установки складаються з трьох основних частин – робочого тіла (або водоприймача), силового перетворювача з генератором енергії і системи кріплення.

Робоче тіло (тверде, рідинне або газоподібне), безпосередньо контактуючи з водою, переміщується під дією хвиль або змінює тим чи іншим шляхом умови їх розповсюдження. Як робоче тіло можуть використовуватися поплавки, водоприймальні камери, еластичні труби, хвильовідбійні споруди тощо.

Силовий перетворювач призначений для перетворення енергії, яка запасається робочим тілом (механічної енергії руху твердого тіла, перепаду рівнів води в басейнах, тиску повітря або рідини), в енергію, придатну для передачі на відстань або для безпосереднього використання. Як силові перетворювачі можуть використовуватися гідравлічні або повітряні турбіни, водяні колеса, зубчаті або ланцюгові передачі та інші пристрої.

Однією з найбільш ефективних вважається пневматична хвильова електростанція (рис. 12). Основною частиною такої установки є камера, нижня відкрита частина якої занурена під найнижчий рівень води (ложбина хвилі). При підніманні й опусканні рівня води в морі в камері відбувається циклічне стискання і розширення повітря, рух якого через систему клапанів приводить до обертання повітряної турбіни. Така система широко використовується в світі для живлення електроенергією навігаційних буїв.

Одна з перших в світі хвильових електростанцій потужністю біля 500 кВт у Норвегії також являє собою пневматичну хвильову установку, основною частиною якої є камера з нижньою відкритою частиною, зануреною під найнижчий рівень поверхні води.

Друга з двох перших в світі хвильових електростанцій потужністю 450 кВт в Норвегії, яка використовує ефект набігання хвилі на пологі звужувальну поверхню (конфузорний схил), включає розташований у фіорді звужувальний канал довжиною 147м з турбінним водоприймачем, розташованим на 3 м вище середнього рівня моря. Установки такого типу, розташовані на березі, мають переваги перед іншими типами хвильових

установок, виключаючи складності, пов'язані з їх обслуговуванням і ремонтом.

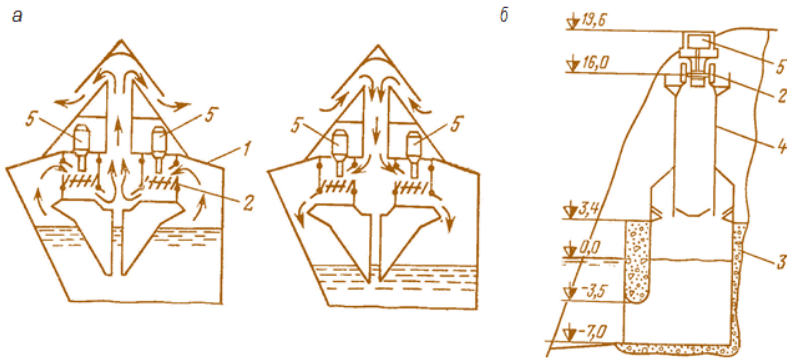


Рис. 12 - Схема пневматичної хвильової електростанції: а – схема руху повітряного потоку; б – схема хвильової електростанції; 1 – корпус; 2 – повітряна турбіна; 3 – повітряна камера; 4 – сталева башта; 5 – генератор

## 5. Геотермальні електростанції (ГеоТЕС)

Вираз «геотермальна енергетика» буквально означає, що це енергія тепла Землі («гео» – земля, «термальна» – тепла). Основним джерелом цієї енергії слугує постійний потік теплоти з розжарених надр, направлений до поверхні Землі. Земна кора отримує теплоту в результаті тертя ядра, радіоактивного розпаду елементів (подібно торію і урану), хімічних реакцій. Постійні часу цих процесів настільки великі відносно часу існування Землі, що неможливо оцінити, збільшується чи зменшується її температура.

Розрізняють п'ять основних типів геотермальної енергії:

- нормальне поверхнєве тепло Землі на глибині від декількох десятків до сотень метрів;
- гідротермальні системи, тобто резервуари гарячої або теплої води, в більшості випадків самовиливної;

- парогідротермальні системи – родовища пари і самовиливної пароводяної суміші;
- петрогеотермальні зони або теплота сухих гірничих порід;
- магма (нагріті до 1300°C розплавлені гірничі породи).

У США в Долині гейзерів розташовано 19 геоТЕС загальною потужністю 1300МВт. Найпотужніша у світі геоТЕС (50 МВт) побудована також в США – геоТЕС Хебер.

Придатність термальних вод для тієї або іншої сфери використання ілюструється табл. 3.

Таблиця 3 - Сфера використання термальних вод

Температура термальної води, °С	Сфера використання
120–170	«Мала» електроенергетика з використанням робочих речовин типу фреону, аміаку та ін.
170–220	«Середня» електроенергетика з прямим використанням пароводяної суміші
Більше 220	«Велика» електроенергетика на природній сухій парі

Геотермальні електростанції (геоТЕС) мають ряд особливостей:

- постійний залишок енергоресурсів, що забезпечує використання повної встановленої потужності обладнання геоТЕС;
- достатньо простий рівень автоматизації;
- наслідки можливих аварій обмежують;
- питомі капіталовкладення і собівартість електричної енергії в основному можуть бути нижчими, ніж на електростанціях, які використовують інші відновлювальні джерела енергії.

ГеоТЕС можна розділити на три основні типи:

- станції, які працюють на родовищах сухої пари;

- станції з пароутворювачем, які працюють на родовищах гарячої води під тиском;
- станції з бінарним циклом, в яких геотермальна теплота передається вторинній рідині (наприклад фреону або ізобутану) і відбувається класичний цикл Ренкіна.

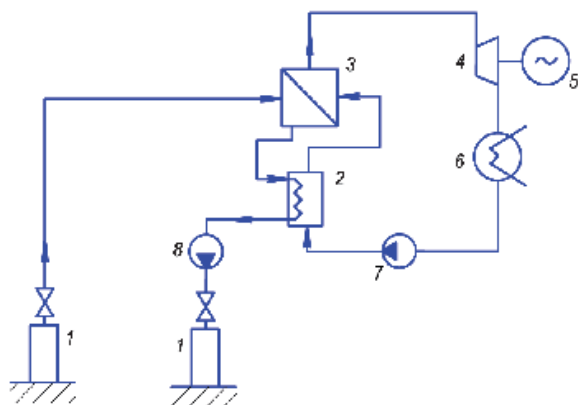


Рис. 13 - Принципова схема двоконтурної геотЕС:

- 1 – свердловина; 2 – теплообмінник;
- 3 – парогенератор; 4 – турбіна;
- 5 – електрогенератор;
- 6 – конденсатор з повітряним охолодженням;
- 7 – конденсатна живильна помпа;
- 8 – нагнітальна помпа .

Найбільший ефект має місце при комбінованих схемах використання геотермальних джерел як теплоносія для підігрівання води і вироблення електроенергії на теплових електростанціях, що забезпечує значну економію органічного палива і збільшує к.к.д. перетворення низькопотенційної енергії. Такі комбіновані схеми дозволяють використовувати для



вироблення електроенергії теплоносії з початковими температурами вище 70–80°C.

ГеоТЕС, побудовані в США, Італії, Росії та інших країнах, за питомими капіталовкладеннями і вартістю електроенергії можуть конкурувати із сучасними ТЕС і АЕС.

У 2008 р. в світі встановлена потужність електрогенеруючих геотермальних установок склала біля 11 млн. кВт з виробленням біля 55 млрд. кВт•год.

За різними прогнозами потужність геотермальних станцій до 2030 р. зросте до 40–70 млн. кВт.

В Україні існують значні ресурси геотермальної енергії. Родовища геотермальних вод, придатних до промислового освоєння в Україні, розташовані в Закарпатській, Миколаївській, Одеській, Херсонській областях і в АР Крим. Найперспективнішими для використання геотермальних ресурсів є Карпатський регіон і Крим. Менш значимий потенціал геотермальних вод існує в Полтавській, Харківській, Сумській і Чернігівській областях. Річний технічний потенціал геотермальної енергії оцінюється як еквівалентний 12 млн. т у. п., що забезпечує перспективність розвитку геотермальної енергетики в країні.

Мінімальна – технологічно прийнятна для виробництва електроенергії при існуючих технічних можливостях – температура гірських порід становить 150°C. Така температура гірських порід у межах України зафіксована на глибинах 3-10 км (у Донбасі – 4-6 км). Відповідно до проведеної оцінки геологічні ресурси геотермальної енергії найперспективніших в Україні площ в інтервалі глибин 3-10 км складають близько 15 трлн. т у.п. до 7 км – 3 трлн. т у.п.

Першу геотермальну систему в Україні збудовано у 1988 р. на території с. Іллінки Сакського району Криму. Станом на 2004 р. в Україні введено дев'ять геотермальних установок загальною потужністю 10,6 МВт. Звичайно, в сукупному енергетичному балансі геотермальна енергія не може відігравати значної ролі. Але для районів зі сприятливими умовами геотермальні станції можуть задовольнити місцеві потреби в

електроенергії. Вони доцільні в технологічних процесах харчової та місцевої переробної промисловості, при виробництві будівельних матеріалів тощо.

#### Питання для самоперевірки

1. Будова і принцип дії СЕС.
2. Будова і принцип дії ВЕС.
3. Будова і принцип дії геотермальних ЕС.

## ТЕМА 7. КОМПОНУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ

### План

1. Загальні принципи компоновання
2. Компонування ТЕЦ
3. Компонування КЕС
4. Компонування АЕС

### 1. Загальні принципи компоновання

Під компонованням ЕС або підстанцій розуміється взаємне розміщення основних та допоміжних споруд на її майданчику. Компонування ЕС – це одне з найбільш складних питань проектування, в розв’язанні якого беруть участь технологи, електротехніки, будівельники, архітектори, шляховики, екологи та ін. Складність задачі пояснюється тим, що при компонованні доводиться враховувати велику кількість внутрішніх і зовнішніх факторів. Найбільшу складність при компонованні ЕС створює раціональне розміщення технологічних споруд – наземних і підземних.

Основні зовнішні фактори: клімат, рельєф місцевості, розташування водосховища, роза вітрів. Майданчик вибирається рівним. При ухилі рельєфу більше 3% застосовують терасне планування. Правильна орієнтація споруд відносно рози вітрів необхідна для захисту від димових викидів в першу чергу РУ та електрообладнання зовнішньої установки, а також близьких населених пунктів. Через те на генплані обов’язково показується роза вітрів. Небезпечним також є нанесення вітром пари і дрібних крапель води від градирень і бризкальних басейнів на електрообладнання, струмопровідні частини тощо. Основні споруди віддаляють від градирень на 20–40 м, а ВРУ – на 40–60 м. Для бризкальних басейнів ці віддалі збільшуються відповідно до 60–100 і 60–120 м. До зовнішніх факторів відносяться також зовнішні комунікації – електричні, технологічні, транспортні, а також охорона навколишнього середовища і захист населення.

Внутрішні фактори залежать від особливостей і параметрів ЕС. До них відносяться кількість і площа основних та допоміжних

споруд, технологічні та електричні зв'язки між ними, внутрішня транспортна мережа, вимоги пожежної безпеки і цивільної оборони.

Різноманітність зовнішніх і внутрішніх факторів не дозволяє здійснити компонування станції за типовими рішеннями. Доводиться намічати декілька конкурентоспроможних варіантів. При складанні варіантів компонувань ЕС керуються такими загальними принципами:

1. Оптимальна орієнтація відносно водосховищ (для ТЕС та АЕС), при якій досягається економія в будівництві гідротехнічних споруд і каналів;

2. Зручність зовнішніх інженерних комунікацій – під'їзних шляхів, ліній електропередачі, теплових мереж, шлакозолопроводів;

3. Зручність внутрішніх інженерних комунікацій – транспортної мережі і підйомно-транспортного обладнання, технологічних (транспортерів, трубопроводів, водоводів, і т.д.) і електричних зв'язків (струмопроводів);

4. Розташування споруд допоміжних господарств (ремонтних служб і майстерень, масляного і повітряного господарств, пожежного депо, гаража і т.д.) згідно з їх призначенням. Це дає можливість здійснити більш короткі технологічні і транспортні зв'язки з цехами, які ці допоміжні господарства обслуговують;

5. Найменші розміри майданчика, який займає електростанція. Основним показником використання території майданчика є коефіцієнт забудови. Для пиловугільних ТЕС він дорівнює 0,4 – 0,5 для газомазутних 0,6 – 0,7;

6. Можливість подальшого розширення станції. З цією метою всі зовнішні комунікації намагаються виконати з одного торця корпусів і майданчика, залишаючи протилежні торці вільними для розширення.

Між окремими будівлями, спорудами і установками передбачають необхідні пожежні розриви і проїзди. Навколо майданчика станції споруджають сітчасту або залізобетонну огорожу висотою 2 м. З внутрішньої сторони огорожі залишають

вільну від забудови зону шириною 5 м. В цій зоні розміщують пристрої автоматичної охоронної сигналізації.

## **2. Компонування ТЕЦ**

Для ТЕЦ характерно: наявність РУ генераторної напруги закритого типу (ЗРУ), від якої відходить велика кількість кабельних ліній; застосування оборотного водопостачання з штучними охолоджувачами (як правило градирень); виведення теплопроводів до місцевих споживачів.

На рисунку 6.1 наведено приклад компонування ТЕЦ з поперечними зв'язками.

## **3. Компонування КЕС**

Найбільших площадок на КЕС вимагають: склад палива; відкриті РУ (ВРУ), яких, як правило, два; водоводи; головний корпус.

Особливо важливу роль в компонуванні споруд має взаємне розташування головного корпусу, РУ і зовнішнього водосховища (річки, бризгального басейну). Блочні трансформатори завжди встановлюються біля стіни головного корпусу з боку машинного залу. Від РУ відходить велика кількість повітряних ліній, виведення яких доводиться узгоджувати з розташуванням водосховища. Водосховище в свою чергу повинно бути зв'язане гідротехнічними комунікаціями з головним корпусом.

Розглянемо характерні компонування КЕС, структурна схема якої наведена на рисунку 2. Можна виділити чотири варіанти розміщення РУ: перед фасадом головного корпусу (рис. 3, а); за водопідвідним каналом (рис. 3, б); за димовими трубами і вугільним складом (рис. 3, в); з боку постійного торця головного корпусу (рис. 3, г).

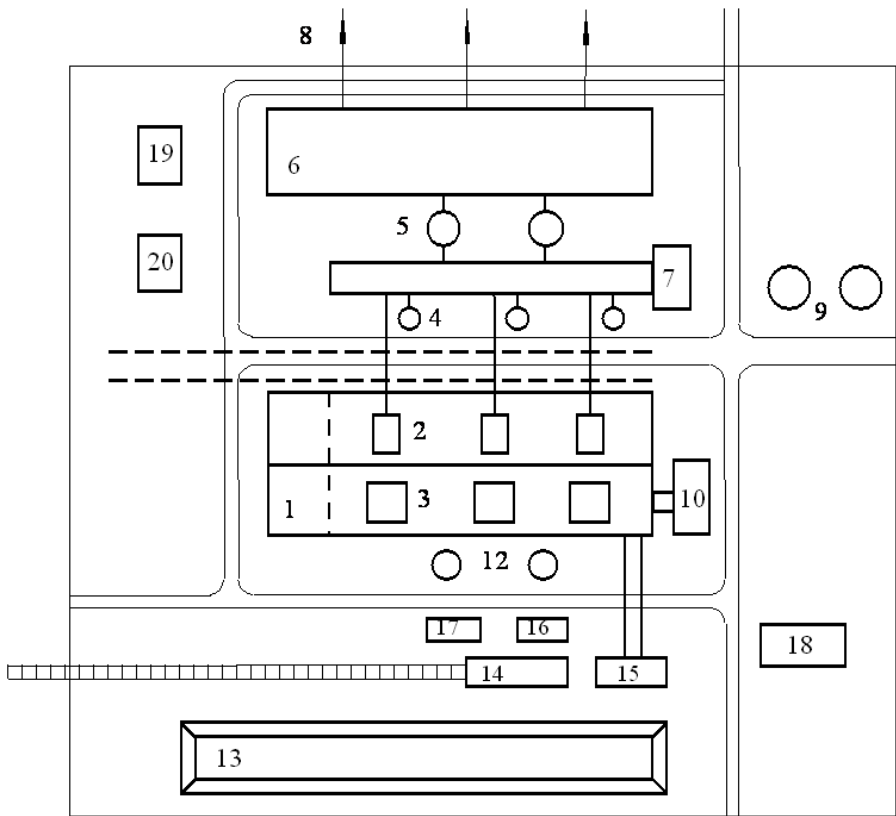


Рисунок 1 – Генеральний план ТЕЦ з поперечними зв'язками:  
 1 – головний корпус; 2 – генератори; 3 – котли; 4 – трансформатори ВП;  
 5 – трансформатори зв'язку; 6 – РУ високої напруги; 7 – ГЦК; 8 – ЛЕП; 9 – градирні; 10 – корпус керування; 11 – водоводи; 12 – димові труби; 13 – склад вугілля;  
 14 – розвантажувальний пристрій; 15 – дробильна установка з галереєю; 16 – мазутне господарство; 17 – майстерні; 18 – хімводоочистка; 19 – масляне господарство;  
 20 – трансформаторна майстерня.

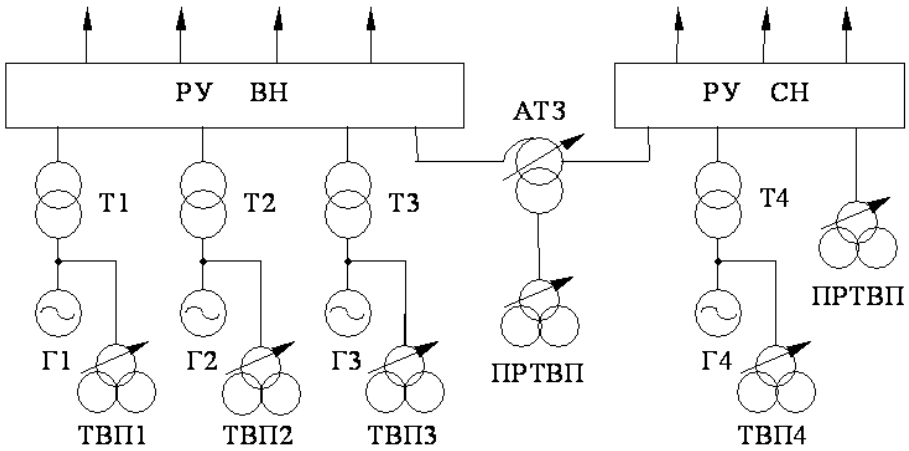


Рисунок 2 – Структурна схема КЕС з двома РУ високої напруги

#### 4. Компонування АЕС

Відмінною рисою АЕС є радіоактивність теплоносія, а також утворення радіоактивних газоподібних, рідких і твердих відходів. Для їх видалення АЕС оснащують додатковими пристроями і спорудами: спеціальною технологічною вентиляцією, спеціальною каналізацією, системою дезактивації і захоронення радіоактивних відходів.

Повітря з системи вентиляції очищається фільтрами і через витяжну вентиляційну трубу викидається в верхні шари атмосфери. Вентиляційну трубу розміщують з врахуванням переважного напрямку вітру, тобто з підвітряного боку відносно "чистих" споруд на площадці станції і до населених пунктів.

Для відведення рідких відходів споруджують внутрішню мережу спецканалізації. Цією мережею рідкі відходи надходять в очисні споруди. Після дезактивації ця вода частково може використовуватися повторно в виробничому циклі. Для тієї частини відходів, використання яких неможливе по замкненому циклу, передбачають сховища концентратів (відходи попередньо проходять через випарні установки).

Для захоронення твердих відходів, а також пульпи і концентрованих розчинів з очисних споруд передбачають спеціальні сховища (могильники).

На рисунку 4 наведено ситуативний план розміщення споруд на АЕС і навколо неї.



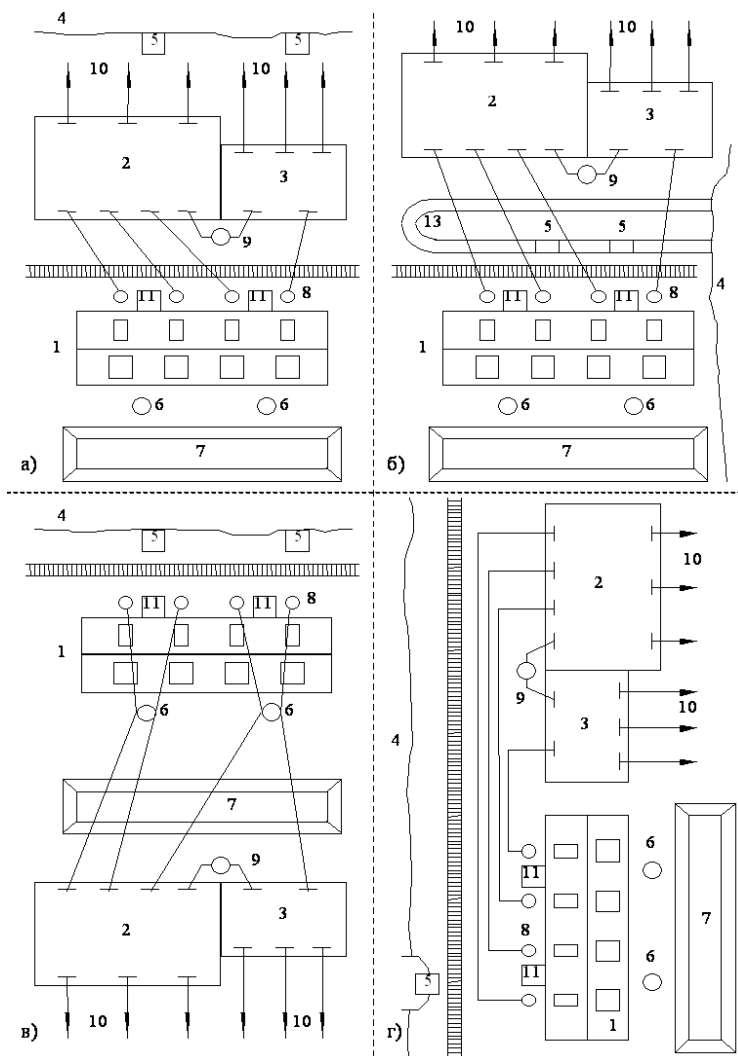


Рисунок 3 – Варіанти компоновання КЕС:

1 – головний корпус; 2 – РУ ВН; 3 – РУ СН; 4 – водосховище; 5 – насосна станція; 6 – димова труба; 7 – склад палива; 8 – блочний трансформатор; 9 – АТ зв'язку; 10 – повітряні лінії; 11 – блочні щити керування; 12 – залізнична колія; 13 – канал підведення води.

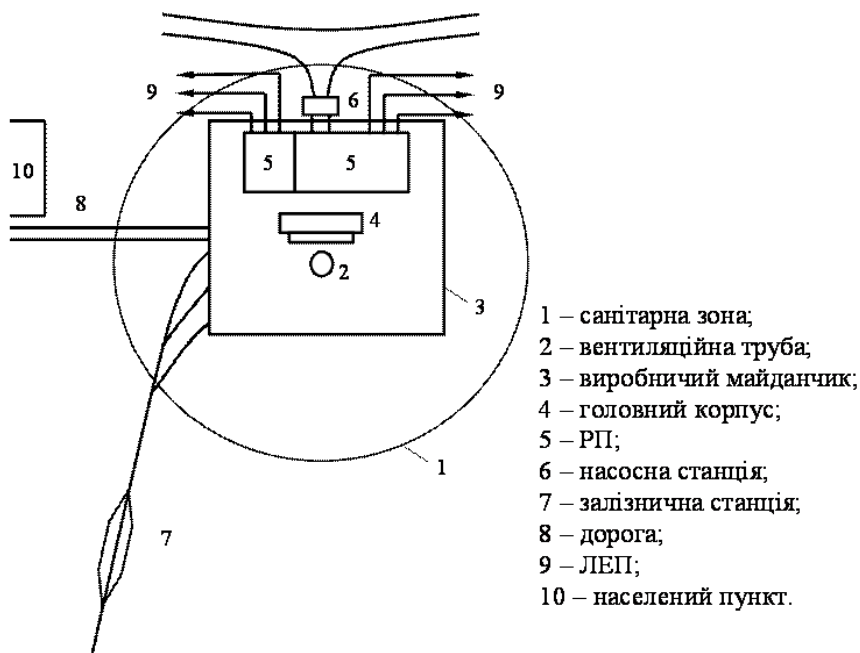


Рисунок 4 – Ситуативний план АЕС

Майданчик для будівництва АЕС вибирають з таким розрахунком, щоб навколо АЕС можна було організувати санітарно-захисну зону (див. рис. 4). Санітарна зона – це круг з центром в місці розташування вентиляційної труби.

Радіус санітарної зони встановлюють залежно від кількості реакторів, їх параметрів, кліматичних і топографічних умов. В санітарній зоні забороняється будівництво населених пунктів, але дозволяється розміщати будови підсобного призначення – службові корпуси, їдальні, майстерні, пожежне депо, гаражі, склади і т.д.

На рисунку 1.5 наведено приклад компонування споруд АЕС на виробничому майданчику 1. Головний корпус 2, який складається з реакторного відділення і машинного залу, зорієнтований відносно берегової лінії водосховища 3. Циркуляційна вода подається до машинного залу за допомогою

берегової насосної 4. Паралельно машинному залу проходить скидний трубопровід 5, який переходить в скидний канал 6.

В безпосередній близькості від головного корпусу розташовані всі спеціальні споруди, призначені для усунення, дезактивації та збереження радіоактивних відходів: корпус спецводоочищення 7, сховища 8 радіоактивних відходів (розташовані під будівлею спецводоочищення), вентиляційна труба 9. Поряд з корпусом спецводоочищення знаходиться дизель-генераторна 10, де змонтовані джерела надійного живлення – дизель-генератори.

Неподалік розташовані допоміжні виробничі будівлі та споруди: хімоводоочищення 11, допоміжна котельня 12, об'єднаний допоміжний корпус і майстерні 13, склад 14, пожежна охорона 15, гараж 16. Маслогосподарство 17 і азотно-киснева станція 18 з метою пожежобезпеки віддалені на периферію промислового майданчика.

Трансформатори блоків 19 встановлені біля зовнішньої стіни машинного залу. Прямими гнучкими струмопроводами вони приєднуються до РУ СН 20 та РУ ВН 21. За допомогою перехідних галерей головний корпус з'єднаний з інженерно-побутовим 22 та адміністративно-службовим 23 корпусами.

Згідно з останніми проектними рішеннями системи спецводоочищення і зменшення активності газів внесені в головний корпус, а вентиляційна труба розташована безпосередньо на головному корпусі. Ці заходи зменшили внутрішні комунікації і зробили компонування більш компактним.

#### Питання для самоперевірки

1. Зовнішні фактори компонування електричних станцій.
2. Особливості компонування ТЕЦ.
3. Особливості компонування ТЕС.
4. Особливості компонування АЕС.

## **ЗМІСТОВИЙ МОДУЛЬ 2. ОСНОВНЕ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ТА ПІДСТАНЦІЙ (ЗМ2)**

### **ТЕМА 8. КЛАСИФІКАЦІЯ ТА ЗАГАЛЬНЕ ПРИЗНАЧЕННЯ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ТА ПІДСТАНЦІЙ**

#### **План**

1. Класифікація електрообладнання електричних станцій та підстанцій
2. Вимоги до обладнання. Основні режими роботи

#### **1. Класифікація електрообладнання електричних станцій та підстанцій**

Основним обладнанням електростанцій і підстанцій є генератори, трансформатори і синхронні компенсатори. Для виробництва електроенергії на сучасних електростанціях застосовують СГ трифазного змінного струму. Розрізняють турбогенератори (первинний двигун – парова чи газова турбіна) та гідрогенератори (первинний двигун – гідротурбіна).

Силові трансформатори, встановлені на електростанціях та підстанціях призначені для перетворення електроенергії з однієї напруги на іншу. Є однофазні та трифазні трансформатори. Дво- і три обмоткові, а також двообмоткові з розщепленими обмотками і автотрансформатори.

Найбільшого розповсюдження отримали трифазні трансформатори, так як втрати в них на 12-15% нижчі, а витрати активних матеріалів і вартість на 20-25% нижча, ніж в групі 3-х однофазних трансформаторів такої ж сумарної потужності.

Синхронний компенсатор в залежності від струму збудження може видавати реактивну потужність в мережу, чи споживати її з мережі; він являє собою синхронну машину, що працює в режимі двигуна без навантаження на валу.

Електричні машини та трансформатори, що встановлені на електростанціях і підстанціях, лінії ЕМ потребують управління

та захисту від пошкоджень та ненормальних режимів. Для цієї мети і застосовують чисельні електричні апарати первинних (силових) кіл, а також апарати управління та контролю, що відносяться до вторинних кіл.

Апарати можуть класифікуватись за номінальною напругою і за родом встановлення – для внутрішньої та зовнішньої установки.

Апарати первинних кіл можуть бути поділені за своїм призначенням на 4 групи:

а) комутаційні апарати – вимикачі силові, вимикачі навантаження, роз'єднувачі, відокремлювачі, короткозамикачі, контактори, пускачі і т.д.;

б) захисні апарати – плавкі запобіжники, розрядники;

в) вимірювальні трансформатори струму та напруги;

г) струмообмежуючі реактори, заземляючі реактори та резистори.

Апарати управління та контролю мають призначення: дистанційного управління, комутаційними апаратами – неавтоматичного та автоматичного; сигналізації положення комутаційних апаратів та інших видів сигналізації; дистанційного вимірювання електричних і неелектричних величин. Крім того, застосовують системи телеуправління, телесигналізації і телевимірювань.

Особливе місце займають апарати релейного захисту та системної автоматики, які забезпечують автоматичне відключення пошкоджених елементів обладнання і ліній, їх АПВ, АРЗ генераторів, автоматичне регулювання частоти системи і т.п.

Апарати управління, контролю сигналізації, РЗ і автоматики утворюють вторинні кола, які електрично не зв'язані з основними (первинними) колами. Вони живляться від малопотужних генераторів, які є незалежних від основних кіл енергосистеми (акумулятори, трансформатори власних потреб).

Сукупність апаратів первинних і вторинних кіл однієї ступені напруги, що відповідним чином з'єднані, включаючи допоміжні пристрої, називається розподільним пристроєм (РП).

РП може бути подане у вигляді електричної схеми.

Електрична схема – це графічне зображення порядку електричних з'єднань елементів обладнання за допомогою умовних символів у відповідності з дійсною схемою, при цьому відповідність схеми в просторовому розташуванні обладнання необов'язкова.

Вимикачі призначені для ввімкнення, вимкнення і повторного ввімкнення електричних кіл. Вони обладнанні електромагнітними, пневматичними, пружинними та іншими приводами для автоматичного та неавтоматичного управління. Крім вимикачів, що встановлюються на лініях є вимикачі, що встановлюються між секціями збірних шин.

Роз'єднувачі мають основне призначення ізолювати на час ремонту з метою безпеки електричні машини, трансформатори, лінії, апарати та інші елементи системи від суміжних частин, що знаходяться під напругою. Роз'єднувачі здатні розмикати електричне коло тільки при відсутності в ньому струму, або при дуже малому струмові. Є лінійні та шинні роз'єднувачі. Можуть виготовляться в комплекті із заземлюючими ножами.

Струмообмежуючі реактори являють собою індуктивні опори, призначені для обмеження струму КЗ. В залежності від місця включення розрізняють реактори лінійні та секційні.

Вимірювальні трансформатори струму необхідні в кожному колі для живлення струмових обмоток вимірювальних приладів і релейного захисту.

Вимірювальні трансформатори напруги необхідні для живлення напругових обмоток вимірювальних приладів і реле. ТН приєднуються до збірних шин, а також до кіл генераторів, трансформаторів ліній та інших.

## **2. Вимоги до обладнання. Основні режими роботи**

Вимоги до апаратів первинних кіл :

- стійка ізоляція;
- в робочих режимах апарати повинні проводити відповідні робочі струми досить тривалий час і при цьому не перегріватись;
- стійкість до дії струмів КЗ;
- надійність;

- простота та економічність.

Таблиця 1 - Заводи-виробники встановлюють для апаратів ряд номінальних параметрів

Номінальні напруги, кВ	3	6	10	20	35	110	150	220	330	500	750
Максимальні робочі напруги, кВ	3,5	6,3	11,5	23	40,5	126	172	252	363	525	787

Тривалий режим роботи електричного пристрою – це режим, що триває не менше ніж необхідно для досягнення ustalenoї температури його частин при незмінній температурі охолоджуючого середовища.

Нормальний режим – це такий режим роботи електротехнічного пристрою, при якому значення його параметрів не виходять за межі, допустимі при заданих умовах експлуатації. В цьому режимі роботи обладнання слід приймати найбільший струм нормального режиму.

Ремонтний режим - це режим планових профілактичних і капітальних ремонтів. В такому режимі знаходиться тільки частина елементів електроустановки, тому решта елементів втримує підвищене навантаження. При виборі апаратів і струмоведучих частин необхідно враховувати це підвищення навантаження до  $I_{рем. мах}$ .

Післяаварійний режим роботи – це режим в якому частина елементів електроустановки вийшла з ладу чи виведена в ремонт внаслідок аварійного відключення. При цьому режимі можливе перевантаження решти елементів струмом  $I_{пав мах}$ .

### Питання для самоперевірки

1. Поняття про первинні та вторинні кола електричних станцій та підстанцій.
2. Класифікація електричного обладнання первинних кіл електричних станцій та підстанцій.
3. Призначення електричного обладнання первинних кіл.



## ТЕМА 9. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ТУРБО- І ГІДРОГЕНЕРАТОРИ, ЇХ КОНСТРУКТИВНІ ОСОБЛИВОСТІ

### План

1. Загальні відомості про синхронні генератори
2. Вмикання синхронного генератора на паралельну роботу з мережею

#### 1. Загальні відомості про синхронні генератори

На сучасних електростанціях використовуються трифазні синхронні генератори змінного струму частотою 50Гц, які призначені для перетворення механічної енергії первинного двигуна в електричну енергію. Для роботи вони з'єднуються безпосередньо з первинними двигунами електростанцій: паровими, газовими та гідравлічними турбінами. У першому випадку їх називають турбогенераторами, а у другому – гідрогенераторами.

Турбогенератори мають найкращі ТЕР у випадку високої частоти обертання турбін. Парові та газові турбіни випускають на великі частоти обертання. На теплових електростанціях, де спалюють звичайне паливо, частота обертання агрегатів становить, як правило, 3000 об/хв. , на АЕС – 1500 – 3000 об/хв.

Між швидкістю обертання ротора СГ і частотою струму в мережі існує зв'язок:  $n = 60f / p$ , де  $p$  - кількість пар полюсів. СГ на ТЕС мають два полюси ( $p = 1$ ).

Ротор турбогенератора має горизонтальне розміщення і виготовляється масивним із суцільної сталльної поковки. Для роторів турбогенераторів великої потужності використовують хромонікелеву або хромонікелевомолібденову сталь. За умовами механічної міцності діаметр ротора при швидкості обертання 3000 об/хв. не перевищує 1,2-1,25м. Активна довжина ротора для забезпечення необхідної механічної жорсткості не повинна перевищувати 6,5м. На рис. 1 наведений загальний вигляд, а на

рис. 2 – поперечний переріз двополюсного ротора турбогенератора.

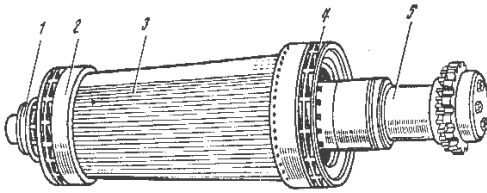


Рис. 1 - Загальний вигляд ротора турбогенератора:  
1-контактні кільця; 2-кільцеві бандажі; 3-ротор;  
4-вентилятор; 5-вал

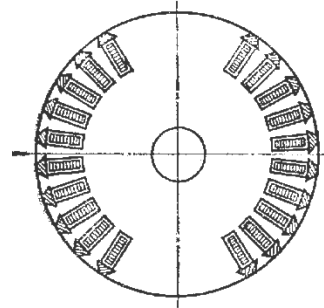


Рис. 2 - Поперечний переріз двополюсного ротора турбогенератора

Статор ТГ складається з корпусу та осердя. Корпус виготовляється зварним, закритим з торців з ущільненнями в місцях дотику з іншими частинами. Осердя статора набирається з ізованих листків електротехнічної сталі товщиною 0,5 мм. Листи набирають пакетами, між якими залишають вентиляційні канали.

На зовнішній поверхні ротора фрезерують пази прямокутної форми. В пазах ротора знаходиться обмотка збудження. Обмотка в пазах закріплюється за допомогою легких дюралюмінієвих дротів. Лобова частина обмотки захищена від зміщення бандажем . З обох сторін ротора на його валу встановлюються вентилятори, що забезпечують циркуляцію охолоджуючого газу в машині. В осьовому напрямку по всій довжині ротора висвердлюють центральний отвір, який служить для дослідження матеріалу в центральній частині поковки та для розвантаження поковки від небезпечних внутрішніх напружень.

В машинах з великим діаметром ротора осердям служить обід, що збирається на шпичах , котрі закріплюються на втулці ротора. Полюси, як і обід, роблять набірними із сталевих листів і

монтують на ободі ротора за допомогою Т подібних виступів, на полюсах окрім ОЗ розташована демпферна обмотка, яку набирають з мідних стержнів, що закладаються в пази на полюсних наконечниках і замикаються з торців ротора кільцями. Ця обмотка призначена для заспокоєння коливань ротора, котрі виникають при всякому збуренні, що пов'язане з різкою зміною навантаження генератора.

Відповідно до стандарту введена стандартна шкала номінальних потужностей турбогенераторів: 2,5; 4; 6; 12; 32; 63; 110; 160; 220; 320; 500; 800; 1000; 1200МВт.

Гідравлічні турбіни мають відносно малу частоту обертання. Гідрогенератори ГЕС належать до тихохідних машин і виконуються з явно полюсними роторами і переважно з вертикальним розташуванням вала. На ГЕС частота обертання агрегатів становить, як правило від 50 до 750 об/хв. Діаметри роторів потужних ГГ досягають 14-16 м, а діаметри статорів 20-22 м.

Найбільшого розповсюдження набули вертикальні гідрогенератори підвісного типу, вертикальні гідрогенератори парасольного типу та горизонтальні гідрогенератори капсульного типу.

У вертикальних гідрогенераторах підвісного типу (рис. 3,а) під'ятник розміщений над ротором у верхній частині агрегату на верхній хрестовині і весь агрегат "підвішений" до цієї хрестовини та до під'ятника. У гідрогенераторах парасольного типу під'ятник розміщений на нижній хрестовині (рис. 3,б) або на кришці турбіни і генератор у вигляді "парасолі" знаходиться над під'ятником.

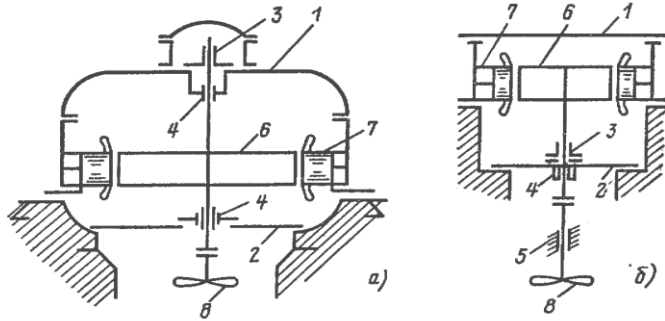


Рис. 3 - Підвісні (а) і парасольного типу (б) виконання гідрогенератора: 1,2-верхня та нижня хрестовини; 3-підп'ятник; 4-направляючі підшипники; 5-направляючий підшипник турбіни; 6-ротор; 7-статор; 8-турбіна

Гідрогенератори капсульного типу – малогабаритні герметичні генератори, що працюють безпосередньо у потоці води (рис. 4). Їх використовують на низьконапірних руслових або припливних гідроелектростанціях.

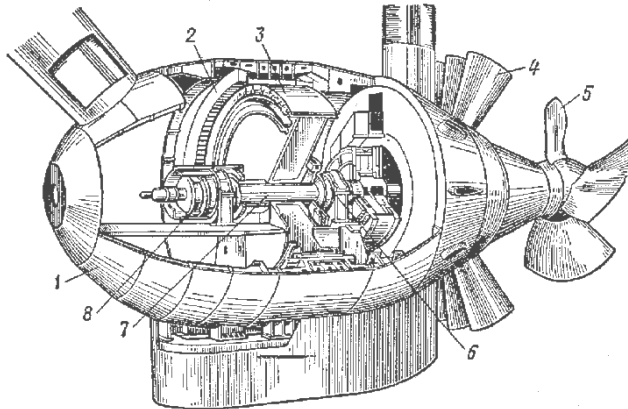


Рис. 4 - Генератор капсульного типу: 1-капсула; 2, 3-статор і ротор; 4-направляючий апарат турбіни; 5- турбіна; 6, 8-підшипники; 7-вал

Статор ГГ має принципово таку ж конструкцію як і статор ТГ, але на відміну від останнього виконується роз'ємним. Він

поділяється по колу на 6 рівних частин, що полегшує його транспортування та монтаж.

Останнім часом застосовують капсульні ГГ з явнополюсним ротором.

Також можуть застосовуватись дизель-генератори. Дизель як поршнева машина має нерівномірний крутний момент тому ДГ оснащений маховиком і його ротор виконується з підвищеним маховим моментом.

Номинальні параметри генераторів: номінальна напруга  $U_n$  (лінійна напруга статорної обмотки), номінальний струм статора  $I_n$  (струм, протягом якого генератор може працювати тривалий час за номінальних параметрів охолодження), номінальна повна потужність (потужність, тривалу роботу якої для генератора визначено заводом-виробником:  $S_n = \sqrt{3}U_n I_n$ ), номінальна активна потужність (потужність, за якої він призначений для роботи у комплекті з турбіною:  $P_n = \sqrt{3}U_n I_n \cos \varphi$ ), номінальний струм ротора  $I_{nr}$  (максимальний струм збудження генератора, за якого генератор віддає у мережу номінальну потужність у разі відхилення напруги статора на  $\pm 5\%$  від номінального значення і номінального коефіцієнта потужності); номінальний коефіцієнт потужності  $\cos \varphi$  (для генераторів до 125МВА  $\cos \varphi = 0,8$ , для турбогенераторів до 588МВА і гідрогенераторів до 360МВА  $\cos \varphi = 0,85$ , для потужніших генераторів  $\cos \varphi = 0,9$ ), номінальний ККД (визначається для кожного генератора за відношенням номінального навантаження до номінального коефіцієнта потужності і становить 96,6 - 98,75% ).

Крім основних параметрів СГ вказується також тип генератора, кількість фаз, схема з'єднання обмоток статора, напруга збудження, класи ізоляції обмоток статора і ротора, тиск охолоджуючого середовища.

## 2. Вмикання синхронного генератора на паралельну роботу з мережею

Потужні електромережі складаються з багатьох електричних станцій, що працюють паралельно. Завдяки цьому підвищується надійність, економічність виробництва та розподілу електричної енергії. Оскільки на кожній електростанції встановлені декілька генераторів, то в енергосистемі на паралельну роботу можуть бути ввімкнені сотні машин.

Процес вмикання генератора на паралельну роботу з мережею називають синхронізацією. Синхронізація може бути точною та грубою (самосинхронізація).

При точній синхронізації, щоб уникнути стрибків струму в мережі, необхідно виконати такі умови:

- частота мережі та частота генератора повинні бути однакові;
- напруги мережі та генератора повинні співпадати за фазою і мати однакові амплітуди;
- чергування ЕРС фаз генератора та напруги мережі повинно бути однаковим.

Рівність напруг досягається шляхом регулювання струму збудження синхронного генератора, а рівність частот – шляхом регулювання частоти обертання ротора генератора за рахунок зміни частоти обертання парової або гідравлічної турбін. За цих умов у контурі мережа – генератор сума ЕРС дорівнює нулю:  $U_M + E_0 = 0$ . Решта умов перевіряється за допомогою спеціального приладу, що називається синхроскопом.

### Питання для самоперевірки

1. Номінальні параметри та умови роботи синхронних генераторів.
2. Конструктивні особливості турбогенераторів.
3. Конструктивні особливості гідрогенераторів.

4. Умови ввімкнення синхронних генераторів та компенсаторів на паралельну роботу.
5. Статична стійкість синхронних генераторів.
6. Синхронна динамічна стійкість роботи генераторів.
7. Результуюча стійкість роботи генераторів.

## **ТЕМА. 10. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО СИНХРОННІ ТА СТАТИЧНІ КОМПЕНСАТОРИ**

### **План**

1. Загальні відомості про синхронні та статичні компенсатори
2. Синхронні компенсатори
3. Статичні компенсатори

### **1. Загальні відомості про синхронні та статичні компенсатори**

Споживачі електричної енергії, окрім активної потужності, споживають від генераторів системи реактивну потужність, яка затрачається на створення магнітних полів, необхідних для роботи асинхронних двигунів, індукційних печей, трансформаторів та інших електроприймачів. На створення реактивної потужності паливо не витрачається. Однак передача реактивної потужності від генераторів до споживачів пов'язана з додатковими втратами (потужності і напруги) у трансформаторах і мережах.

Втрати активної енергії в мережах оплачуються споживачами. Втрати напруги призводять до зниження якості енергії, одержуваної електроприймачами. Тому для отримання реактивної потужності економічно вигідно встановлювати джерела реактивної потужності поблизу електроприймачів. Такими джерелами є синхронні та статичні компенсатори.

### **2. Синхронні компенсатори**

Синхронний компенсатор (СК) — це синхронна машина, яка працює в режимі перезбудження без навантаження на валу.

В режимі перезбудження ЕРС обмотки статора  $E_0$  більша напруги мережі  $U_C$  (рис. 1). Під дією напруги  $E_0 + U_C = j X_C I_1$  ( $X_C$  - індуктивний опір обмотки статора) в обмотці статора СК виникає струм  $I_1$ , який випереджає вектор напруги мережі  $U_C$  на  $90^\circ$ . Компенсатор у цьому режимі віддає реактивну потужність в мережу.

У режимі недозбудження  $E_0 < U_C$ , в статорі СК виникає струм  $I_1$ , який відстає від напруги мережі  $U_C$  на  $90^\circ$ , тобто СК буде споживати реактивну потужність з мережі.

Синхронні компенсатори не несуть активного навантаження на валу, тому їх конструкція полегшена. Компенсатори виконуються тихохідними (750-1000 об/хв) з горизонтальним валом і явнополюсним ротором.

На рис. 2 показаний синхронний компенсатор типу КСВ з водневим охолодженням. Корпус компенсатора, його підшипники, маслоохолоджувачі і маслонасоси розміщені в герметично закритому корпусі. Через ізоляційні ущільнення 3, 4 до статора 1 підводиться напруга 10,5 кВ, а до контактних кілець — живлення від збудника. У нижній частині корпусу розташовані два маслонасоси 8, бак з маслом і водяний маслоохолоджувач. Циркуляція водню підтримується за тиску 0,1—0,2 МПа вентиляторами 5, які засосують водень з корпусу і проганяють його через внутрішню частину компенсатора. Нагрітий водень потрапляє у вхідні отвори 12 вертикальних газоохолоджувачів, де охолоджується.



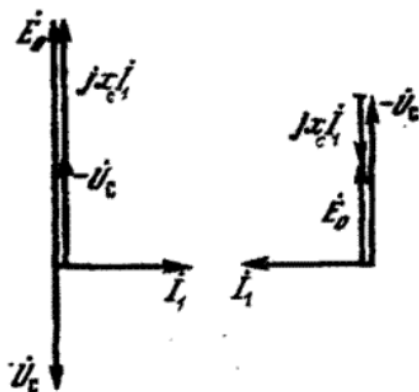


Рис. 1

Синхронний компенсатор характеризується: номінальною потужністю, напругою, струмом статора, частотою і номінальним струмом ротора. Шкала потужностей визначається за ГОСТ 609-84. Номінальна напруга синхронного компенсатора на 5-10 % вища номінальної напруги мережі.

Регулювання струму збудження здійснюється спеціальними схемами АРВ.

Синхронні компенсатори невеликої потужності мають схему електромашинного незалежного збудження, на більш потужних машинах з водневим охолодженням (КСВ) збудження здійснюється від спеціального безщіткового агрегату, вбудованого в корпус компенсатора. Схема АГП синхронних компенсаторів така ж, як у генераторів.

Потужні СК (10000 кВА і вище) включаються в мережу через реактор для обмеження пускових струмів і обмеження зниження напруги на шинах (рис. 3). Параметри реактора вибираються так, щоб у момент пуску напруга на шинах підстанції не падала нижче (80-85 %)  $U_H$ , а напруга на СК була (30-65 %)  $U_H$ . При цьому струм не перевищує (2 — 2,8)  $I_H$ . Під час пуску вимикач Q1 відключений, Q2 включений. Розворот компенсатора відбувається за рахунок асинхронного моменту. Коли частота обертання наблизиться до синхронної, подається збудження і компенсатор

втягуються в синхронізм. Регулюючи струм збудження, встановлюють мінімальний струм статора і вмикають вимикач Q1, при цьому реактор шунтується і СК вмикається в мережу.

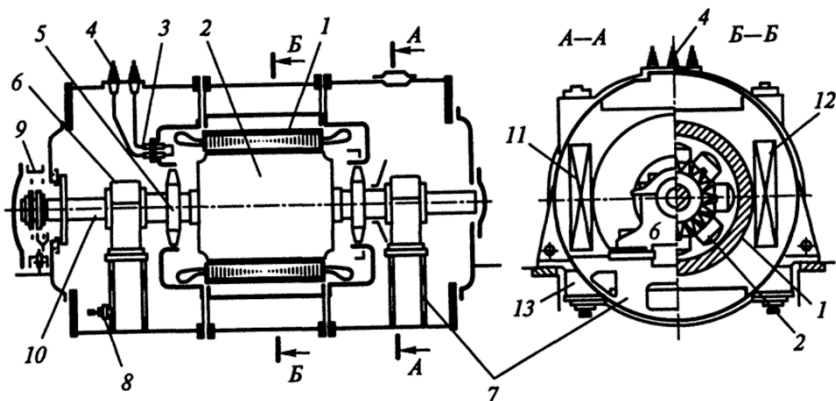


Рис. 2 Синхронний компенсатор типу КСВ з водневим охолодженням

1 — статор; 2 — ротор; 3, 4 — ізоляційні ущільнення; 5 — вентилятор; 6 — підшипник; 7 — опорні платформи; 8 — маслонасос; 9 — камера контактних колес; 10 — вал; 11, 12 — вихідний і входний проєми в газоохладитель; 13 — газоохладитель

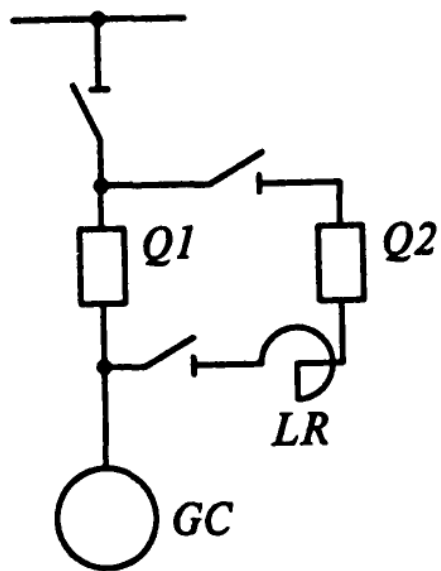


Рис. 3



Рис. 4. Приклад встановлення синхронного компенсатора в електричній мережі

### 3. Статичні компенсатори

Статичні компенсатори — це батареї конденсаторів та інші джерела реактивної потужності (ДРП), які не мають обертових частин.

На підстанціях промислових підприємств поблизу споживачів реактивної потужності встановлюються батареї конденсаторів (БК). Конденсатори можуть бути масляними або соволовими на напругу від 220 В до 10,5 кВ для зовнішнього і внутрішнього встановлення. Одинична потужність конденсаторів складає від 10 до 125 квар, для отримання необхідної потужності  $Q_c$  конденсатори з'єднуються паралельно. В енергосистемах БК на напругу 6 і 10 кВ встановлюються у вузлах мережі, на підстанціях, та підключаються (через вимикач) до шин 6 і 10 кВ. Реактивна потужність, що виробляється батареєю, з'єднаною за схемою зірка

$$Q_c = 3U_{\phi}^2 C,$$

де  $U_{\phi}$  – фазна напруга мережі;

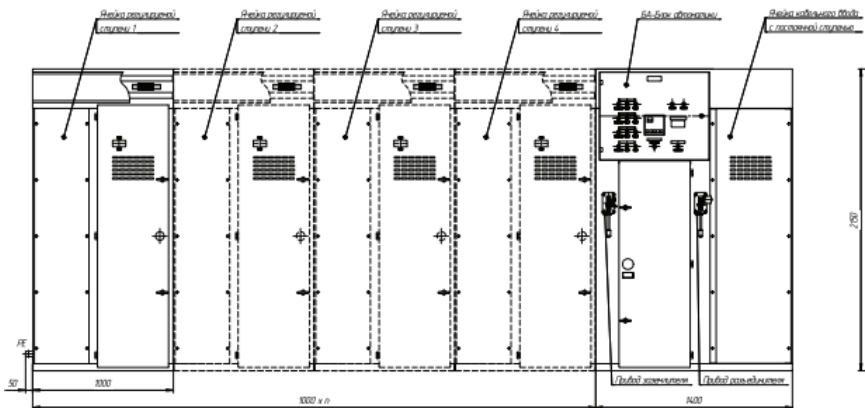
$C$  – електрична ємність БК.

Якщо до мережі підключена одна і та ж БК незмінної ємності (нерегульована БК), то в режимі мінімальних навантажень можлива перекомпенсації реактивної потужності, яка викличе підвищення напруги і додаткові втрати в мережі. Це призводить до необхідності регулювання кількості ввімкнених банок конденсаторів. Таке регулювання може бути одно - і багатоступеневим, коли БК розділена на секції. Вмикання і вимикання частини секцій проводиться автоматично (рис. 5) або вручну.

Перевага БК є їх простота, а недоліками — залежність реактивної потужності від напруги, неможливість споживання реактивної потужності, ступеневе регулювання.

Більш досконалішими є статичні тиристорні компенсатори, в яких здійснюється плавне регулювання струму (рис. 6). В установці застосовано нерегульовані ємності (БК)  $C_1, C_2, C_3$ , які виробляють реактивну потужність (ємнісну)  $Q_c$ , і регульована за допомогою тиристорних ключів  $VS$  індуктивність  $L_R$ . Керуючі електроди тиристорів приєднані до схеми автоматичного регулювання. Перевагами цієї установки є відсутність обертових частин, висока швидкодія і плавність регулювання.

Вдосконалення тиристорів та зменшення їх вартості призведе до того, що статичні тиристорні компенсатори будуть доцільнішими, ніж синхронні компенсатори та БК.



$n$  - Кількість ячеек регулювальної ступені АСКРМ

Ячейка регулювальної ступені 1



### Схема подключения АУКРМ-6,3 (10,5)

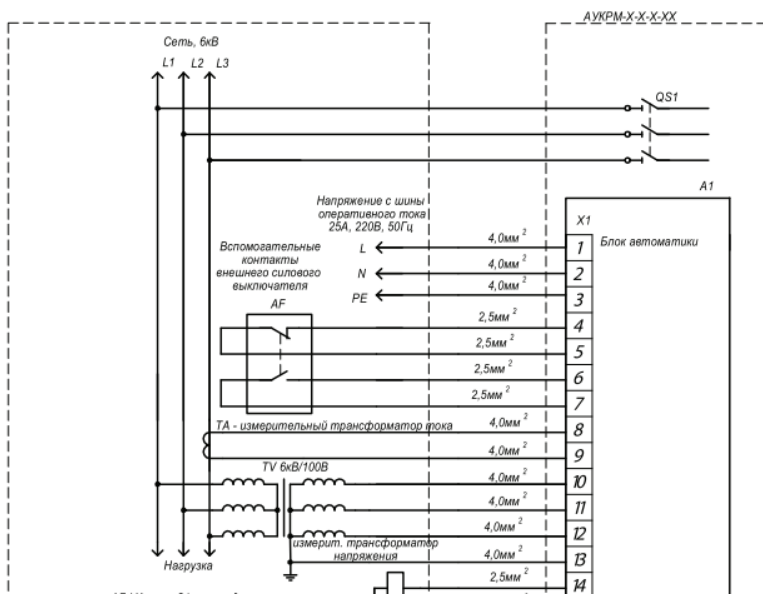


Рис. 5 БК для компенсації реактивної потужності з автоматичним регулюванням

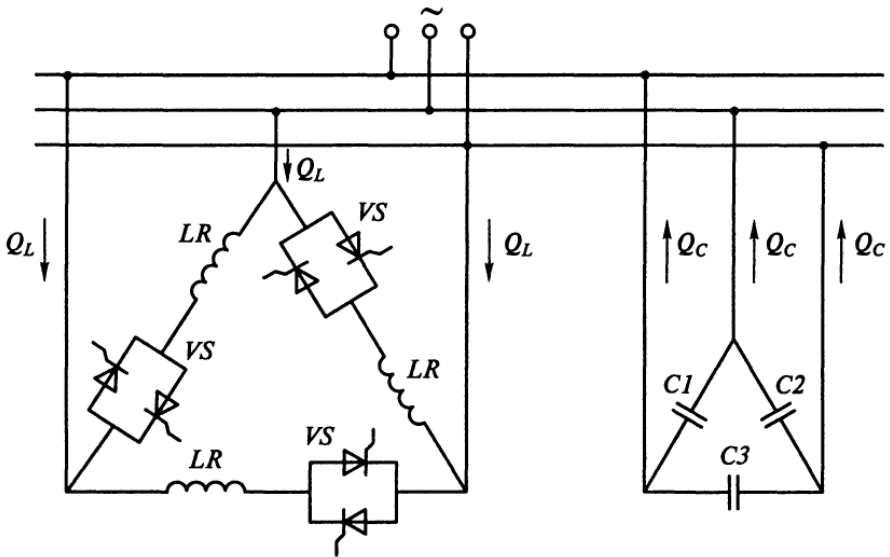


Рис.6

## Питання для самоперевірки

1. Призначення та будова синхронних компенсаторів.
2. Призначення та будова статичних компенсаторів.

## ТЕМА 11. СИСТЕМИ ОХОЛОДЖЕННЯ СИНХРОННИХ МАШИН

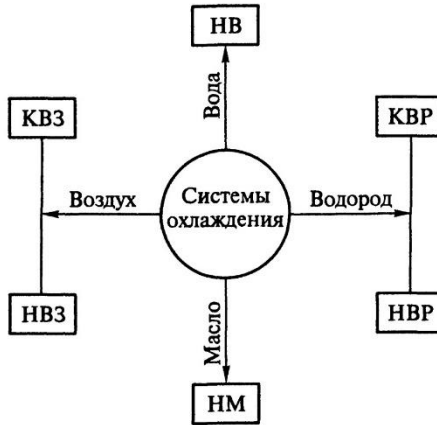
### План

1. Класифікація систем охолодження СМ
2. Умовні позначення системи охолодження

### **1. Класифікація систем охолодження СМ**

Для синхронних машин граничної потужності, якими є гідро- і турбогенератори, важливою проблемою є їх охолодження. Використання інтенсивних способів охолодження дало можливість виготовити турбогенератори потужністю 800-1200МВт, які практично мають такі ж габаритні розміри, як і турбогенератори потужністю 100 МВт, що виготовлялися 60 років тому.





КВЗ — косвенное воздухом; НВЗ — непосредственное воздухом; КВР — косвенное водородом; НВР — непосредственное водородом; НВ — непосредственное водой; НМ — непосредственное маслом

Рис. 1 - Системы охолодження генераторів

У турбогенераторах потужністю до 25МВт використовують замкнену систему вентиляції з використанням повітря як охолоджувального середовища. Для машин більших потужностей повітря замінюють воднем з надлишковим тиском до  $5 \cdot 10^5$  Па. Порівняно з повітрям водень має кращу теплопровідність і в 14 разів меншу густину. Завдяки цьому покращується охолодження машини та зменшуються втрати на вентиляцію.

Водень (повітря) обтікає зовнішню поверхню котушок обмоток і сердечника. Нагрітий газ надходить у теплообмінник, звідки після охолодження повертається в машину. Таку систему охолодження називають замкненою системою побічного охолодження.

Для машин понад 200 МВт замкнена система з побічним водневим охолодженням є недостатньою. Тому використовують безпосереднє охолодження обмоток. Обмотки у даному випадку виготовляють з порожнистих провідників, всередині яких циркулює водень, вода чи трансформаторне масло (рис. 2).

При безпосередньому водневому охолодженні витки обмотки збудження мають канали (рис. 2, б, в), а клини виступають над

бочкою ротора та мають отвори, через які водень надходить з повітряного проміжку в канали обмотки і потім попадає у повітряний проміжок. Виткову ізоляцію виготовляють зі склотканини. На дно паза вкладають склотекстолітову прокладку з каналами для проходження газу. Під клином розміщена прокладка з каналами, через які газ входить і виходить з пазової частини (рис. 2, б). Обмотка статора (рис. 2, а) має внутрішнє водяне охолодження. Стержні обмотки мають канали, в які надходить дистильована вода через головки, що розміщені в лобових частинах обмотки. Подачу води у струмопровідні частини здійснюють помпами, а відведення теплоти від нагрітої води – теплообмінними апаратами. Вода проходить вакуумну обробку та очищення у спеціальних апаратах. Передбачено контроль за температурою, витратою, електричною провідністю і тиском води. Система водяного охолодження також замкнена.

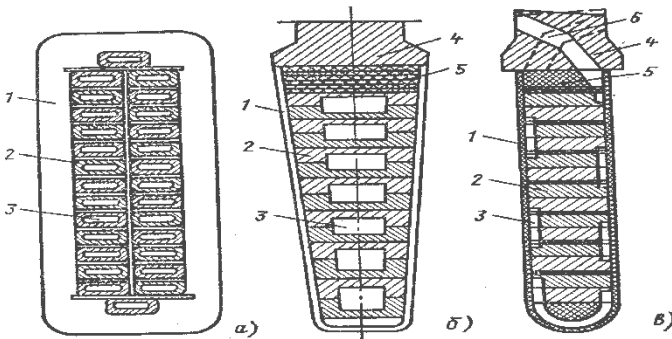


Рис. 2 - Виконання внутрішніх каналів в обмотці статора (а) і ротора (б, в)

турбогенераторів з безпосереднім охолодженням: 1-пазова ізоляція; 2-провідники; 3-канали для проходження охолоджуючої речовини; 4-клин; 5-ізоляційні прокладки; 6-канал для забору (викиду) охолоджуючого газу

## 2. Умовні позначення системи охолодження

Умовні позначення системи охолодження, які використовуються в серії вітчизняних турбогенераторів

Назва серії	Розшифрування	Система охолодження		
		обмотка статора	сердечник статора	обмотка ротора
T2-2,5-2	T-турбогенератор; 2- друга серія; 2,5 – потужність, МВт; 2- полюсний	Непряме воднем	Безпосереднє повітряне	Непряме повітряне
ТВ2-30-2	В- водневе охолодження	Непряме воднем	Безпосереднє воднем	Непряме воднем
ТВФ-63-2ЕУЗ	Ф – форсоване охолодж. Е – єдина серія	Непряме воднем	Безпосереднє воднем	Безпосереднє воднем
ТВВ-160-2ЕУЗ	ВВ – воднево-водяне охолодження	Безпосереднє водою	Безпосереднє воднем	Безпосереднє воднем

Питання для самоперевірки

1. Класифікація систем охолодження синхронних машин.
2. Повітряне охолодження синхронних машин.
3. Водяне охолодження синхронних машин.
4. Водневе охолодження синхронних машин.
5. Масляне охолодження синхронних машин.

## **ТЕМА 12. СИСТЕМИ ЗБУДЖЕННЯ СИНХРОННИХ МАШИН**

### **План**

1. Електромашинне системне збудження з генератором постійного струму
2. Вентильні системи збудження

### **1. Електромашинне системне збудження з генератором постійного струму**

Джерелом постійної напруги для обмотки збудження є спеціальні системи збудження, перед якими ставлять ряд вимог:

- надійне та стійке регулювання струму збудження при всіх режимах роботи синхронної машини;
- достатня швидкодія при форсованому збудженні (швидкого збільшення напруги збудження від номінального значення до граничного, що дорівнює не менше подвійного номінального значення);
- швидке гашення магнітного поля, тобто зменшення струму збудження машини до нуля без перенапруг на її обмотках, необхідність якого виникає при аваріях у генераторі.

У синхронних генераторах використовують переважно дві системи збудження.

*Електромашинне системне збудження з генератором постійного струму* (рис. 1, 2).

У цій системі збудником є генератор постійного струму. Потужність збудника дорівнює 0,3-3% від потужності синхронного генератора.

Струм збудження синхронної машини досить великий та складає декілька сотень і навіть тисяч ампер. Тому його регулюють за допомогою реостатів, що встановлені в колі збудження збудника. Збудження збудника здійснюють за схемою самозбудження (рис. 1) або незалежним збудженням від спеціального генератора постійного струму, що називається підзбудником (рис. 2).

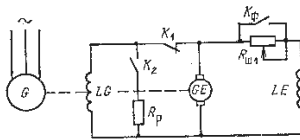


Рис. 1-

Електромашинна система збудження:

LG – обмотка збудження синхронного генератора; LE - обмотка збудження збудника GE; Rш1 – регульований опір

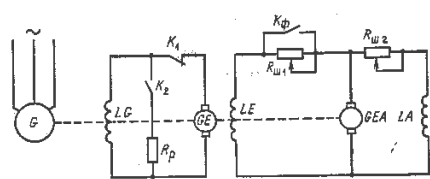


Рис. 2 - Електромашинна система збудження з підзбудником:

LG- обмотка збудження синхронного генератора; LE – обмотка збудження збудника GE; LA – обмотка збудження підзбудника GEA

Підзбудник працює з самозбудженням, і опір резистора Rш2 у процесі роботи генератора не змінюється.

Для гашення магнітного поля використовують автомат гашення поля (АГП), який складається із контакторів K1 і K2 та резистора RР. Гашення поля проводять в такій послідовності. При ввімкненому контакторі K1 вмикають контактор K2, що замикає

обмотку збудження на резистор  $R_p \approx 5R_3$ , де  $R_3$  – опір обмотки збудження. Потім відбувається розмикання контакту  $K_1$  і струм збудження генератора затухає зі сталою часу  $\tau = L_3 / (R_3 + R_p)$ , де  $L_3$  - індуктивність обмотки збудження.

Струм збудження можна було б понизити до нуля вмиканням тільки одного контакту  $K_2$  без резистора  $R_p$ . Але практично миттєвий розрив кола збудження недопустимий, оскільки через велику індуктивність обмотки збудження в ній індукувалася б велика ЕРС самоіндукції, яка перевищувала б у декілька разів номінальну напругу. При цьому можливе пошкодження ізоляції обмотки збудження та руйнування контактів внаслідок електричної дуги.

У потужних синхронних машинах відбувається затухання струму збудження при наявності резистора  $R_p$  зі сталою часу  $\tau \approx 1\text{с}$ .

Форсоване збудження у схемах, наведених на рис. 1 і рис. 2 відбувається шунтуванням резисторів  $R_{ш1}$  та  $R_{ш2}$ , що ввімкнені у коло збудження збудника.

## 2. Вентильні системи збудження

*Вентильні системи збудження* виготовляють на великі потужності. Вони є більш надійними, ніж електромашинні. Розрізняють три різновиди вентильних систем збудження: з самозбудженням, незалежним і безщітковим.

У системі з самозбудженням (рис. 3) енергія для збудження синхронної машини надходить від обмотки якоря основного генератора, а потім перетворюється статичним перетворювачем ПП в енергію постійного струму, яка подається в обмотку збудження.

Початкове збудження генератора відбувається за рахунок залишкового намагнічування його полюсів.

У вентильній незалежній системі збудження (рис. 4) енергію для збудження створюють спеціальним збудником GN,

виготовленим у вигляді трифазного синхронного генератора. Ротор його розміщений на валу головного генератора. Змінна напруга збудника випрямляється і подається в обмотку збудження.

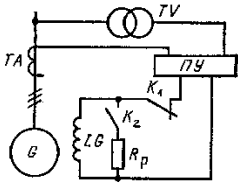


Рис. 3 - Вентильна система збудження синхронного генератора з самозбудженням:  
 LG - обмотка збудження генератора;  
 ПП – перетворюючий пристрій з регулятором напруги;  
 TV – трансформатор напруги;

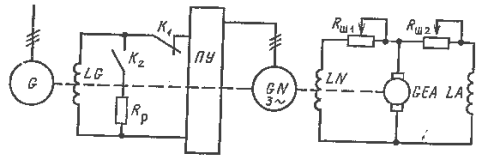


Рис. 4 - Вентильна незалежна система збудження:  
 GN - збудник змінного струму;  
 LN – обмотка збудження збудника;  
 GEA – підзбудник ;  
 LA – обмотка збудження підзбудника ;  
 ПП – перетворювач з регулятором напруги

ТА –  
трансформатор  
струму.

Одним із різновидів незалежної системи вентильного збудження є безщіткова система збудження. У цьому випадку на валу основного генератора розміщений якір збудника змінного струму з трифазною обмоткою. Змінна напруга цієї обмотки через випрямляч, що закріплений на валу основного генератора, перетворюється в постійну напругу і безпосередньо (без кілець і щіток) подається на обмотку збудження основного генератора. Обмотка збудження збудника розміщена на статорі і живиться від підзбудника або регулятора напруги.

Питання для самоперевірки

1. Призначення і будова систем збудження синхронних генераторів та компенсаторів.
2. Автоматичне гасіння поля збудження.



## **ТЕМА 13. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО СИЛОВІ ТРАНСФОРМАТОРИ І АВТОТРАНСФОРМАТОРИ**

### **План**

1. Типи Т та АТ, їх параметри
2. Схеми та групи з'єднань Т та АТ
3. Елементи конструкції Т та АТ
4. Системи охолодження Т та АТ
5. Особливості АТ

### **1. Типи Т та АТ, їх параметри**

Трансформатором називають статичний індуктивний перетворювач, що має дві або більше індуктивно зв'язаних взаємно нерухомих обмоток і призначений для перетворення за допомогою магнітного поля однієї (первинної) системи змінного струму в іншу (вторинну), що має інші характеристики, зокрема, напругу та струм. У більшості випадків за допомогою трансформатора перетворюють тільки напругу та струм без зміни частоти і числа фаз.

Трансформатор, що має дві електрично незв'язані між собою обмотки, називають двообмотковим. Обмотку, яка споживає енергію з електричної мережі, називають первинною, а обмотку, що віддає енергію споживачу – вторинною. Існують

багатообмоткові трансформатори, які мають декілька первинних і вторинних обмоток.

Якщо первинна обмотка має вищу напругу (ВН), а вторинна – нижчу напругу (НН), то такий трансформатор називають понижувальним. У зворотному випадку трансформатор називають підвищувальним.

За кількістю обмоток трансформатори поділяють на дво- та триобмоткові (рис.1, а та б).

Трансформатори, які мають обмотку однієї напруги, що складається з двох та більше ізольованих віток, називають трансформаторами з розщепленими обмотками (рис.1, в).

Обмотки вищої, середньої та нижчої напруги прийнято скорочено позначати відповідно ВН, СН та НН.

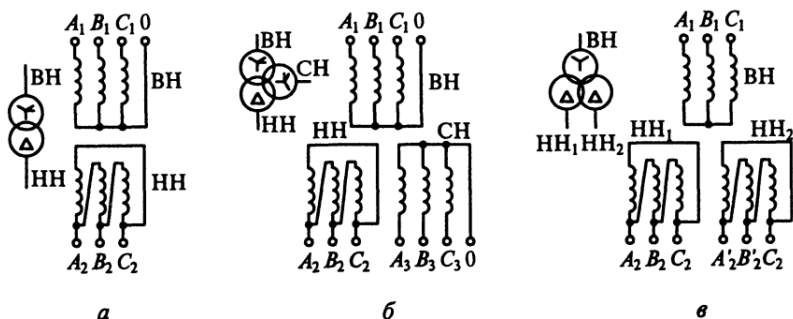


Рис. 1

Під час передачі та розподілу електроенергії виникає необхідність в електричному зв'язку трьох мереж з напругами  $U_1$ ,  $U_2$ ,  $U_3$ . Цю задачу можна вирішити за допомогою триобмоткових трансформаторів, у яких на магнітопровід поміщають три ізольовані одна від одної обмотки. Такий трансформатор, що живиться з боку однієї з обмоток, дає можливість отримувати два різні напруги і постачати електричною енергією дві різні групи приймачів. Крім обмоток вищої і нижчої напруги триобмотковий трансформатор має

обмотку середньої напруги (СН). Обмоткам трансформатора надають переважно циліндричну форму, виконуючи їх при малих струмах з круглого мідного ізолюваного проводу, а при великих струмах - з мідних шин прямокутного перерізу. Ближче до магнітопроводу розташовують обмотку нижчої напруги, тому що її легше ізолювати від нього, ніж обмотку вищої напруги.

Для зменшення величини сили струму у вторинній обмотці трансформатора виготовляють трансформатори з розщепленими обмотками. З достатньою для практичних розрахунків точністю такий трансформатор можна розглядати як два незалежних трансформатори, що живляться від загальної мережі ВН. Потужність кожної обмотки НН дорівнює половині потужності обмотки ВН, тобто половині номінальної потужності трансформатора. При паралельному з'єднанні обмоток НН трансформатор з розщепленими обмотками буде працювати як звичайний двохобмотковий.

Силові трансформатори поділяються:

1) За кліматичним виконанням та категорією розташування — на трансформатори, що призначені для роботи в нормальних умовах, і на трансформатори, які призначені для роботи в спеціальних умовах.

Для роботи трансформаторів у нормальних умовах необхідні:

- висота установлення над рівнем моря — не більше 1000 м, крім трансформаторів класу напруги 750 кВ, для яких висота установлення над рівнем моря — не більше 500 м;

- категорія виконання У згідно з ГОСТ 15150—69 та ГОСТ 15543-89Е.

- середньодобова температура повітря — не більше 30°C і середньорічна температура повітря — не більше 20°C.

Для роботи трансформаторів у спеціальних умовах необхідні:

- висота установлення над рівнем моря для трансформаторів класів напруги до 500 кВ — більше 1000 м, але не більше, ніж 3500 м;

- категорія виконання — ХЛ або УХЛ згідно з ГОСТ 15150—69, ГОСТ 15543-89Е.

2) За видом ізолюючого та охолоджуючого середовища — на масляні та сухі трансформатори. Трансформатори з напругою 35кВ і вище випускаються лише з масляним охолодженням і зазвичай встановлюються на відкритому повітрі;

3) За типами, що характеризують призначення та особливості конструкції — однофазні або трифазні, з можливістю регулювання під навантаженням (РПН), перемикачі без збудження (далі — ПБЗ) тощо.

Залежно від охолодження трансформатори поділяють на сухі та масляні з природним та примусовим охолодженням.

Залежно від кількості фаз розрізняють однофазні, трифазні та багатофазні трансформатори. Найбільшого розповсюдження набули однофазні та трифазні трансформатори. Трифазні трансформатори на номінальні напруги 110, 150кВ виготовляються на потужність до 400МВА включно, а на напруги 220-500кВ до 1000МВА. Однофазні трансформатори використовуються лише у тих випадках, коли неможливе виготовлення трифазного трансформатора необхідної потужності або неможливе його транспортування. Трансформатори з іншим числом фаз використовують у спеціальних пристроях.

Джерела електричної енергії (електричні станції) переважно будують поблизу природних джерел палива, а споживачі розміщені за сотні кілометрів від них. На електростанціях енергію виробляють за допомогою турбо- або гідрогенераторів напругою до 38,5кВ. Для зменшення втрат потужності в провідниках і зменшення перерізу проводів лінії електропередачі напругу лінії підвищують до 750кВ і більше. Тому на підстанціях електростанцій встановлюють трансформатори, що підвищують напругу до необхідної величини (110, 220, 330, 400, 750кВ). Оскільки більшість електроприймачів споживають електроенергію напругою 127, 220, 380 і 660 В (в окремих випадках 6 і 10кВ), то виникає необхідність у встановленні понижувальних трансформаторів. Оскільки, при передачі електричної енергії на великі відстані величина напруги повинна багаторазово змінюватися, то сумарна встановлена потужність

трансформаторів у потужних електричних системах у 5-7 разів перевищує встановлену потужність електричних генераторів.

Трансформатори виготовляють за технічними умовами або відповідно до вимог стандартів і призначені виробником для виконання певних функцій у перетворенні електричної енергії. Параметри, що відносяться до того режиму роботи, для якого трансформатор призначений виробником, називають номінальними. За цих параметрів трансформатор може як завгодно довго працювати, не перегріваючись вище допустимих норм.

У паспорті трансформатора (заводська табличка, що кріпиться до трансформатора) вказують такі номінальні величини:

1. Номінальна первинна лінійна напруга  $U_{1H}$ .
2. Номінальна вторинна лінійна напруга  $U_{2H}$  на розімкненій вторинній обмотці при живленні первинної обмотки напругою  $U_{1H}$ , номінальної частоти.
3. Номінальний лінійний струм  $I_{1H}$  первинної обмотки.
4. Номінальну потужність  $S_H$ , під якою розуміють повну потужність трансформатора на затискачах вторинної обмотки. Для двообмоткових трансформаторів номінальна потужність первинної обмотки  $S_{1H}$  береться такою, що дорівнює номінальній потужності вторинної обмотки  $S_{2H}$  і дорівнює номінальній потужності трансформатора  $S_H$ ,  $S_{1H} = S_{2H} = S_H$ .

5. Номінальний лінійний струм вторинної обмотки  $I_{2H}$ .  
Номінальні струми визначають за номінальною потужністю і номінальною напругою обмотки.

Для однофазного трансформатора:

$$I_{1H} = S_H / U_{1H}; \quad I_{2H} = S_H / U_{2H}.$$

Для трифазного трансформатора:

$$I_{1H} = S_H / (\sqrt{3} U_{1H}); \quad I_{2H} = S_H / (\sqrt{3} U_{2H}) - \text{лінійні струми};$$

$$I_{1H\Phi} = S_H / (3 U_{1H\Phi}); \quad I_{2H\Phi} = S_H / (3 U_{2H\Phi}) - \text{фазні струми.}$$

6. Схема і група з'єднань обмоток.

7. Напруга короткого замикання.

Номінальна частота  $f_H$  напруг і струмів для трансформаторів загального використання стандартизована та дорівнює 50 Гц (в США – 60 Гц).

Номінальні дані не вказують на те, що трансформатор необхідно експлуатувати тільки при них. Робота трансформатора можлива в діапазоні зміни вторинного струму від 0 до  $I_{2H}$ , можливі короточасні перевантаження, а також невеликі зміни напруги та частоти, спеціально обумовлені стандартами.

Умовні графічні позначення силових трансформаторів на електричних схемах наведені у таблиці 1.

Конструктивне виконання трансформаторів залежить значною мірою від способу його охолодження. За цією ознакою трансформатори поділяють на сухі з природним або штучним охолодженням та масляні з природною або штучною циркуляцією масла.

Умовне позначення Т:

число фаз (однофазний – О, трифазний - Т);

вид охолодження;

кількість обмоток, якщо їх більше двох (триобмотковий – Т, з розчепленими обмотками – Р, вказується після числа фаз);






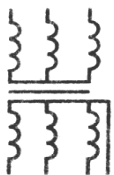

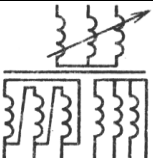
Н – наявність пристрою регулювання напруги під навантаженням типу РПН;

А – на першому місці використовується для позначення автотрансформаторів;

після букв вказується ном. Потужність, кВА, клас напруги оботки ВН, кВ, кліматичне виконання та категорія розміщення.

Приклад - ТДТН-16000/110-У1.

Таблиця 1 – Умовні графічні позначення силових трансформаторів на електричних схемах

	Форма I	Форма II
Трансформатор однофазний з магнітопроводом		
Трансформатор однофазний з магнітопроводом триобмотковий		
	Форма I	Форма II
Трансформатор трифазний з магнітопроводом, з'єднання обмоток зірка-зірка з виведеною нейтральною точкою		
Трансформатор трифазний триобмотковий з магнітопроводом; з'єднання обмоток зірка з регулюванням під навантаженням –		

трикутник – зірка з виведеною нейтральною точкою	
--	--

## 2. Схеми та групи з'єднань Т та АТ

Як було зазначено раніше, найбільшого поширення в електричних станціях і підстанціях отримали трифазні трансформатори. Згідно з державним стандартом, початки обмотки *ВН* позначають літерами *A, B, C*, а кінці – літерами *X, Y, Z*. Початки обмотки *НН* позначають малими літерами *a, b, c*, а кінці – *x, y, z*. Нейтральну точку позначають літерою *N*.

Обмотки трифазних трансформаторів можуть бути з'єднані зіркою або трикутником. При сполученні зіркою назовні крім лінійних кінців виводять іноді нейтральну точку.

У деяких випадках використовують також з'єднання обмоток за схемою зигзаг, коли фазну обмотку поділяють на дві частини, які розміщені на різних стержнях і з'єднують послідовно. При цьому другу половину обмотки під'єднують зустрічно відносно першої половини.

Схему з'єднання двообмоткового трансформатора позначають у вигляді дробу, в чисельнику якого є позначення схеми з'єднання обмотки *ВН*, а в знаменнику – обмотки *НН* (наприклад *Y/Y*).

Вибір схеми з'єднання обмоток залежить від багатьох факторів. Наприклад, для мереж напругою 35 кВ і більше вигідно з'єднати обмотку трансформатора зіркою і заземлити нульову точку, оскільки при цьому напруга виводів трансформатора та провідників лінії передачі відносно землі буде завжди в  $\sqrt{3}$  разів меншою за лінійну, що дає можливість зменшити вартість ізоляції.

При з'єднанні обмоток трансформатора за схемою  $Y_n/Y$  треті гармоніки фазних струмів замикаються через нульовий провідник. При цьому струм неробочого ходу кожної фази має третю гармоніку, а потік є синусоїдним.



При схемі  $Y/Y$  шлях для замикання третіх гармонік фазних струмів відсутній і струм неробочого ходу є синусоїдним. Однак крива магнітного потоку спотворюється і має третю гармоніку. Несинусоїдними будуть також і ЕРС фаз. У тристержневому трансформаторі треті гармоніки магнітних потоків фаз не можуть замикатися через сталевий магнітопровід, оскільки вони у будь-який момент спрямовані зустрічно. Тому треті гармоніки потоків замикаються через стінки бака, створюючи при цьому додаткові втрати потужності.

Якщо одна з обмоток з'єднана трикутником, то фазні потоки є практично синусоїдними. Це відбувається тому, що в обмотці, яка з'єднана трикутником, треті гармоніки ЕРС викликають струм потрійної частоти, який протікає через фазні обмотки та зменшує треті гармоніки магнітних потоків. Отже, обмотки трансформаторів краще з'єднувати за схемами  $Y/\Delta$  або  $Y_H/\Delta$ , що дозволяє практично позбутися третіх гармонік у кривих магнітних потоків і ЕРС.

*Групи з'єднань обмоток трансформаторів.* З'єднання обмоток  $BH$  і  $HN$  зіркою чи трикутником отримують, з'єднуючи відповідним чином затискачі фаз обмоток. Залежно від того, які затискачі фаз обмоток  $BH$  і  $HN$  з'єднують разом, змінюється величина кута  $\alpha$  зсуву фаз між векторами лінійних напруг первинної та вторинної обмоток трансформатора в режимі неробочого ходу, що взяті між однойменними затискачами. В однофазних трансформаторах кут  $\alpha$  дорівнює  $0^0$  чи  $180^0$ , а в трифазних трансформаторах кут  $\alpha$  дорівнює  $\alpha = K \cdot 30^0$ ,

де  $K = 0, 1, 2, 3, \dots, 11$  – ціле число, яке називають групою з'єднання обмоток трансформатора.

Номер групи з'єднання вказують після позначення схеми з'єднання його обмоток, наприклад  $Y/\Delta-11$  або  $Y/Y-0$ . Знання групи з'єднань обмоток необхідне при вмиканні трансформаторів на паралельну роботу, коли потрібно з'єднувати рівнопотенціальні затискачі обмоток.

Стандартизовані схеми та групи з'єднань обмоток трифазних трансформаторів наведені у табл.2.

Таблиця 2 - Стандартизовані схеми та групи сполучень обмоток трифазних двообмоткових трансформаторів

Схема соединения обмоток		Диаграмма векторов ЭДС		Условное обозначение
ВН	НН	ВН	НН	
				Y/Y <sub>n</sub> -0
				Y/Δ-11
				Y <sub>n</sub> /Δ-11
				Y/Y <sub>n</sub> -11
				Δ/Y <sub>n</sub> -11

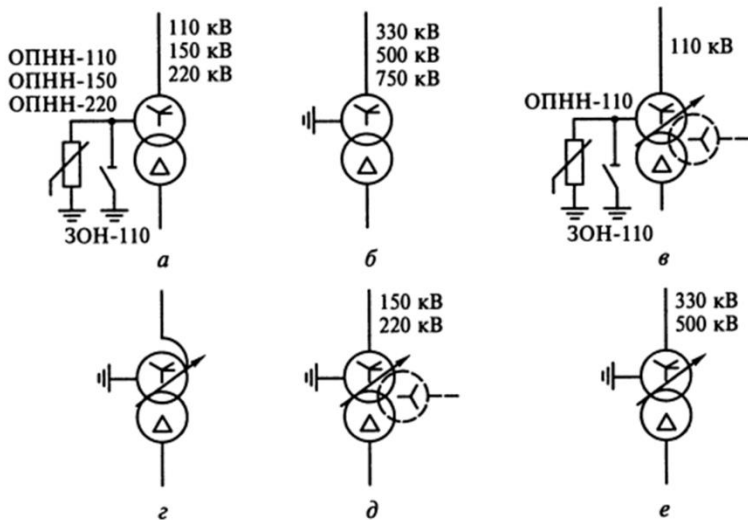


Рис.2

*a* — трансформаторов 110—220 кВ без РПН; *б* — трансформаторов 330—750 кВ без РПН; *в* — трансформаторов 110 кВ с РПН; *г* — автотрансформаторов всех напряжений; *д* — трансформаторов 150—220 кВ с РПН; *е* — трансформаторов 330—500 кВ с РПН

### 3. Елементи конструкції Т та АТ

До основних елементів конструкції Т та АТ відносяться *активна частина та бак*. Приклад конструкції трансформатора наведено на рис. 3, а його обмоток на рис. 4.

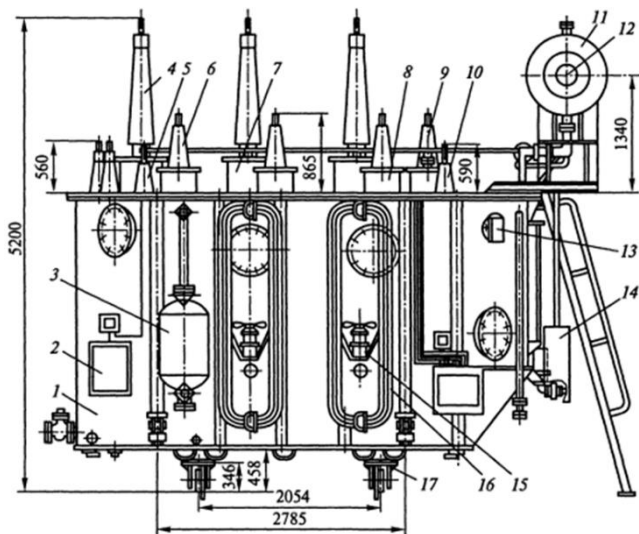


Рис.3

1 — бак; 2 — шкаф автоматического управления дутьем; 3 — термосифонный фильтр; 4 — ввод ВН; 5 — ввод НН; 6 — ввод СН; 7 — установка трансформаторов тока 110 кВ; 8 — установка трансформаторов тока 35 кВ; 9 — ввод 0 ВН; 10 — ввод 0 СН; 11 — расширитель; 12 — маслоуказатель стрелочный; 13 — клапан предохранительный; 14 — привод регулятора напряжения; 15 — вентилятор системы охлаждения; 16 — радиатор; 17 — каретка с катками

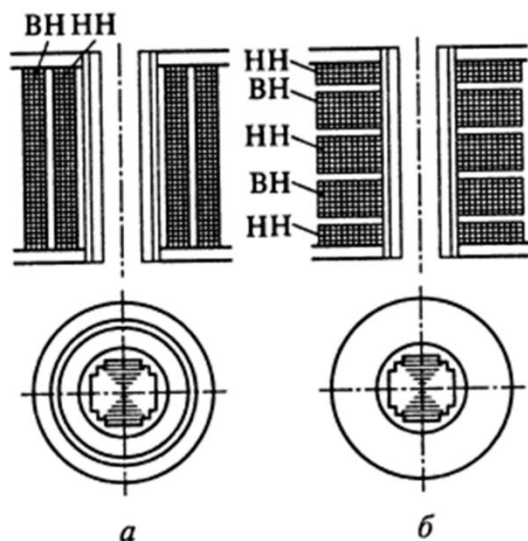


Рис.4

*a* — концентрическая; *б* — чередующаяся

#### 4. Системи охолодження Т та АТ

Існують такі системи охолодження Т та АТ:

- природне повітряне охолодження («сухі трансформатори» - позначення буквою С) – тепло відбирається напряму повітрям,  $S_n < 1,6$  МВА;

природне масляне (М) – тепло від обмоток і осердя передається оточуючому маслу, яке циркулює природнім шляхом в замкненій системі і віддає це тепло в охолоджувачах навколишньому повітряю,  $S_n < 16$  МВА;

масляне з дуттям та природньою циркуляцією масла (Д) – тепло від обмоток і осердя передається оточуючому маслу, яке циркулює природнім шляхом в замкненій системі і віддає це тепло навколишньому повітряю з обдувом охолоджувачів вентиляторами,  $S_n < 80$  МВА;

масляне з дуттям та природньою циркуляцією масла (ДЦ, НДЦ – з направленим потоком масла) – тепло від обмоток і

осердя передається оточуючому маслу, яке циркулює природнім шляхом в замкненій системі і віддає це тепло навколишньому повітрю з обдувом охолоджувачів вентиляторами,  $S_n > 63$  МВА;

масляно-водяне з дуттям та примусовою циркуляцією масла (Ц, НЦ – з направленим потоком масла) – так же як і в системі ДЦ (НДЦ), за виключенням охолоджувачів, в яких циркулює вода, яка відбирає тепло від масла,  $S_n > 630$  МВА.

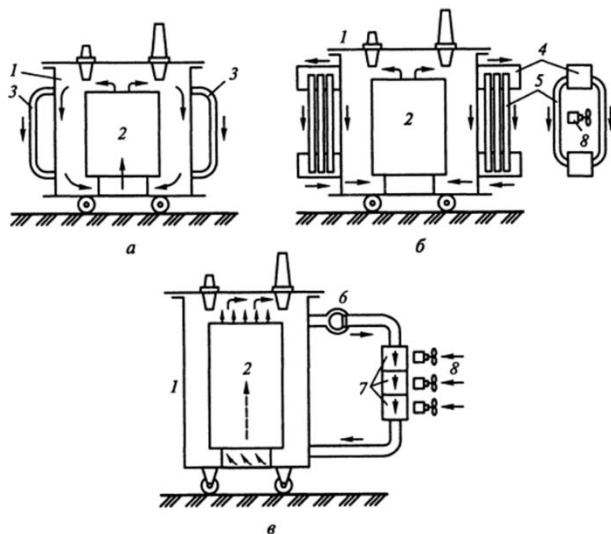


Рис.5

*a* – типа М; *б* – типа Д; *в* – типа ДЦ; 1 – бак; 2 – выемная часть; 3 – охлаждающая поверхность; 4 – коллектор; 5 – трубчатый радиатор; 6 – электронасос; 7 – охладители; 8 – вентиляторы

## 5. Особливості АТ

Автотрансформатором називають трансформатор, у якого обмотки крім електромагнітного зв'язку мають ще електричне з'єднання.

Автотрансформатори найчастіше використовують для зв'язку мереж близьких за номінальною напругою з заземленою нейтраллю, але роль у нього така сама як і в трансформаторів.

Автотрансформатори можуть бути понижувальними або підвищувальними (рис.6), однофазними або трифазними. У трифазного трансформатора обмотки фаз з'єднують зіркою.

Розглянемо роботу понижувального автотрансформатора. У понижувальному автотрансформаторі (рис.6,а) первинна напруга подається на затискачі  $A$  і  $X$ . Частина первинної обмотки між затискачами  $a$  і  $x$  є вторинною обмоткою.

В усталеному режимі роботи первинна напруга  $U_1$  рівномірно розподіляється між витками обмотки  $AX$ . Вторинна напруга  $U_2$  дорівнює

$$U_2 = U_{ax} = \frac{U_{AX}}{w_{AX}} w_{ax} = \frac{U_1}{K}, \quad (1)$$

де  $w_{AX}$ ,  $w_{ax}$  - число витків відповідно між точками  $A$  і  $X$ ,  $a$  і  $x$ ;

$K = \frac{w_{AX}}{w_{ax}}$  - коефіцієнт трансформації автотрансформатора.

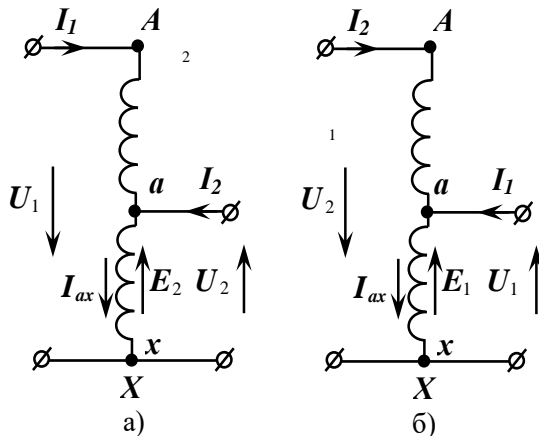


Рис. 6- Схема автотрансформатора: а) понижувального, б) підвищувального

В автотрансформаторі розрахункову потужність обох обмоток можна записати у вигляді

$$S_{aTP} = S_{Aa} + S_{ax} = (I_1 E_1 + I_2 E_2) \cdot \left(1 - \frac{1}{K}\right) = S_{TP} \left(1 - \frac{1}{K}\right) \quad (2)$$

Із (2) випливає, що розрахункова потужність обмоток автотрансформатора менша, ніж потужність обмоток двообмоткового трансформатора при однаковій прохідній потужності  $I_1 E_1 \approx I_2 E_2$ , що передається з первинного кола у вторинне. Фізично це пояснюється тим, що в автотрансформаторі частина енергії передається з первинної обмотки до вторинної не електромагнітним шляхом, а безпосередньо через електричний зв'язок.

Відношення

$$K_g = \frac{S_{aTP}}{S_{TP}} = 1 - \frac{1}{K} \quad (3)$$

називають коефіцієнтом вигоди.

Із (3) випливає, що перетворення електроенергії вигідно проводити за допомогою автотрансформатора при значенні  $K$  близькому до одиниці.

#### Питання для самоперевірки

1. Типи трансформаторів та їх параметри.
2. Схеми та групи сполучення обмоток силових трансформаторів.
3. Повітряне охолодження силових трансформаторів.
4. Повітряне охолодження силових трансформаторів.
5. Масляне охолодження силових трансформаторів.
6. Масляно-водяне охолодження силових трансформаторів.
7. Теплові режими роботи трансформаторів.



## ТЕМА 14. РЕЖИМИ РОБОТИ ТРАНСФОРМАТОРІВ І АВТОТРАНСФОРМАТОРІВ

### План

1. Нормальні режими
2. Навантажувальна здатність трансформаторів
3. Аварійні режими

#### 1. Нормальні режими

Нормальними режимами роботи трансформаторів є такі режими, на які розрахований трансформатор і в яких він може тривало працювати при допустимих за стандартами або технічними умовами відхиленнях основних параметрів (напруга, струм, частота, температура окремих елементів) і нормальних умовах роботи (клімат, висота установлення над рівнем моря).

Номінальні значення основних параметрів трансформатора зазначено на його щитку та в паспорті.

Експлуатація трансформатора допускається тільки за умов захисту його обмоток вентиляними розрядниками або обмежувачами перенапруг, постійно приєднаними до обмоток згідно з „Правилами устроювання електроустановок”.

Невикористані обмотки сторони НН (СН) триобмоткового трансформатора в експлуатації повинні бути зібрані в трикутник. При цьому всі три фази повинні захищатись вентиляними розрядниками або обмежувачами перенапруг відповідного класу напруги.

Нейтралі спільних обмоток автотрансформаторів, обмоток найвищої напруги трансформаторів і реакторів на напругу 110 кВ і вище, які мають неповну ізоляцію з боку нейтралі, повинні бути заземлені наглухо. Трансформатори та реактори на напругу до 35 кВ можуть працювати з ізольованою нейтраллю або нейтраллю, заземленою через дугогасну котушку (заземлювальний реактор).

При сумарному струмі дугогасних котушок більше 100 А приєднувати їх до одного трансформатора потрібно за узгодженням заводу-виготовлювача.

Нейтралі регулювальних трансформаторів, включені в нейтралі головних трансформаторів, повинні бути заземлені наглухо, а на лінійних вводах регулювальних трансформаторів повинні бути вентиляльні розрядники згідно з технічними умовами або вказівками заводом-виготовлювачем.

Допускається робота трансформаторів на напругу 110, 150 і 220 кВ, які мають випробну напругу нейтралі відповідно 100, 150 і 200 кВ, із розземленою нейтраллю при умові приєднання до виводу нейтралі вентиляльного розрядника відповідного класу ізоляції. У цьому випадку потрібно вжити відповідних заходів (за допомогою пристроїв релейного захисту та автоматики, оперативні заходи і т. ін.), які виключали б можливість роботи трансформатора в нормальному режимі на частину мережі з ізолюваною нейтраллю.

Робота з розземленою нейтраллю трансформаторів на напругу 110 кВ з випробною напругою нейтралі 85 кВ допускається при обґрунтуванні відповідними розрахунками.

Тривала робота трансформатора допускається при потужності не вище номінальної при перевищенні напруги, яка підводиться до будь-якого відгалуження обмотки ВН, СН і НН, на 10 % понад номінальну напругу даного відгалуження обмотки.

Допускається тривала робота трансформаторів, обладнаних пристроєм РПН з навантаженням, яке дорівнює номінальній потужності його обмоток на всіх відгалуженнях, крім від'ємних відгалужень обмотки нижче мінус 5 % номінальної напруги.

Під час роботи на відгалуженнях нижче мінус 5 % номінальної напруги потужність обмотки повинна відповідати незмінному для всіх цих ступенів струму, який дорівнює номінальному струму відгалуження мінус 5 %, а за відсутності такого відгалуження – найближчому більшому струму (наприклад, при діапазоні  $\pm (6 \times 2) \%$  - номінальному струму відгалуження мінус  $(3 \times 2) \%$ ).

Допускається тривале перевантаження однієї або двох обмоток трансформатора струмом, який перевищує на 5 % номінальний, якщо напруга жодної з обмоток не перевищує номінальної.

При цьому для обмотки з відгалуженням навантаження не повинне перевищувати 1,05 номінального струму відгалуження, якщо напруга на ньому не перевищує номінальної. Струм у спільній обмотці трансформатора не повинен перевищувати значення, зазначеного в паспорті.

Для трансформаторів з розщепленою обмоткою допускаються такі самі перевантаження кожної вітки, віднесені до її номінальної потужності, як і для трансформаторів з нерозщепленою обмоткою.

Додаткові перевантаження однієї вітки за рахунок тривалого недовантаження іншої допускаються за узгодженням з заводом-виготовлювачем.

У випадку нерівномірного навантаження трансформатора по фазах значення перевантажень належать до найбільш навантаженої обмотки найбільш навантаженої фази.

Допустиме перевантаження трансформаторів з охолодженням Д при вимкнутих вентиляторах визначається по відношенню до потужності (згідно з паспортом трансформатора), яку вони мають без дуття (з охолодженням М).

Допускається паралельна робота дво- та триобмоткових трансформаторів на всіх обмотках, а також двообмоткових з триобмотковими, якщо жодна з обмоток паралельно ввімкнутих трансформаторів не навантажується більше її допустимої навантажувальної здатності. Паралельна робота трансформаторів з відношенням номінальних потужностей більше трьох не рекомендується. Умови паралельної роботи трансформаторів:

- номінальні напруги і коефіцієнти трансформації обмоток повинні бути однаковими. Допускаються розбіжності для трансформаторів з коефіцієнтом трансформації менше або що дорівнює 3 в межах  $\pm 1\%$ ; для всіх останніх –  $\pm 0,5\%$ ;

- значення напруги короткого замикання не повинні відрізнятися більше ніж на  $\pm 10\%$ ;

- групи сполучення трансформаторів повинні бути тотожними.

Температура верхніх шарів масла при нормальному навантаженні трансформатора та реактора і максимальній температурі охолодного середовища (середньодобова температура охолоджувального повітря 30 °С, температура охолоджувальної води 25 °С біля входу до охолодника) не повинна перевищувати таких максимально допустимих величин:

95 °С – у трансформаторах і реакторах, які мають природне масляне охолодження (М) або дуттьове (Д);

75 °С – у трансформаторах і реакторах, які мають циркуляційне охолодження з примусовою циркуляцією масла та повітря (ДЦ), якщо в технічних умовах на трансформатор заводом-виготовлювачем не зазначено іншої температури;

70 °С – у трансформаторах, які мають масляно-водяне охолодження з примусовою циркуляцією масла (Ц) на вході до маслоохолодника, якщо в технічних умовах не зазначено іншої температури.

## **2. Навантажувальна здатність трансформаторів**

Залежно від характеру добового або річного графіка навантаження та температури охолодного середовища допускаються систематичні навантаження та аварійні перевантаження трансформатора.

Допустимі систематичні навантаження перевищують номінальне навантаження трансформатора, але вони не викликають скорочення встановленого терміну його служби, оскільки при цьому зношення виткової ізоляції трансформатора не перевищує нормального.

Допустимі аварійні перевантаження викликають підвищене, порівняно з нормальним, зношення виткової ізоляції, що може призвести до скорочення встановленого строку служби трансформатора, якщо підвищене зношення згодом не буде компенсоване навантаженнями із зношенням виткової ізоляції нижче нормального.

Значення і тривалість допустимих систематичних навантажень і аварійних перевантажень визначаються для прямокутного двоступінчастого або багатоступінчастого графіка

навантаження, в які повинні бути перетворені вихідні графіки навантаження, згідно з ГОСТ 14209-97, і для сухих трансформаторів – згідно з ДСТУ 2767-94.

Параметри вихідного графіка навантаження можна визначити з даних засобів вимірювань, якими оснащено трансформатор.

Навантаження трансформатора понад його номінальну потужність допускається тільки при справній і повністю ввімкнутій системі охолодження трансформатора.

При визначенні допустимих систематичних навантажень температуру охолодного середовища за період дії графіка навантаження або за весь період повторення графіка приймають такою, яка дорівнює середньому значенню, якщо при цьому температура позитивна і не змінюється більше ніж 12 °С. Якщо температура охолодного середовища змінюється більше ніж 12 °С або якщо значення температури охолодного повітря негативне, необхідно використовувати еквівалентні значення температури, розраховані згідно з ГОСТ 14209-97.

При визначенні допустимих аварійних перевантажень температуру охолодного середовища приймають згідно з її вимірними значеннями під час виникнення аварійного перевантаження.

Для триобмоткового трансформатора допустимі навантаження визначають для найбільш навантаженої фази найбільш навантаженої обмотки.

Для добового двоступінчастого прямокутного графіка навантаження допустимі систематичні навантаження масляного трансформатора та аварійні перевантаження визначають згідно з ГОСТ 14209-97, а для сухого трансформатора – згідно з ДСТУ 2767-94.

За необхідності визначення допустимих систематичних навантажень і аварійних перевантажень із підвищеною точністю згідні з вимірними значеннями параметрів конкретного трансформатора, які зазначено в його паспорті, з використанням даних приймальних випробувань та з розрахункових записок трансформатора, а також при добових повторюваних двоступінчастих графіках із тривалістю максимуму навантаження

понад 12 год або при графіках навантаження з циклом повторення, який не дорівнює добі, як і при всіх видах багатоступінчастих графіків навантаження; слід звертатись до виготовлювача.

Відносне спрацювання виткової ізоляції трансформатора потрібно визначати, за необхідності, згідно з ГОСТ 14209-97.

При визначенні відносного зношення виткової ізоляції необхідно застосовувати коефіцієнт  $f$ , значення якого наведено в ГОСТ 14209-97.

У процесі експлуатації навантаження силових трансформаторів не залишається постійним, а змінюється протягом доби залежно від пори року. За номінальних умов роботи температура верхніх шарів масла трансформатора має бути в межах від 70 до 95°C. Слід зазначити, що температурний режим трансформатора істотно залежить від умов навколишнього середовища. Тому якщо трансформатор встановлений у закритому приміщенні, де умови охолоджуючого середовища можуть відрізнитися від номінальних, необхідно робити перерахунок потужності за формулою

$$S = S_{НОМ} \left( 1 + \frac{5 - \vartheta_0}{100} \right), \quad (1)$$

де  $S_{НОМ}$  – номінальна потужність, кВА;

$\vartheta_0$  – середньорічна температура приміщення, в якому встановлений трансформатор.

Відповідно до норм максимально-допустима температура навколишнього повітря у приміщенні, де встановлений трансформатор, складає +35°C. При цьому абсолютна температура повітря, виміряна на відстані 1,5 – 2 м від бака трансформатора, не повинна перевищувати температуру зовнішнього повітря більше ніж на 5 – 8°C.

Температуру верхніх шарів масла контролюють за допомогою термометра і масловказівника розширювача, на якому нанесені три контрольні риси рівня масла, що відповідають температурі навколишнього середовища  $-35$ ,  $+15$  і  $+35^{\circ}\text{C}$ .

При роботі трансформатора з навантаженням менше номінального температура масла буде нижчою, що може збільшити термін служби ізоляції. Проте такий режим є неекономічним, оскільки при цьому не повністю використовуються можливості міді обмоток.

При номінальних умовах роботи розрахунковий термін служби трансформаторів становить близько 20 років.

Відповідно до стандарту 14209 вважається, що при зміні температури ізоляції трансформатора на  $6^{\circ}\text{C}$  термін їх служби змінюється вдвічі (при збільшенні температури скорочується, а при зниженні – збільшується).

Через нерівномірність навантаження трансформаторів у часі вони мають значний запас у терміні служби. Тому залежно від добового графіка навантаження, а також недовантаження, яке було в літню пору, року трансформатори допускають деякі перевантаження взимку.

Допустимі навантаження розділяють на нормальні (систематичні) й аварійні.

Нормальні перевантаження трансформатора визначають за допомогою коефіцієнта заповнення добового графіка  $K_{\text{Д}}$  з урахуванням його навантажувальної спроможності. Допустиму кратність навантаження стосовно його номінального значення визначають за діаграмою, поданою на рис. 1. На осі абсцис тут відкладена тривалість допустимого перевантаження, а на осі ординат - кратність навантаження стосовно номінального. На діаграмі подані криві для різних значень коефіцієнта заповнення добового графіка ( $K_{\text{Д}}$ ), що являє собою відношення площі, обмеженої лінією добового графіка навантаження, до площі

прямокутника зі сторонами, одна з яких дорівнює абсисі (24 год), а друга - ординаті (максимум навантаження).

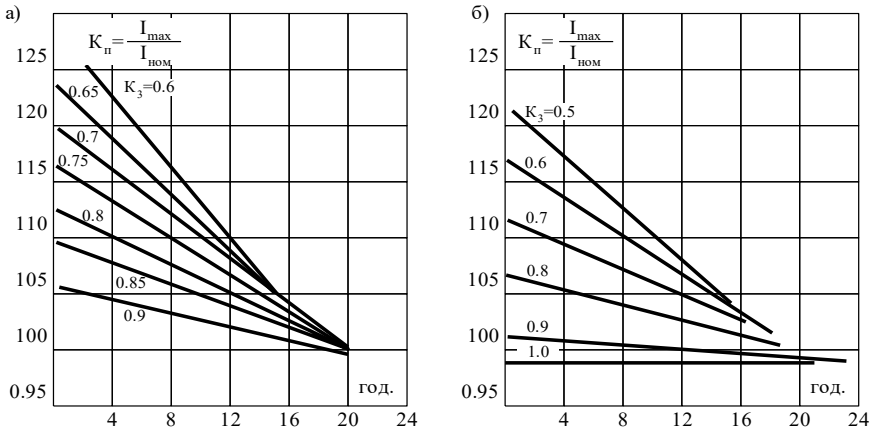


Рисунок 1 - Діаграми навантажувальної здатності трансформаторів:  
а – масляних; б - сухих.

Коефіцієнт заповнення знаходять за формулою

$$K_{II} = \frac{\sum I_t}{24 I_{\max}} = \frac{I_{\text{ср}}}{I_{\max}}, \quad (2)$$

де  $\sum I_t$  – площа фактичного графіка навантаження;  $I_{\max}$  – максимальний струм навантаження протягом доби;  $I_{\text{ср}}$  – середньодобовий струм навантаження.

Знаючи величину  $K_{II}$ , за діаграмою навантажувальної здатності можна встановити, протягом якого часу трансформатор може працювати з необхідним перевантаженням.

Якщо максимум навантаження за річним графіком у літню пору року менший номінальної потужності трансформатора, то



в зимову пору допускається його перевантаження на 1% до кожного відсотка недовантаження влітку, але не більше 15%.

Розглянуті перевантаження можна допускати одночасно, але слід враховувати, що сумарне перевантаження трансформатора не повинно перевищувати 30%.

Систематичні перевантаження допускають і сухі трансформатори. Величину і час перевантаження у цьому випадку визначають за діаграмою наданою на рис.1,б.

В аварійних умовах на деякий час допускається аварійне перевантаження (табл.1), величина якого не залежить від попереднього навантаження і температури середовища.

Таблиця 1 – Допустимі аварійні перевантаження трансформаторів

Масляні трансформатори		Сухі трансформатори	
перевантаження, %	тривалість, хв.	перевантаження, %	тривалість, хв.
30	120	20	60
45	80	30	45
60	45	40	32
75	20	50	18
100	10	60	5
200	1,5		

При наявності рухомого резерву в аварійних режимах допускається перевантаження масляних трансформаторів до 40% на термін не більше 6 годин за добу протягом не більше 5 діб підряд. Коефіцієнт початкового навантаження при цьому має бути не вище 0,93.

Нерівномірний розподіл потужності приймачів електричної енергії між фазами трифазних силових трансформаторів

призводить до несиметричності струмів за фазами. Ступінь нерівномірності визначають за формулою:

$$K = \frac{100(I_{\text{макс}} - I_{\text{ср}})}{I_{\text{ср}}} \quad (3)$$

де  $I_{\text{макс}}$  - струм максимально навантаженої фази в момент найбільшого навантаження трансформатора;  $I_{\text{ср}}$  - середнє арифметичне значення струму трьох фаз у той же час.

Відповідно до правил ступінь нерівномірності не повинен перевищувати 20%.

### 3. Аварійні режими

Аварійними режимами роботи трансформаторів вважаються такі режими, в яких вони не можуть довго працювати, оскільки відхилення навіть одного з основних його параметрів від номінального значення при достатній тривалості створює загрозу пошкодження або руйнування частин трансформатора.

При оперативних перемиканнях і раптовому зниженні навантаження підвищення напруги на трансформаторах залежно від тривалості не повинне перевищувати значень, наведених у таблиці 2.

Таблиця 2 – Допустимі перевищення напруги

Параметр	Допустиме значення	
	Тривалість перевищення напруги, не більше	20 хв
Переднє навантаження щодо номінального струму відгалуження, не більше	0,50	1,00

Кратність напруги щодо номінальної напруги відгалуження, не більше	1,15	1,30
--	------	------

Кількість перевищень напруги тривалістю 20 хв не повинна бути більше 50 протягом одного року. Кількість перевищень напруги тривалістю 20 с не повинна бути більше 100 за строк служби трансформатора, установлений згідно з ГОСТ 11677-85. При цьому кількість перевищень напруги не повинна бути більше 15 протягом одного року і більше двох – протягом однієї доби.

Проміжок часу між двома перевищеннями напруги тривалістю 20 с і 20 хв повинен бути не менше 1 год. Якщо перевищення напруги тривалістю 20 хв відбувалось двічі (з годинним інтервалом), то втретє таке перевищення допустиме тільки в аварійній ситуації і не раніше ніж через 4 год.

При тривалості перевищення напруги, проміжної між двома зазначеними вище значеннями тривалості, допустима напруга дорівнює зазначеній у таблиці 8.3 для більшого з двох значень тривалості.

Крім того, при аварійних комутаціях допускаються короточасні перевищення напруги частотою 50 Гц, значення і тривалість яких зазначено в ГОСТ 1516.1-76.

У випадках коли за умовами роботи трансформатора не може бути забезпечене обмеження зазначених вище допустимих значень перевищення напруги або тривалість їх впливу, необхідно виконати захист від підвищення напруги.

Перезбудження стрижня магнітопроводу необхідно контролювати за даними щитового кіловольметра обмотки НН за формулою:

$$\Phi_{CT} = \frac{U_{HH}}{U_{HHном}} 100, \quad (1)$$

де  $U_{\text{нн}}$  – напруга, виміряна на стороні НН у робочому режимі, кВ;

$U_{\text{нн ном}}$  – номінальна напруга обмотки НН, кВ.

Тривале (до 6 год на добу) перезбудження ярмів та стрижні магнітопроводу трансформатора не повинне перевищувати 10 %.

У разі виникнення перезбудження, більшого від зазначеного значення або тривалого, слід вжити заходів щодо зниження його до 10 % зменшенням реактивного навантаження трансформатора за погодженням з диспетчером енергосистеми.

Розрахункові значення допустимих кратностей усталених струмів короткого замикання, які трансформатори витримують без пошкодження протягом допустимої тривалості, визначаються згідно з ГОСТ 11677-85.

Найбільша тривалість допустимого значення короткого замикання на вводах трансформатора: при замиканні на стороні НН ( $U_{\text{ном}} \leq 35$  кВ) – не більше 4 с, а при замиканні на сторонах ВН, СН і НН ( $U_{\text{ном}} \geq 110$  кВ) – не більше 3 с.

Допустиму тривалість зовнішнього короткого замикання  $t_k$  під час протікання усталеного струму короткого замикання, меншого ніж найбільше значення, слід приймати відповідно до співвідношення:

$$t_k = t_{\text{кмакс}} \frac{I_{\text{квід}}^2}{I_k^2}, \quad (2)$$

де  $t_k$  – допустима тривалість зовнішнього короткого замикання, с;

$t_{\text{кмакс}}$  – допустима тривалість найбільшого значення струму короткого замикання, зазначена вище, с;

$I_k$  – усталений струм короткого замикання, значення якого менше допустимого;

$I_{\text{квід}}$  – допустимий усталений струм короткого замикання відгалуження.

Найбільша допустима тривалість зовнішнього короткого замикання  $t_k$  приймається не більше 15 с.

При збільшенні потужності мережі та підвищенні кратності струму короткого замикання хоча б через одну з обмоток вище допустимого значення необхідно вжити в енергосистемі заходів щодо обмеження струму через трансформатор (установлення струмообмежувальних реакторів, резисторів, секціонування мережі і т. ін.).

Скорочення кількості небезпечних впливів струмів короткого замикання, близьких до допустимого, на обмотки трансформаторів рекомендується виконувати заборонаю автоматичного повторного або ручного ввімкнення пошкоджених ліній електропередавання, підключених на сторонах СН або НН.

Трансформатори, крім ТСН, енергоблоків витримують у експлуатації ударні поштовхи струмом. При цьому кількість і значення кратності ударних поштовхів струму не повинні перевищувати значень, наведених у таблиці 3.

Допустимість поштовхів струмом тривалістю більше 15 с повинна бути узгоджена з виробником.

Таблиця 3 – Допустима кількість ударних поштовхів струму

Кількість ударних поштовхів струму за добу	Кратність струму по відношенню до номінального, не більше
До 3	2,0
Понад 3 до 10	1,3
Понад 10 до 1000	1,1

#### Питання для самоперевірки

1. Визначення нормального режиму роботи трансформаторів і автотрансформаторів.
2. Допустимі систематичні навантаження трансформаторів і автотрансформаторів.
3. Допустимі аварійні навантаження трансформаторів і автотрансформаторів.
4. Навантажувальна здатність трансформаторів.

# **ТЕМА 15. ПАРАЛЕЛЬНА РОБОТА ТРАНСФОРМАТОРІВ І АВТОТРАНСФОРМАТОРІВ. РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ ЗА ДОПОМОГОЮ ТРАНСФОРМАТОРІВ І АВТОТРАНСФОРМАТОРІВ**

## **План**

1. Паралельна робота трансформаторів і автотрансформаторів
2. Пристрої регулювання напруги трансформаторів і автотрансформаторів
3. Розрахунок потужності і вибір силових трансформаторів

## **1. Паралельна робота трансформаторів і автотрансформаторів**

Для забезпечення надійності електропостачання, а також у зв'язку зі спеціальними вимогами, на трансформаторних підстанціях встановлюють два і більше паралельно працюючих трансформатори. При цьому їх первинні обмотки ввімкнені на спільну первинну мережу (первинні шини), а вторинні – на спільну вторинну мережу (вторинні шини).

Крім цього, паралельна робота трансформаторів забезпечує:

- резервування споживачів у випадку аварії;
- зменшення втрат енергії під час малих навантажень підстанції шляхом вимикання частини паралельно працюючих трансформаторів;
- кращу організацію профілактичного ремонту трансформаторів.

При паралельній роботі трансформаторів постає питання про розподіл між трансформаторами навантаження пропорційно до їх номінальних потужностей. Такий розподіл навантаження досягають за умов, коли паралельно працюючі трансформатори мають:

- однакові групи з'єднання обмоток;
- однакові за величиною первинні і вторинні номінальні напруги (однакові коефіцієнти трансформації);

- однакові напруги короткого замикання та їх складові.

Слід відмітити, що при першому вмиканні трансформаторів на паралельну роботу необхідно переконатися у тому, що на одну і ту ж шину вмикаються такі фази окремих трансформаторів, напруги яких співпадають за фазою (однакове чергування фаз).

## **2. Пристрої регулювання напруги трансформаторів і автотрансформаторів**

У сучасних умовах, враховуючи особливості функціонування споживачів електроенергії, все вищі вимоги ставляться до якості електропостачання. Одним із основних показників якості напруги є її відхилення від допустимого значення.

Під час експлуатації трансформатора іноді виникає необхідність у підтриманні вторинної напруги на певному рівні. Співвідношення між первинною та вторинною напругою залежить від коефіцієнта трансформації

$$U_2 \approx U_1 \frac{w_2}{w_1} \approx \frac{U_1}{Km}. \quad (1)$$

Із рівняння (4) видно, що для регулювання вторинної напруги необхідно змінити число витків у одній із обмоток. На знижувальних підстанціях напругу регулюють трансформаторами, первинні обмотки яких мають, крім основного, кілька додаткових виводів (відгалужень). Перемикаючи ці відгалуження, можна змінювати коефіцієнт трансформації, а значить - величину напруги на виході трансформаторів. Зазвичай регулювальні відгалуження роблять з боку обмотки ВН трансформаторів, а в автотрансформаторах - на лінійному виводі обмотки СН. При цьому полегшується робота перемикальних пристроїв, оскільки обмотки вищої напруги трансформаторів розраховані на менші робочі струми.

Конструктивно трансформатори виконують двох типів:

- з перемиканням регулювальних відгалужень без збудження (ПБЗ), тобто без подачі струму на трансформатор;
- з перемиканням регулювальних відгалужень під навантаженням (трансформатори з РПН).

*Пристрої переключення регулювальних відгалужень без збудження*

Трансформатори з ПБЗ виготовляють з одним основним і чотирма додатковими відгалуженнями (рис. 1). Коефіцієнт трансформації трансформатора на основному виводі називають номінальним коефіцієнтом трансформації. Він визначається відношенням номінальних напруг обмоток ВН і НН.

Використовуючи чотири додаткові відгалуження, можна змінювати коефіцієнт трансформації в межах  $\pm 5\%$  ( $\pm 2 \times 2,5\%$ ) від номінального значення (раніше виготовлялися трансформатори з двома додатковими  $\pm 5\%$ ).

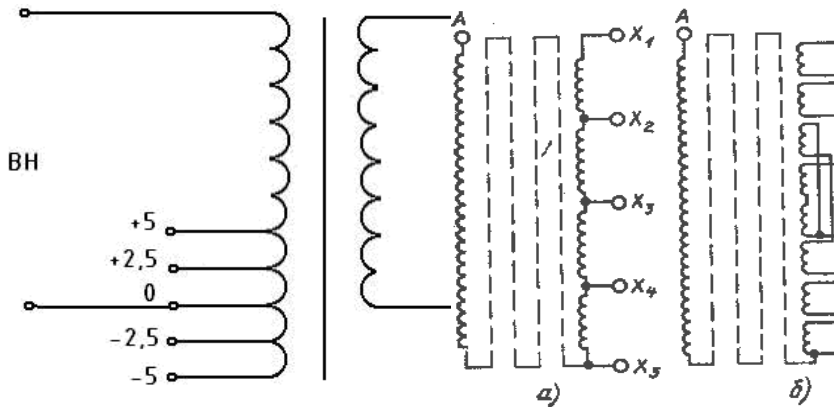


Рис. 1 - Принципова схема двообмоткового трансформатора з регулюванням напруги ПБЗ. Схеми розміщення відводів обмоток для регулювання напруги з ПБЗ.

Змінюючи відгалуження первинної обмотки трансформатора, отримуємо додаткові ЕРС, округлені значення яких наведені на рисунку 2. Потрібно відзначити, що при завантаженні



трансформатора напруга з боку вторинної обмотки знижується у зв'язку з втратою напруги в опорах обмоток.

На час перемикань регулювальних відгалужень трансформатори з ПБЗ мають вимикатися з мережі. Такі перемикання здійснюють тільки при сезонній зміні навантажень. Оскільки трансформатори протягом тривалого часу працюють на одному з вибраних відгалужень, тобто з однаковим коефіцієнтом трансформації, то забезпечити вимоги зустрічного регулювання напруги на шинах НН підстанцій неможливо, тому що напруга з боку вторинної обмотки трансформаторів у режимі найбільших навантажень виявиться нижчою, ніж у режимі найменших навантажень у зв'язку з різною величиною втрат напруги в мережі. Тому такий спосіб регулювання використовується на трансформаторах, що працюють у класах напруг ВН 6 і 10кВ.

*Пристрої з перемиканням регулювальних відгалужень під навантаженням*

При напругах ВН 35кВ і вище доцільно застосовувати зустрічне регулювання напруги при зміні навантаження, використовуючи трансформатори з РПН. Трансформатори з РПН мають спеціальний перемикальний пристрій, а також більший діапазон і більшу кількість ступенів регулювання напруги.

Трансформатори з РПН дозволяють регулювати напругу в межах від  $\pm 10$  до  $\pm 16\%$  (по 1,5 % на відгалуження) від номінальної величини. Регулювання відбувається у шість-дев'ять ступенів.

Двообмоткові трансформатори з РПН. Такі трансформатори мають спеціальний пристрій для виконання переключень при роботі трансформатора з навантаженням. Цей пристрій має значно більше відгалужень. Відгалуження виконуються на боці вищої напруги по причинах:

- менше  $I_{ном}$  обмотки;

- більше витків основної обмотки, що дозволяє зменшити дискретність зміни напруги при переході з одного на інше відгалуження;

- котушка з обмоткою ВН знаходиться ближче до баку бо надягнута на котушку з обмоткою НН. У такому разі простіше виконати пристрій щодо регулювання напруги трансформатора.

Обмотка ВН трансформатора з РПН складається з двох частин - нерегульованої (основної, а) і регульованої (додаткової, б). Остання має кілька відгалужень, причому нижня від основного виводу частина витків цієї обмотки увімкнена зустрічно, а верхня - узгоджено з витками нерегульованої обмотки (показано стрілками). Таким чином, перемикаючи відгалуження регульованої частини обмотки, можна збільшувати або зменшувати коефіцієнт трансформації трансформатора (рис. 2).

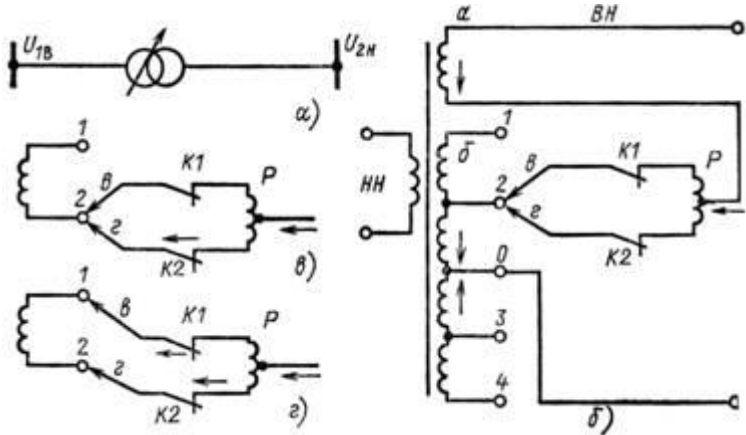


Рисунок 2 - Схема РПН двообмоткового трансформатора:  
 а – умовне позначення; б- схема обмоток з РПН; в, г -  
 перемикання відгалужень.

При використанні відгалужень 1-2 магнітний потік у додаткових відгалуженнях спрямований так само як і потік в основній нерегульованій частині обмотки (основна і додаткова частини включені відповідно) і коефіцієнт трансформації трансформатора зростає, а при збільшенні  $Kt$  напруга на стороні НН зменшується.

При використанні відгалужень 3-4 магнітний потік у додаткових відгалуженнях спрямований назустріч потокові в

основній нерегульованій частині обмотки (основна і додаткова частини включені зустрічно) і коефіцієнт транс-формації трансформатора зменшується, а значить напруга на боці НН зростає. Відповідно спрямоване включення відгалуження позначають "+", а зустрічне включення відгалужень позначають "-".

Наприклад: РПН  $115 \pm 9 \times 1,78 \% / 11$  кВ означає, що трансформатор має:

- номінальну напругу обмотки ВН  $U_{вном} = 115$  кВ;
- номінальну напругу обмотки НН  $U_{нном} = 11$  кВ; "+9" позитивних відгалужень, при використанні яких  $K_m$  росте, а фактична напруга на стороні НН трансформатора зменшується; - "9" негативних відгалужень, при використанні яких  $K_m$  зменшується, а фактична напруга на стороні НН трансформатора росте.

Реактор  $P$ , контакти контактора  $K$  и перемикачі  $\epsilon$  і  $z$  знаходяться в баку трансформатора. Сам контактор знаходиться в окремому бачку з маслом прикріпленому до бака трансформатора.

Порядок переходу з відгалуження 2 на 1 (перемикачі  $\epsilon$  і  $z$  мають пристрою гасіння дуги і не можуть розривати кола із струмом; контактори  $K1$  і  $K2$  можуть гасити дугу і виконувати комутації під навантаженням):

1. Відключають  $K1$ .
2. Переключають  $\epsilon$  (перемикач без струму) на 1 відгалуження.
3. Включають  $K1$ . Під дією ЕРС витка обмотки в контурі  $\epsilon$ - $K1$ -реактор- $K2$ - $z$  виникає зрівняльний струм. Значення струму визначається ЕРС витка обмотки й опором реактора. Реактор і потрібний для обмеження зрівняльного струму.
4. Відключають  $K2$ .
5. Перекладають  $z$  на 1 відгалуження.
6. Включають  $K2$ .

Автотрансформатори. Автотрансформатори (рис. 3, а) можуть мати:

- пристрій регулювання напруги в нейтралі, тобто з боку нульового виводу обмотки ВН (випускались промисловістю раніше);

- пристрій регулювання з боку лінійного виводу обмотки СН (випускаються зараз).

На рис. 3, б показано фазу А (три обмотки: вищої напруги ВН; середньої напруги СН; низької напруги НН) автотрансформатора, схема заміщення при наявності пристрою з боку нульового виводу обмотки ВН.

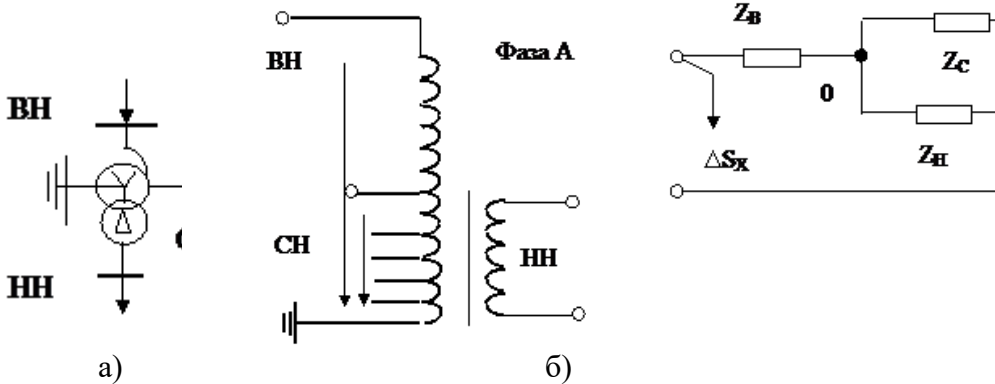


Рисунок 3- Схема РПН автотрансформатора

Цілком очевидно, що при переході з одного відгалуження на інше змінюються коефіцієнти трансформації  $K_{AT\ B-C}$  і  $K_{AT\ B-H}$ . Якщо розглянути, як змінюються  $K_{AT\ B-C}$  і  $K_{AT\ B-H}$  при позитивній добавці напруги пристроєм регулювання в порівнянні з номінальними коефіцієнтами трансформації, то можна зробити висновок, що  $K_{AT\ B-C}$  зменшиться, а  $K_{AT\ B-H}$  збільшиться:

$$K_{AT\ B-C\ ном} = \frac{U_{B\ ном}}{U_{C\ ном}}, \quad K_{AT\ B-C} = \frac{U_{B\ ном} + \Delta U}{U_{C\ ном} + \Delta U},$$

$$K_{AT\ B-H\ ном} = \frac{U_{B\ ном}}{U_{H\ ном}}, \quad K_{AT\ B-H} = \frac{U_{B\ ном} + \Delta U}{U_{C\ ном}}.$$

При негативній добавці напруги пристроєм РПН - навпаки. Звідси випливає, що при установці пристрою регулювання в нейтралі автотрансформатора відбувається неузгоджене регулювання напруги на шинах обмоток СН і НН, тобто при підвищенні напруги на шинах СН напруга на шинах НН знижується і навпаки. Але споживачі, які підключені до шин СН і НН, розташовані приблизно в однім територіальному районі і їх навантаження змінюються подібно.

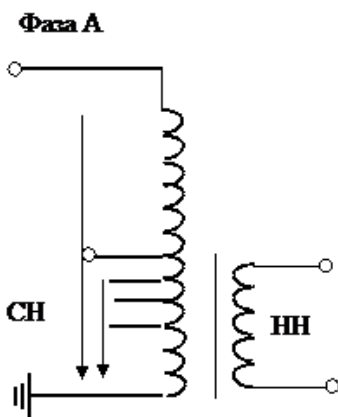


Рисунок 4 - Схема РПН автотрансформатора з відгалуженнями з боку СН

Якщо росте споживана потужність на стороні СН автотрансформатора, то росте споживана потужність і на стороні НН. Напругу необхідно збільшувати як на стороні СН, так і на стороні НН автотрансформатора, а зробити це для даної схеми не можна.

На рис. 5 показаний автотрансформатор і схема заміщення при наявності пристрою регулювання з боку лінійного виводу обмотки середньої напруги.

$K_{AT B-C} = var$ , а  $K_{AT B-H} = const$  (не залежить від відгалуження пристрою регулювання). Звідси випливає, що при установці

пристрою з боку лінійного виводу обмотки СН автотрансформатора можна регулювати напругу тільки на стороні СН. Якщо до обмотки НН автотрансформатора підключити навантаження, то потрібно вирішувати питання з регулюванням напруги на стороні НН автотрансформатора. Звичайно для цієї цілі встановлюють ВДА (вольто-додаткові агрегати) або лінійні регулятори.

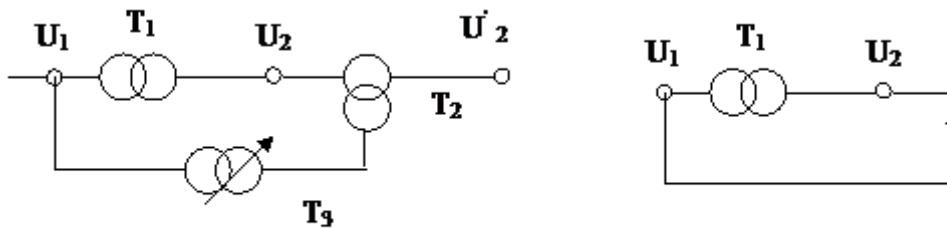
Триобмоткові трансформатори. Можуть мати РПН із боку обмотки ВН і ПБЗ із боку обмотки СН. У цьому випадку коефіцієнти трансформації рівні:

$$K_{Т В-С} = \frac{U_{В НН} (1 \pm n \frac{\Delta U_1}{100})}{U_{С НН} (1 \mp m \frac{\Delta U_2}{100})},$$

$$K_{Т В-К} = \frac{U_{В НН} (1 \pm n \frac{\Delta U_1}{100})}{U_{К НН}},$$

де  $n, \Delta U1$  - відгалуження і добавка напруги РПН;  $m, \Delta U2$  - відгалуження і добавка напруги ПБЗ.

Вольто-додаткові агрегати (вольто-додаткові трансформатори або лінійні регулятори). Вольто-додаткові агрегати (ВДА) складаються з послідовного трансформатора і живлячого трансформатора з РПН. За допомогою ВДА в коло дії ЕРС основного трансформатора вводиться додаткова ЕРС, регульована під навантаженням по рівню, знаку і фазі. ВДА, у якого повторна обмотка послідовного трансформатора включається з боку нейтралі однієї з обмоток основного трансформатора (у двообмоткових трансформаторів в обмотку ВН, у триобмоткових трансформаторів в обмотки ВН або СН) називається вольто-додатковим трансформатором і використовується частіше на електричних станціях. На рис. 6 показані схеми підключення ВДА.



**Рис.**

Рисунок 5 - Схеми підключення ВДА

На рис. 5 прийняті позначення:  $T1$  - основний трансформатор;  $T2$  - послідовний (лінійний);  $T3$  - живлячий. ВДА складається з послідовного і живлячого трансформаторів. Первинна обмотка послідовного трансформатора включається послідовно в коло. У ній створюється додаткова ЕРС. Вторинна обмотка послідовного трансформатора пов'язана з первинною обмоткою живлячого трансформатора. Вторинна обмотка  $T3$  може включатися на фазу  $A$ , лінійні напруги  $AC$ ,  $BC$  і т.д. (рис. 6).

ВДА, що включаються на виводи вторинної обмотки трансформаторів або на початку лінії від шин підстанції називається лінійним регулятором. На рис. 8 показані векторні діаграми напруги фази  $A$  при різноманітному вмиканні напруги живлячого трансформатора ВДА. РПН послідовного трансформатора забезпечує зміну добавки напруги  $\Delta E$ , утворюваної ВДА. Різноманітне вмикання живлячого трансформатора  $T3$  забезпечує кут між вектором напруги фази  $A$  і вектором добавки  $\Delta E$ :

$$\vec{U}'_A = \vec{U}_A \pm \Delta \vec{E}$$

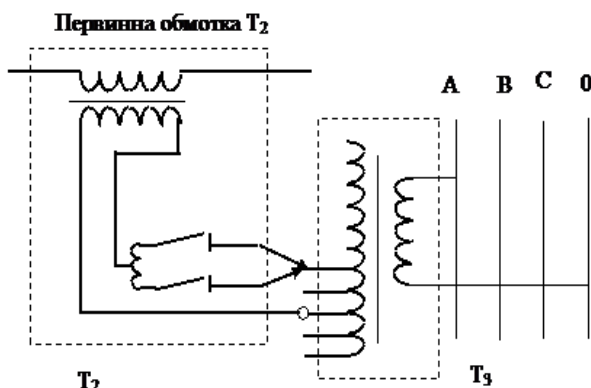


Рис. 6 – ВДА для фази А при включенні  $T_3$  на фазу А

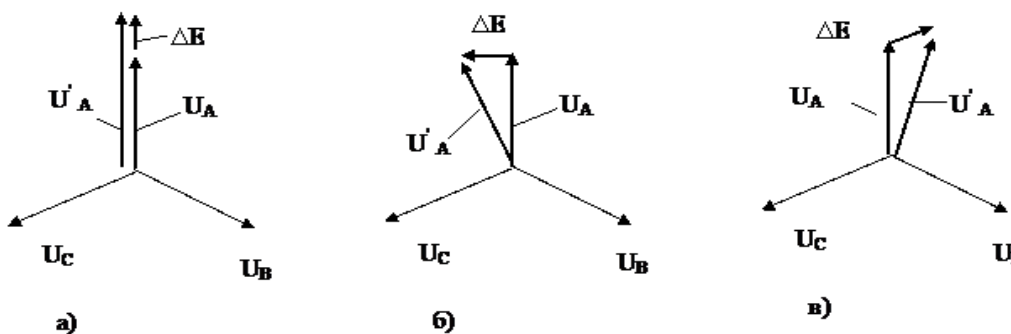


Рис. 7 – Векторні діаграми напруги фази А

При підключенні живлячого трансформатора  $T_3$  на фазу А забезпечується повздовжнє регулювання напруги (рис. 7, а).

При підключенні живлячого трансформатора  $T_3$  на лінійну напругу В-С забезпечується поперечне регулювання напруги (рис. 7, б).

При підключенні трансформатора  $T_3$  на лінійну напругу С-А повздовжньо-поперечне регулювання напруги (рис. 7, в).



Лінійні регулювальні трансформатори великої потужності виготовляються трифазними, потужністю 16-100МВА з РПН  $\pm 15\%$ , на 6,6-38,6кВ. послідовні регулювальні трансформатори – трифазними потужністю 92 і 240МВА на 150 і 35кВ.

#### **4. Розрахунок потужності і вибір силових трансформаторів**

Найбільш часто на підстанціях встановлюють два трансформатори чи автотрансформатори. У цьому випадку при вірному виборі потужності трансформаторів забезпечується надійне електропостачання споживачів навіть при аварійному вимкненні одного з них.

На двотрансформаторних підстанціях у перші роки експлуатації, коли навантаження не досягло розрахункового значення, можливе встановлення одного трансформатора. Протягом цього періоду необхідно забезпечити резервування електропостачання споживачів через мережі середньої або низької напруги. Надалі при зростанні та наблизенні навантаження до розрахункового значення встановлюється другий трансформатор. Якщо при встановленні одного трансформатора забезпечити резервування від мережі середньої чи низької напруги неможливо, або повне розрахункове навантаження підстанції очікується раніше ніж через 3 роки після введення її в експлуатацію, то підстанція споруджується за схемою з двома трансформаторами.

Однотрансформаторні підстанції можуть споруджуватися для живлення невідповідальних споживачів III категорії, якщо заміна пошкодженого трансформатора або його ремонт проводиться протягом однієї доби.

Спорудження однотрансформаторних підстанцій для споживачів II категорії допускається при наявності централізованого пересувного трансформаторного резерву або при наявності іншого резервного джерела живлення від мережі середньої чи низької напруги, що вмикається вручну або автоматично.

Централізований трансформаторний резерв досить поширений в схемах електропостачання промислових підприємств. У цьому випадку в цехах споруджуються одностанційні підстанції та передбачається один резервний трансформатор, котрий за необхідності може встановлюватись на будь-якій цеховій підстанції. Це ж саме може передбачатись для району електромереж, що об'єднує декілька підстанцій, які мають під'їзні шляхи, що дозволяють в будь-яку пору року перевезти резервний трансформатор до кожної з них.

Спорудження одностанційних підстанцій забезпечує значну економію капітальних затрат, проте не виключає можливості перерви в електропостачанні. Рекомендовані граничні потужності таких підстанцій подані в таблиці 1.

Таблиця 1. Граничні потужності одностанційних підстанцій

Пересувний трансформаторний резерв	Напруга мережі, кВ	Гранична потужність, МВА
Наявний	110	16...25
	35	6,3
Відсутній	110	2,5...6,3
	35	2,5...4,0

Вибір потужності трансформаторів виконують за максимальним навантаженням і за графіком навантаження підстанції. Особливості вибору за цими методами детально розглядається на практичному занятті.

#### Питання для самоперевірки

1. Принципи регулювання напруги силових трансформаторів.
2. Будова та принцип дії пристрою регулювання напруги типу РПН.
3. Будова та принцип дії пристрою регулювання напруги типу ПБЗ.

## ПЕРЕЛІК ЛІТЕРАТУРИ

1. Козлов В. Д. Електрична частина станцій та підстанцій аеропортів : підручник / В. Д. Козлов, В. П. Захарченко, О. М. Тачиніна; за заг. ред. В. Д. Козлова.– К. : НАУ, 2018. – 312 с.

2. Електрична частина станцій та підстанцій: курс лекцій [Електронний ресурс]: навчальний посібник для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»/уклад.: О.В. Остапчук, П.Л. Денисюк, Ю.П. Матєєнко/КПІ ім. Ігоря Сікорського, – Електронні текстові дані (1 файл: 4,62 Мбайт). – Київ: КПІ ім Ігоря Сікорського, 2022. – 183 с.

3. Методичні вказівки до виконання курсового проекту «Понижуюча під-станція 110/10 кВ» /Воропай В. Г., Гаража В. М., Перепечений О.Т. 2002. – 46 с.

4. Електричні станції і підстанції [текст]: конспект лекцій для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» денної форми навчання / уклад. Євсюк М.М. – Луцьк: Технічний коледж Луцького НТУ, 2018. – 210 с.

5. Енергетика: історія, сучасність і майбутнє / за ред. І. Плачкова. – Книга 5. Електроенергетика та охорона навколишнього середовища. Функціонування енергетики в сучасному світі [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://energetika.in.ua/ua/books/book-5>

Навчальне видання

# ЕЛЕКТРИЧНІ СТАНЦІЇ ТА ПІДСТАНЦІЇ

Конспект лекцій  
Частина 1

**САВЧЕНКО** Олександр Анатолійович

Формат 60×84/16. Гарнітура Times New Roman  
Папір для цифрового друку. Друк ризографічний.  
Ум. друк. арк. 0,6. Наклад 100 пр.  
Державний біотехнологічний університет  
61002, м. Харків, вул. Алчевських, 44

