

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

Бакалаврська кваліфікаційна робота на тему:

Аналіз впливу гідро- та турбогенераторів на покриття графіків навантаження

Виконав: студент 4 курсу, групи ЕСМ-23мс
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
за ОП «Електричні системи і мережі»,
Авраменко В.В.

Керівник: к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС
Вишневський С. Я.

«02» 06 2025 р.

Рецензент: к.т.н., доц., доц. каф. КЕМСК
(наук.ступінь, вч.звання, назва кафедри)

Нанакі О.М.

«09» 06 2025 р.

Допущено до захисту
завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.

«06» 07 2025 р.

Вінниця ВНТУ 2025 рік

Вінницький національний технічний університет
 Факультет електроенергетики та електромеханіки
 Кафедра електричних станцій та систем
 Рівень вищої освіти перший (бакалаврський)
 Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
 Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
 Освітньо-професійна програма – Електричні системи і мережі

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСС
 д.т.н., професор Комар В. О.

«20» квітня 2025 р.

ЗАВДАННЯ НА БАКАЛАВРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Авраменку Владиславу Володимировичу.
 (прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Аналіз впливу гідро- та турбогенераторів на покриття графіків навантаження»

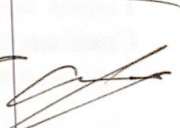
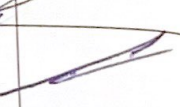
Керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Вишневський С.Я.
 затверджена наказом вищого навчального закладу від 20.03.2025 №97

2. Термін подання студентом роботи 03 червня 2025 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи:
1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с. 2. «ПТЕ Технічна експлуатація електричних станцій та мереж.» 3. Електричні машини та трансформатори – М.О. Осташевський, О.Ю.Юр'єва 442с.

4. Зміст текстової частини: Перелік скорочень. Вступ.1.Досвід експлуатації синхронних генераторів. 2.Відмінності будови синхронних генераторів. 3. Режим роботи синхронних генераторів. 4. Формування графіків генерування. 5.Охорона праці. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
 5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Роль генераторів в енергосистемі. 2. Потеби в резервуванні. 3 Диспетчеризація 4. Гідрогенератори. 5 Турбогенератори 6. Явнополюсні та неявнополюсні ротори.. 7. Структура диспетчерського управління. 8. Рішення для стабілізації енергосистеми 9. Роль маневрової генерації 10. Ефект від балансування графіків навантаження.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Вишневський С.Я. к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		
Охорона праці	Кобилянський О.В. д. пед. н., проф., завідувач каф.		

7. Дата видачі завдання 20 березня 2025 року

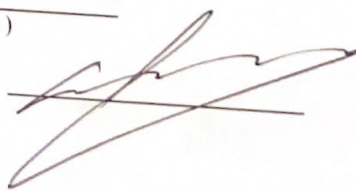
КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		При-мітка
		початок	кінець	
1	Формування та затвердження теми БКР	20.03.2025	21.03.2025	
2	Вступ. Огляд літературних джерел	22.03.2025	30.03.2025	
4	ДОСВІД ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИНХРОННИХ ГЕНЕРАТОРІВ	31.03.2025	10.04.2025	
5	РЕЖИМИ РОБОТИ СИНХРОННИХ ГЕНЕРАТОРІВ	11.04.2025	18.04.2025	
6	ФОРМУВАННЯ ГРАФІКІВ ГЕНЕРУВАННЯ НА РІЗНИХ ДИСПЕТЧЕРСЬКИХ РІВНЯХ	19.04.2025	29.04.2025	
7	Виконання розділу охорони праці	30.04.2025	09.05.2025	
8	Формування висновків по роботі	10.05.2025	12.05.2025	
9	Оформлення пояснювальної записки	13.05.2025	20.05.2025	
10	Виконання графічної частини та оформлення презентації	21.05.2025	25.05.2025	
11	Перевірка БКР на плагіат. Попередній захист БКР	26.05.2025	27.05.2025	
12	Рецензування БКР	28.05.2025	30.06.2025	
13	Захист БКР	10.06.2025	13.06.2025	

Студент


(підпис)

Керівник роботи



Авраменко В.В.

Вишневський С.Я

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311

Авраменко Владислав Володимирович. «Аналіз впливу гідро- та турбогенераторів на покриття графіків навантаження». Бакалаврська кваліфікаційна робота. – Вінниця: ВНТУ. – 2025. – 92 с. Бібліогр.: 28. Рис.: 16. Табл.: 8.

У бакалаврській кваліфікаційній роботі досліджено режими роботи та відмінності будови синхронних генераторів. В ході роботи розписані можливі варіанти підключення синхронного генератора до розподільної установки (РУ). В роботі досліджені два типи генераторів турбогенератори та гідрогенератори

У подальших розділах проведено поглиблений аналіз нормальних, несиметричних, пускових та аварійних режимів функціонування синхронних генераторів. Значну увагу приділено структурі диспетчерського управління в енергосистемі України, зокрема ієрархії центрів керування, алгоритмам формування графіків навантаження та принципам оперативного управління.

Розглянуто сучасні підходи до прогнозування навантаження з використанням статистичних моделей, методів машинного навчання та нейронних мереж. Оцінено точність прогнозів і їхній вплив на стабільність енергосистеми. Окремо проаналізовано роль відновлювальних джерел енергії та віртуальних електростанцій у процесах балансування генерації та споживання, а також вплив ВДЕ на формування графіків генерування в умовах зростаючої децентралізації.

Результати дослідження мають практичне значення для забезпечення надійного функціонування генераторних установок в енергосистемі, а також для удосконалення методик планування та прогнозування режимів роботи генерації.

Ключові слова: синхронний генератор, турбогенератор, гідрогенератор, режими роботи, графіки навантажень, диспетчерське управління, прогнозування, відновлювальні джерела енергії.

ABSTRACT

UDC 621.311

Avramenko Vladyslav Volodymyrovych. *“Analysis of the Impact of Hydro- and Turbogenerators on Load Curve Coverage.”* Bachelor’s Qualification Thesis. – Vinnytsia: VNTU. – 2025. – 92 p. Bibliogr.: 28. Figures: 16. Tables: 8.

The bachelor’s qualification thesis investigates the operating modes and structural differences of synchronous generators. The study outlines possible connection schemes of synchronous generators to switchgear installations (SGI). Two main types of generators—turbogenerators and hydrogenerators—are examined in detail.

Subsequent sections present an in-depth analysis of normal, unbalanced, start-up, and emergency operating modes of synchronous generators. Particular attention is given to the structure of dispatch control in Ukraine's power system, including the hierarchy of control centers, load scheduling algorithms, and principles of operational management.

Modern approaches to load forecasting are considered, including statistical models, machine learning methods, and neural networks. The thesis evaluates forecast accuracy and its influence on power system stability. The role of renewable energy sources (RES) and virtual power plants (VPPs) in balancing generation and consumption is separately analyzed, along with the impact of RES on the formation of generation schedules under increasing decentralization.

The findings have practical significance for ensuring reliable operation of generator units within the power system and for improving planning and forecasting methodologies for generator operating modes.

Keywords: synchronous generator, turbogenerator, hydrogenerator, operating modes, load curves, dispatch control, forecasting, renewable energy sources.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	
1 ДОСВІД ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИНХРОННИХ ГЕНЕРАТОРІВ.....	
1.1 Світова практика використання синхронних генераторів.....	
1.2 Типи синхронних генераторів.....	
1.3 Схеми приєднань синхронних генераторів розподільних пристроїв.....	
2. ВІДМІННОСТІ БУДОВИ СИНХРОННИХ ГЕНЕРАТОРІВ.....	
2.1 Будова турбогенераторів.....	
2.2 Будова гідрогенераторів.....	
2.3 Різновиди систем охолодження.....	
3. РЕЖИМИ РОБОТИ СИНХРОННИХ ГЕНЕРАТОРІВ.....	
3.1 Нормальні режими.....	
3.2 Несиметричні режими.....	
3.3 Асинхронні режими.....	
3.4 Пускові режими.....	
4. ФОРМУВАННЯ ГРАФІКІВ ГЕНЕРУВАННЯ НА РІЗНИХ ДИСПЕТЧЕРСЬКИХ РІВНЯХ.....	
4.1 Структура диспетчерських рівнів в енергосистемі.....	
4.2 Методи прогнозування навантаження	
4.3 Розрахунок графіків генерування.....	
4.4 Практичні аспекти формування графіків генерування.....	
4.5 Аналіз розглянутих методів та підходів.....	
5. ОХОРОНА ПРАЦІ.....	
5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта.....	
5.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць.....	
5.1.2 Електробезпека.....	
5.2 Технічні рішення з виробничої санітарії.....	

5.2.1 Мікроклімат.....	
5.2.2 Склад повітря робочої зони.....	
5.2.3 Виробниче освітлення.....	
5.2.4 Виробничий шум.....	
5.3 Пожежна безпека.....	
ВИСНОВКИ	
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	
ДОДАТКИ.....	
ДОДАТОК А (обов’язковий).....	
ДОДАТОК Б	

ВСТУП

Актуальність теми

Близько 90% усієї світової електричної енергії виробляється за допомогою синхронних генераторів. Синхронні генератори, які працюють на теплових та атомних електричних станціях, називаються турбогенераторами, на гідравлічних – гідрогенераторами. Також синхронні генератори є джерелом електроенергії на пересувних електростанціях і транспортних установках.

У сучасних умовах розвитку електроенергетики, коли значна увага приділяється ефективному управлінню енергетичними ресурсами, підвищенню надійності та гнучкості енергосистем, особливого значення набуває дослідження режимів роботи генераторного обладнання. Синхронні генератори як основна ланка генераційного процесу відіграють критично важливу роль у забезпеченні балансу активної і реактивної потужності, стійкої синхронної роботи в об'єднаній енергетичній системі, а також у підтримці частоти та напруги.

Зростання частки відновлювальних джерел енергії (ВДЕ), таких як сонячні та вітрові електростанції, суттєво змінює навантажувальні графіки, що створює нові виклики для стабільного функціонування традиційних генераторів. Це зумовлює необхідність глибшого розуміння поведінки турбо- та гідрогенераторів у динамічних умовах, включаючи перехідні процеси, зміну збудження, асинхронні режими, а також підключення і роботу в умовах непостійного навантаження.

Крім технічних аспектів, у сучасній енергетиці важливе місце займає питання диспетчеризації. Формування погодинних та добових графіків генерації, узгодження генераційних можливостей із прогнозованими режимами споживання та забезпечення оперативного резерву є ключовими процесами для ефективного управління енергосистемою. Саме точність прогнозування та дотримання режимних обмежень впливають на надійність та економічність функціонування генераторного обладнання.

В умовах трансформації енергетичного сектору України, що супроводжується лібералізацією ринку електроенергії та активною інтеграцією з

європейською енергосистемою ENTSO-E, формування графіків генерації потребує врахування як нормативно-правових, так і техніко-економічних чинників. Синхронні генератори при цьому залишаються основними джерелами гнучкості системи та об'єктами, здатними забезпечити стабілізуючий вплив у нестійких режимах.

Мета і завдання дослідження.

Метою даної бакалаврської кваліфікаційної роботи є дослідження режимів роботи синхронних генераторів, а також аналіз їхньої ролі у забезпеченні графіків навантаження в умовах реального функціонування енергосистеми.

Для досягнення поставленої мети необхідно розв'язати такі дослідницькі завдання:

- проаналізувати основні принципи застосування синхронних генераторів у складі електростанцій, зокрема з урахуванням їх конструктивних особливостей, схем приєднання до розподільних установок та систем збудження;
- здійснити порівняльне дослідження конструкцій турбогенераторів і гідрогенераторів, визначити особливості їх роботи в різних температурних, навантажувальних та аварійних режимах, включаючи асинхронний режим і перехідні процеси;
- вивчити технічні умови формування погодинних графіків генерації на диспетчерських рівнях, з урахуванням впливу ВДЕ та ролі резервів потужності;
- узагальнити чинну нормативно-технічну базу щодо регулювання процесів диспетчеризації,.

Об'єкт дослідження – синхронні генератори, зокрема турбо- та гідрогенератори, що працюють на електростанціях України та світу.

Предмет дослідження – режими роботи синхронних генераторів та їх участь у покритті змінних графіків електричного навантаження енергосистеми.

Особистий внесок здобувача. Усі результати дослідження, наведені в роботі, технічні узагальнення, приклади режимів роботи генераторів та моделі формування графіків генерації, отримані автором самостійно на основі теоретичних джерел, технічних звітів і нормативних документів.

1 ДОСВІД ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИНХРОННИХ ГЕНЕРАТОРІВ

1.1 Світова практика використання синхронних генераторів

У сучасних електроенергетичних системах, що характеризуються масштабною інтеграцією генеруючих джерел, паралельно працює понад сто синхронних генераторів. Частота та напруга кожного окремого генератора визначаються сумарним впливом решти синхронно працюючих машин. Для надійного функціонування розподільчих мереж критично важливим є забезпечення однакової частоти обертання генераторів, навіть якщо вони географічно віддалені.

З цією метою кожен головний генератор електростанції оснащується автоматичними регуляторами частоти (регуляторами швидкості) та регуляторами напруги, що забезпечують підтримку стабільних параметрів електричної енергії. Незалежно від того, наскільки незначною є потужність окремої машини відносно системи, вона повинна працювати синхронно з іншими. Виняток становлять лише малі пересувні генератори, де можлива спрощена конструкція без складних систем керування.

Великі енергосистеми забезпечують високу надійність, однак загальний обсяг резервної потужності має бути оптимізованим. Резерв буває:

- **холодним** (невикористовувані агрегати або ЛЕП);
- **гарячим** (агрегати, що працюють нижче номінального навантаження).

Це дозволяє перекривати пікові навантаження, однак призводить до зниження економічної ефективності через нераціональне використання капіталовкладень. Застосування єдиних енергетичних систем на великій території (наприклад, інтегрована система Північної Америки) дозволяє мінімізувати надлишкову резервну потужність та оптимізувати експлуатацію потужних електростанцій.

Синхронні генератори, як основа генеруючих потужностей, встановлюються на таких типах електростанцій:

1. Атомні електростанції (АЕС);
2. Теплові електростанції (ТЕС);
3. Гідроелектростанції (ГЕС).

Також вони широко застосовуються в судноплавстві, залізничному транспорті та резервних системах енергоживлення. Синхронні генератори можуть працювати як автономно, так і в мережі, включаючи паралельну роботу кількох агрегатів.

Гідроелектростанції (ГЕС) як джерела генерації енергії

ГЕС є провідним типом відновлюваних джерел енергії. Попри високі початкові інвестиції, вони забезпечують низьку вартість електроенергії, сприяють регуляції стоку річок та захисту від повеней. На сьогодні у світі експлуатується понад **57 000 великих ГЕС**, які генерують понад **4300 ТВт·год** на рік, що становить близько **16%** світової електроенергії та **40%** усього обсягу відновлюваних джерел.

Найпотужніші гідроелектростанції світу

1. **ГЕС «Три ущелини» (Китай)** – 22 500 МВт Гравітаційна гребля з водосховищем на 42 млрд м³. Повна експлуатація розпочалась у 2012 році. Продуктивність – 0,94% електроенергії Китаю.
2. **ГЕС Байхетан (Китай)** – 16 000 МВт Аркова гребля на р. Цзіньша, побудована за 4 роки. Забезпечує енергією ~75 млн осіб.
3. **ГЕС Ітайпу (Бразилія/Парагвай)** – 14 000 МВт на р. Парана. Постачає 79,1% електроенергії Парагваю та 8,4% Бразилії. Вартість – \$27 млрд.

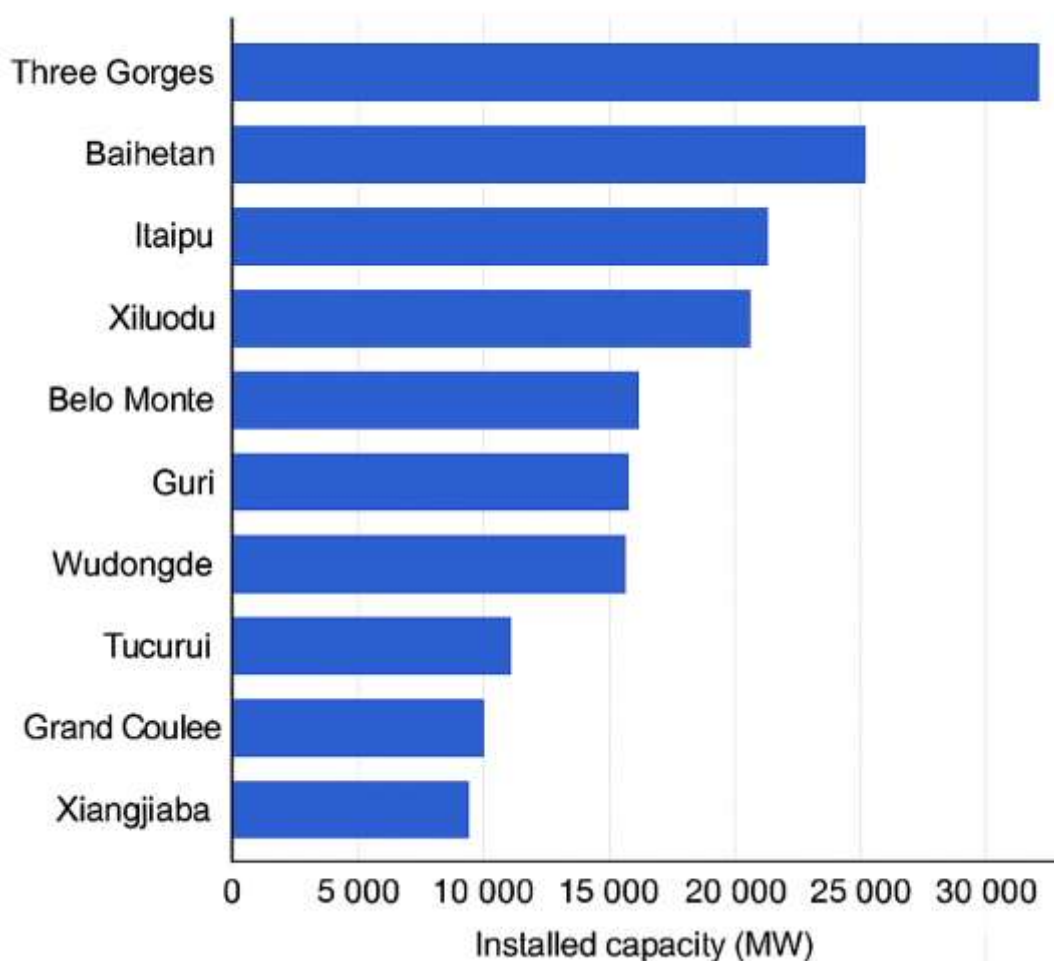


Рисунок 1.4 – Схема розташування найбільших ГЕС світу

4. **ГЕС Сілуоду (Китай)** – 13 900 МВт Розташована в гірському Юньнані. Генерує 0,58% енергії Китаю.
5. **ГЕС Белу-Монте (Бразилія)** – 11 200 МВт На р. Сінгу. Забезпечує 6,2% енергії Бразилії. Має значний екологічний вплив.
6. **ГЕС Гурі (Венесуела)** – 10 300 МВт Побудована на р. Кароні. Виробляє 73% електроенергії країни.
7. **ГЕС Удунде (Китай)** – 10 200 МВт 12 гідроагрегатів. Щорічна генерація – 39 млрд кВт·год.
8. **ГЕС Тукуруї (Бразилія)** – 8 370 МВт Перша масштабна ГЕС в амазонських лісах. Обслуговує 13 млн осіб.

9. ГЕС Гранд-Кулі (США) – 6 645 МВт На р. Колумбія. Забезпечує водопостачання і підтримала розвиток ядерної програми США.

10. ГЕС Сянцзяба (Китай) – 6 448 МВт Бетонна гравітаційна гребля. Вартість будівництва – \$8,2 млрд.

1.2 Типи синхронних генераторів

Розділ: Типи гідрогенераторів та принципи їх функціонування

Гідроелектростанції (ГЕС) залишаються одними з найефективніших джерел виробництва електроенергії з відновлюваних джерел, і їх принцип дії ґрунтується на перетворенні енергії потоку води в електричну. Основу функціонування ГЕС становить гідротехнічний комплекс, що створює напір води, яка подається на лопаті гідротурбіни. Турбіна, у свою чергу, обертає вал гідрогенератора, що і забезпечує виробництво змінного електричного струму.

Конструкція гідрогенератора безпосередньо залежить від параметрів гідротурбіни, а ті — від географічних, гідрологічних і технічних умов конкретної місцевості. Саме тому для кожної гідроелектростанції розробляється індивідуальний проєкт генератора. Загалом, гідрогенератори є синхронними явнополюсними машинами, переважно вертикального виконання. Існують також горизонтальні та капсульні варіанти, а на гідроакумуючих електростанціях (ГАЕС) — оборотні гідрогенератори-двигуни.

Вертикальні гідрогенератори

Підвісного типу. Застосовуються у високошвидкісних гідроагрегатах. Таке конструктивне виконання забезпечує підвищену механічну стійкість та ефективність роботи, особливо при значних обертових моментах.

Зонтичного типу. Використовуються у тихохідних агрегатах. Завдяки спіранню підп'ятника на кришку турбіни відпадає необхідність у нижній хрестовині та суцільному роторному валу. Це дозволяє зменшити габарити й масу машини, полегшити її транспортування та монтаж.

В Україні гідрогенератори вертикального типу випускаються з 1954 року. Їх було встановлено на таких електростанціях, як Кременчуцька, Середньодніпровська, Дніпровська, Кохавська та Дністровська ГЕС. Аналогічне обладнання експлуатується в інших країнах: Варцихська та Жинвальська ГЕС (Грузія), ГЕС «Чіан» (В'єтнам), ГЕС «Інfernільо» (Мексика), ГЕС «Дарданелос» (Бразилія).

Гідрогенератори капсульного типу

Використання капсульних гідрогенераторів зумовлене потребами низьконапірних руслових та припливних електростанцій. У таких випадках гідроагрегат включає герметичну капсулу з горизонтальною турбіною, яка функціонує безпосередньо в потоці води. Подібна компоновка дозволяє спростити гідротехнічну частину об'єкта, зменшити обсяги бетонних робіт і застосувати збірний залізобетон.

Ключовими перевагами капсульних машин є:

- середній напрацювання на відмову – понад 27 000 годин;
- інтервал між капітальними ремонтами – понад 7 років;
- загальний термін служби – не менше 40 років.

В Україні такі генератори виготовляють з 1964 року. Вони експлуатуються на Київській і Канівській ГЕС. За межами України їх встановлено на: ГЕС «Клостерфос» (Норвегія), ГЕС «Пурнарі-2» (Греція), ГЕС «Мукеріан» (Індія) та інших.

Оборотні гідрогенератори-двигуни для ГАЕС

На гідроакумуючих електростанціях встановлюються спеціальні оборотні агрегати, що можуть працювати в обох напрямках: у режимі генератора (турбінному) та в режимі двигуна (насосному). Такі генератори здатні не лише виробляти електроенергію, а й споживати її в періоди надлишкового виробництва (наприклад, уночі) для закачування води в верхній басейн ГАЕС.

Конструкційні особливості оборотних агрегатів:

- реверсивний підп'ятник, що дозволяє обертання в обох напрямках;
- змінена конфігурація ротора та інші спеціалізовані вузли;
- можливість роботи в режимі синхронного компенсатора.

Ці машини є надзвичайно важливими для балансування навантаження в енергосистемі та покращення енергетичної ефективності.

1.3 Схеми приєднань синхронних генераторів розподільних пристроїв

Блок-схема частини електростанції визначає принципи підключення генераторів до розподільчих установок (РУ) на різних рівнях напруги, включаючи конфігурації блоків типу «генератор – трансформатор», а також типи електромагнітних зв'язків між ними (через трансформатори або автотрансформатори).

Рисунок 1.1 демонструє типові структурні схеми. Схема **а)** застосовується при наявності лише одного рівня підвищеної напруги. Схема **б)** вимагає, щоб потужність від блока керування середньою напругою дорівнювала потужності споживання. Схема **в)** використовується при незначному навантаженні середньої напруги (до 15% потужності генератора). Схема **г)** рекомендована у випадках, коли застосовуються автотрансформатори зв'язку для паралельної роботи РУ через мережі. Під'єднання реалізується через трансформатори на підстанціях.

При застосуванні генераторів з номінальною потужністю, що не перевищує номінальну потужність від низьковольтної обмотки автотрансформатора зв'язку, можливе вбудоване використання малопотужних машин.

Під час проектування станцій визначається структура блоків типу «генератор–трансформатор» (рис. 1.2). Розвиток комбінованих агрегатів економічно вигідний, але їхня потужність не повинна перевищувати допустимі межі для забезпечення стійкості та керованості.

У складних та розширених блоках (схеми г – и) обов'язковим є встановлення генераторних вимикачів. Для агрегатів з потужністю понад 800 МВт передбачено перемикачі навантаження, які стабілізують режим, але не відсікають струми короткого замикання.

Схеми д і ж характерні для гідроелектростанцій, г, ж, и – для атомних електростанцій. Приєднання генератора потужністю 1200 МВт здійснюється через трансформатори, де одна обмотка під'єднана до зірки, інша – до трикутника.

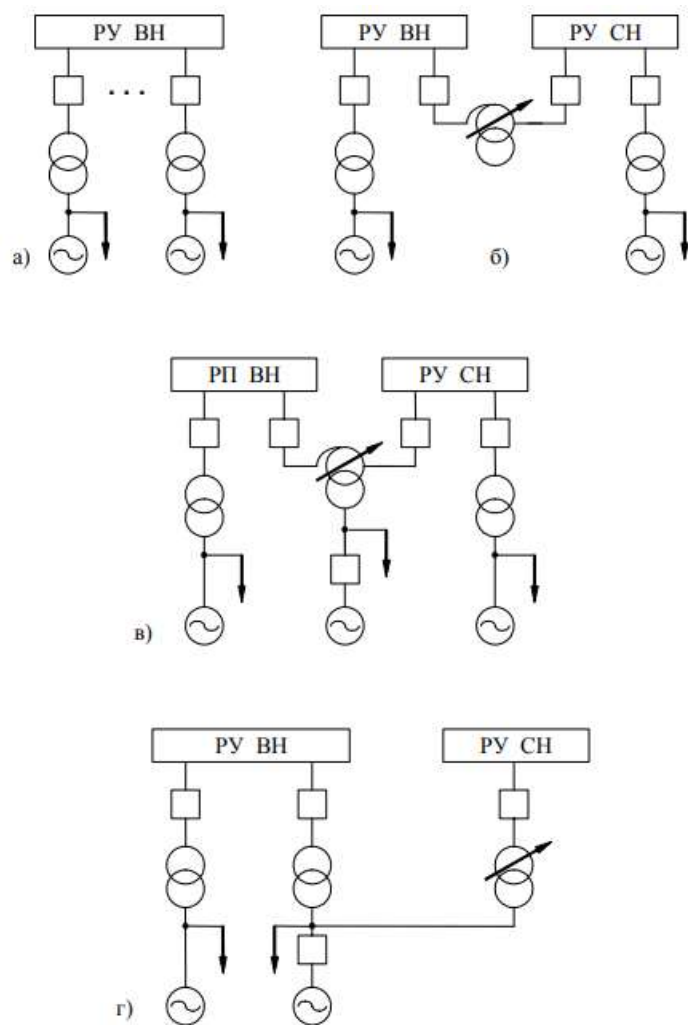


Рисунок 1.1 – Структурні схеми приєднань електростанцій з потужними блоками

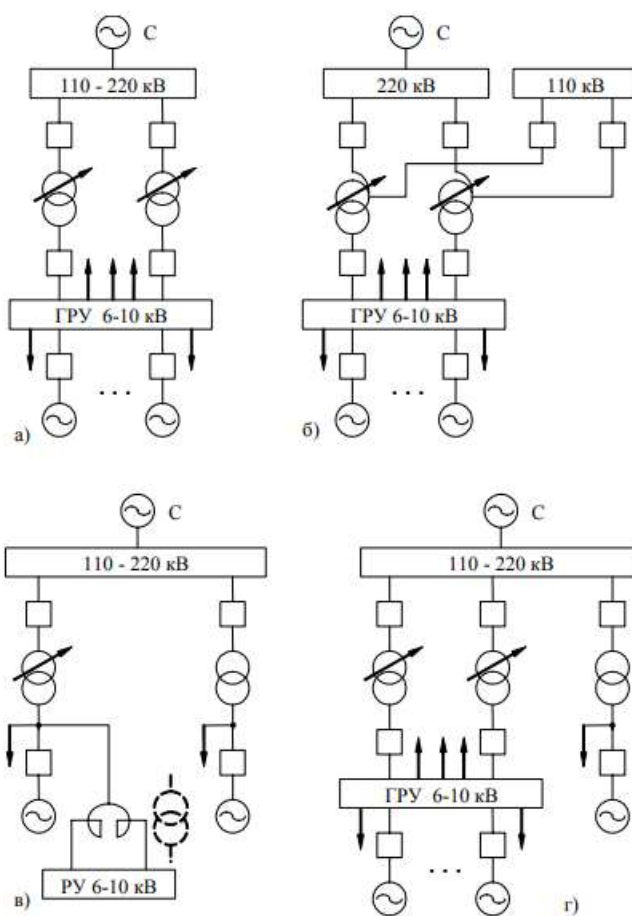


Рисунок 1.2 – Структурні схеми ТЕЦ неблочного (а, б), блочного (в) і змішаних видів (г)

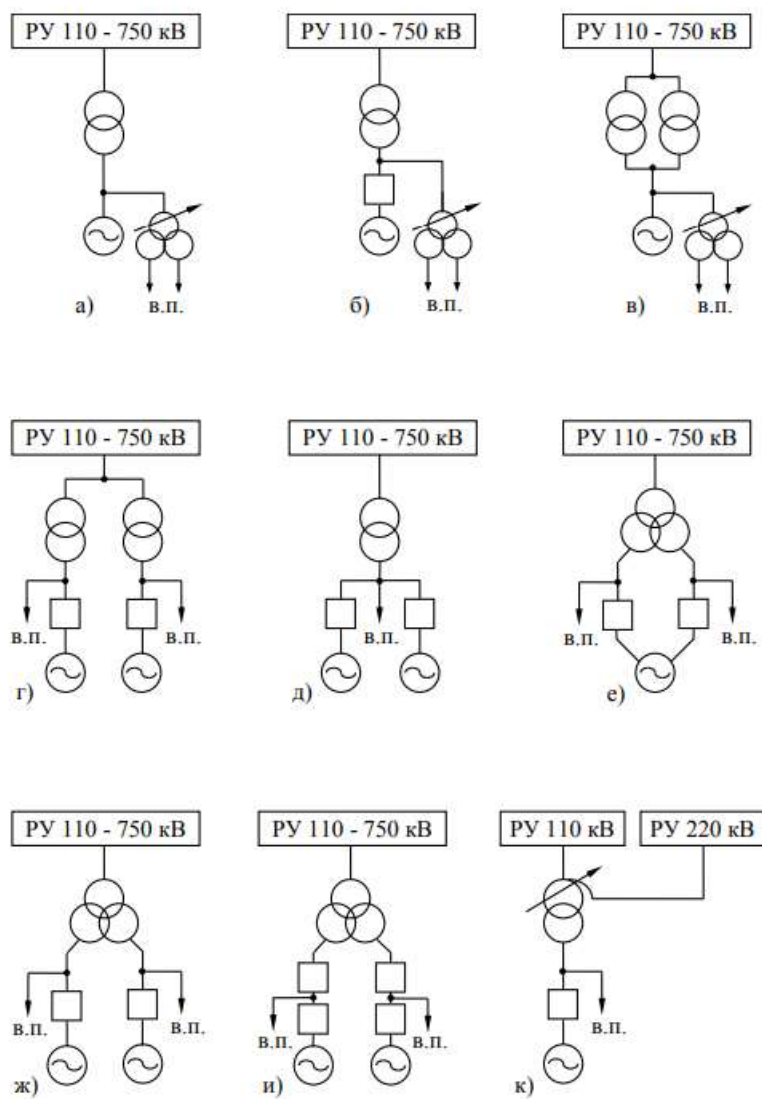


Рисунок 1.3 – Схемы блоков генератор – трансформатор

2. ВІДМІННОСТІ БУДОВИ СИНХРОННИХ ГЕНЕРАТОРІВ

Синхронна машина є електричною машиною змінного струму, яка характеризується принципом зворотності дії: вона здатна функціонувати як у режимі генератора, так і в режимі електродвигуна. Це означає, що її конструктивна схема не зазнає змін при переході між цими режимами, а отже, будова синхронного генератора та синхронного двигуна є конструктивно ідентичною.

Структура синхронної машини

Основними функціональними елементами синхронної машини є:

- **Ротор** — рухома частина машини, яка виконує функцію збудження та створює основне магнітне поле;
- **Статор** — нерухомий елемент, у пазах якого розміщується трифазна обмотка змінного струму, що бере участь у процесі перетворення енергії.

Будова статора в синхронній машині практично ідентична до аналогічного елемента в асинхронних машинах. Він складається з сталевого осердя, виконаного з листової електротехнічної сталі, у пазах якого розташовані обмотки. Основне призначення статора — прийом (у двигунному режимі) або віддача (у генераторному режимі) електроенергії до зовнішнього кола.

Натомість будова ротора синхронної машини має принципову відмінність від ротора асинхронного двигуна. У синхронній машині ротор виконує роль **електромагніта**, який живиться **постійним струмом**. Електричне підключення до обмотки збудження ротора реалізується за допомогою **контактних кілець** і **вугільних щіток**, що забезпечують подачу струму з зовнішнього джерела.

Типи роторів

Залежно від конструкції та характеру обертання, ротори синхронних машин поділяються на два основні типи:

1. **Явнополісний ротор** — має виражені виступаючі полюси зі збуджувальною обмоткою, розташовані на обертовому валу. Такий тип ротора характерний для повільнохідних машин, зокрема **гідрогенераторів**, де частота обертання низька, а діаметр ротора великий. Явнополісні машини забезпечують високу індуктивність і стійкість до короточасних перевантажень.
2. **Неявнополісний ротор** — має гладку циліндричну поверхню з розташованими в осерді пазами для обмотки збудження. Застосовується переважно у **турбогенераторах** високої швидкості, які функціонують при великій частоті обертання. Такий ротор має менший момент інерції і краще підходить для систем із високими динамічними вимогами.

На рис. 2.1 подано типові приклади конструкцій роторів:

- а) явнополісний чотириполісний ротор;
- б) неявнополісний двополісний ротор.

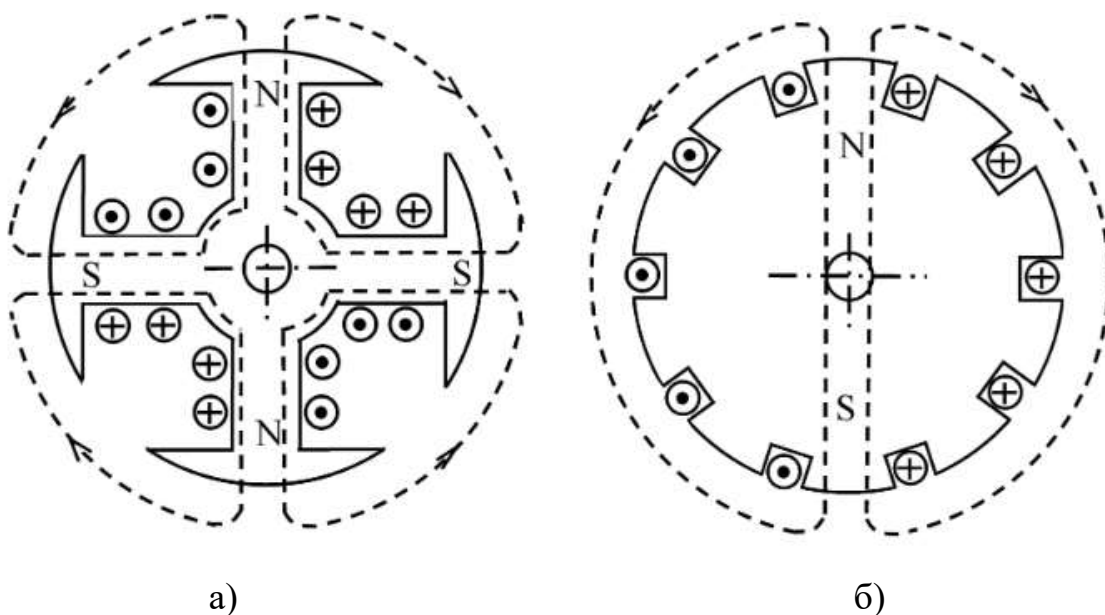


Рис. 2.1 – Поперечний переріз роторів синхронних машин: а – явнополісного, б – неявнополісного

Особливості використання явнополюсного та неявнополюсного ротора

Явнополюсні ротори застосовуються переважно у тихохідних синхронних машинах, швидкість обертання яких зазвичай не перевищує 1000–1500 об/хв. Це пов'язано з тим, що при високих обертах виникають значні відцентрові сили, які унеможлиблюють ефективне та безпечне використання роторів з виступаючими полюсами. У швидкохідних машинах, таких як турбогенератори, використовують неявнополюсні ротори, конструктивною особливістю яких є відсутність виступаючих полюсів. У таких роторах обмотка збудження розташовується у поздовжніх пазах, вміщених у циліндричному сталевому осерді ротора.

Система збудження

Для створення постійного магнітного потоку, що необхідний для роботи синхронної машини, використовується обмотка збудження. Вона розташовується на роторі та живиться постійним струмом. Існують два основні способи подачі цього струму:

1. Від окремого генератора постійного струму (так званого збудника), вал якого жорстко з'єднано з валом ротора синхронної машини. Такий варіант дозволяє забезпечити автономність у роботі синхронного агрегату.
2. Через напівпровідниковий випрямляч, який отримує змінну напругу і перетворює її у постійну для збудження ротора. Це рішення характерне для сучасних систем з цифровим управлінням і дозволяє забезпечити стабільність збудження, автоматичне регулювання та захист.

Трифазність як основа промислового застосування

Однофазні синхронні машини мають обмежене використання через низьку ефективність, ускладнене самозапускання та обмежене навантаження. Натомість трифазні синхронні машини становлять основу енергетичних систем. Вони повсюдно застосовуються на електростанціях для генерації трифазної змінної напруги частотою 50 Гц, яка є стандартом для промислових мереж більшості країн світу.

На синхронні машини покладено вирішальну роль у стабілізації частоти та напруги в енергосистемі, що вимагає від них точного регулювання параметрів збудження.

Визначимо на прикладі синхронного генератора. Електрична потужність, що виробляється трифазним синхронним генератором при симетричному навантаженні вираховується за формулою:

$$P_1 = m_1 \cdot U_1 \cdot I_1 \cdot \cos \varphi_1, \text{ Вт}, \quad (2.1)$$

де m_1 – кількість фаз обмотки статора (для трифазного генератора $m_1 = 3$); U_1 – напруга на затискачах статора, [В]; I_1 – сила струму в обмотках статора, [А]; φ_1 – кут зсуву фаз між напругою та струмом статора (раніше домовилися, що величини, які відносяться до статора, позначатимуться індексом 1, до ротора – індексом 2 відповідно).

Розпишемо вираз для механічної потужності $P_{\text{мех}}$, що віддається генератору первинним двигуном:

$$P_{\text{мех}} = M \cdot \omega_2, \text{ Вт}, \quad (2.2)$$

де M – обертальний момент, [Н·м]; ω_2 – кутова швидкість обертання ротора, [рад/с].

Нехтуючи втратами, можна записати:

$$P_1 = P_{\text{мех}} \quad (2.3)$$

З урахуванням формул (2.1) та (2.2) з формули (2.3) отримуємо вираз для моменту, що долається первинним двигуном:

$$M = \frac{m_1 \cdot U_1 \cdot I_1 \cdot \cos \varphi_1}{\omega_2}, \text{ Н} \cdot \text{м}. \quad (2.4)$$

Обертний момент у синхронній машині

У випадку функціонування синхронної машини у режимі генератора, електромагнітний момент, що створюється внаслідок взаємодії магнітного поля ротора з полем статора, протидіє обертанню вала. Це пов'язано з передачею механічної енергії у вигляді електричної енергії в систему. Таким чином, момент генератора за напрямком є протилежним до напрямку обертання ротора.

Слід підкреслити, що синхронна машина є зворотною за своїм принципом дії, тобто здатна працювати як у генераторному, так і в моторному режимі. У режимі двигуна той самий електромагнітний момент M спрямовується у напрямку обертання ротора, забезпечуючи перетворення електричної енергії на механічну.

Синхронність обертання магнітного поля та ротора полягає в тому, що обертна швидкість магнітного поля статора збігається з частотою обертання ротора. Однак між електрорушійною силою (ЕРС) статора (позначається як E_1) та зовнішньою напругою на затискачах статора U_1 існує фазовий кут θ , який носить назву кута неузгодженості. Цей кут є критичним параметром у визначенні динамічної взаємодії між полями ротора і статора.

З урахуванням кута неузгодженості θ , електромагнітний момент M у синхронній машині описується наступним рівнянням:

У практиці експлуатації особлива увага приділяється утриманню кута θ у межах допустимих значень, оскільки надмірне його зростання призводить до втрати синхронізму та, відповідно, аварійного режиму роботи енергосистеми.

Беручи до уваги кут θ у формулі (2.4) приводить до наступного співвідношення для моменту:

$$M = M_{\max} \cdot \sin \theta, \text{ Н} \cdot \text{м}, \quad (2.5)$$

де позначено $M_{\max} = \frac{m_1 \cdot U_1 \cdot I_{K3}}{\omega_2}$ – амплітудне значення моменту, [Н·м]; I_{K3} –

сила струму короткого замикання, який утворюється в генераторі при замикання накоротко обмоток статора, [А].

На рис. 2.2 показано кутову характеристику синхронної машини (залежність $M = f(\theta)$).

З кутової характеристики виходить, що при $0 < \theta < \pi$ маємо $M > 0$, що відповідає режиму двигуна. При $-\pi < \theta < 0$ маємо $M < 0$, що відповідає режиму генератора.

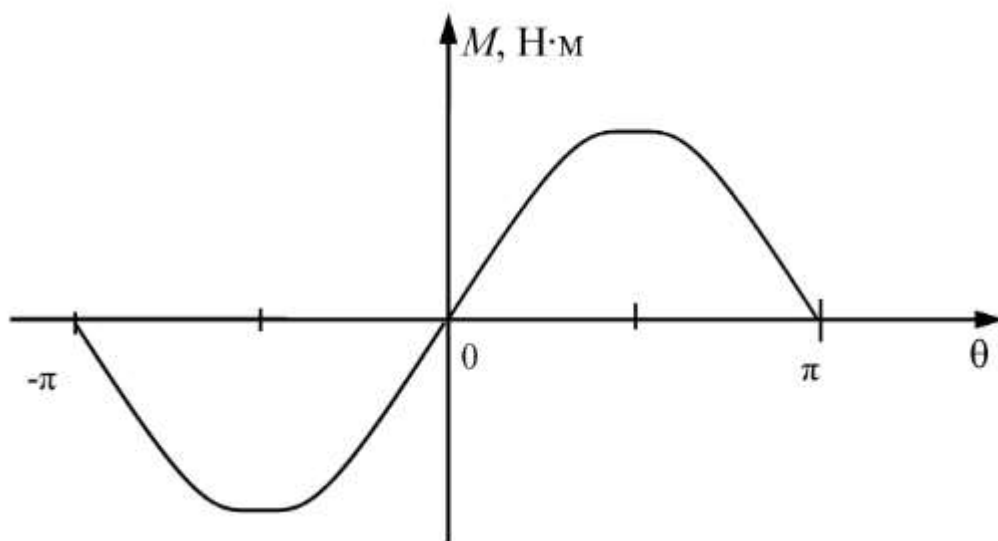


Рис.2.2 – Кутова характеристика синхронної машини

Відгук якоря синхронної машини

У синхронній машині статор традиційно називається якорем, оскільки саме в його обмотці індукується електрорушійна сила (ЕРС), відповідно до загальноприйнятого визначення. Натомість ротор виконує роль індуктора, тобто джерела збуджуючого магнітного поля.

Відгук якоря — це фізичне явище, яке полягає у взаємодії магнітних полів, створених обмотками якоря (статора) та індуктора (ротора). Воно проявляється у зміні магнітного поля машини під впливом струму навантаження, який протікає в обмотці якоря.

Розглянемо відгук якоря на прикладі синхронного генератора, що працює під навантаженням. У цьому випадку в обмотці якоря протікає змінний струм, який формує власне магнітне поле. Це поле взаємодіє з магнітним полем

індуктора, що створюється обмоткою збудження ротора, і впливає на результуючий магнітний потік у машині.

Тип відгуку якоря залежить від характеру навантаження:

1. Активне навантаження (опірне)

У цьому випадку фаза ЕРС і струму в якорі збігаються. Магнітний потік, створений струмом якоря, відстає за фазою від магнітного потоку ротора на деякий кут, але результуючий потік незначно змінюється. Такий відгук має нейтральний характер.

2. Індуктивне навантаження (реактивне, зсув фази вперед)

Струм у якорі відстає від ЕРС на фазовий кут. Це призводить до того, що магнітне поле якоря протидіє полю ротора (перебуває в протифазі). Внаслідок цього результуючий магнітний потік послаблюється, а отже, зменшується ЕРС. Такий відгук вважається розмагнічуючим.

3. Ємнісне навантаження (реактивне, зсув фази назад)

Струм у якорі випереджає ЕРС. Магнітні поля ротора й якоря знаходяться в одній фазі, внаслідок чого результуючий потік підсилюється. Відповідно, ЕРС збільшується. Такий тип відгуку є намагнічуючим.

4. Змішане навантаження

При комбінованому характері навантаження (активно-реактивному), відгук якоря має проміжний характер, і результуючий ефект залежить від співвідношення активної та реактивної складових.

Ці ефекти мають критичне значення при розрахунках регулювання напруги, стабільності синхронного режиму та оптимізації збудження.

Коефіцієнт корисної дії (ККД) синхронної машини

Загальний коефіцієнт корисної дії (ККД) синхронного генератора визначається як відношення корисної потужності, яка передається у зовнішнє навантаження, до повної потужності, що підводиться до системи, з урахуванням усіх втрат.

До основних джерел втрат потужності у синхронній машині належать:

- Втрати у системі збудження (електричні втрати на підвід постійного струму до ротора);
- Втрати у обмотці статора (омічні втрати внаслідок протікання змінного струму);
- Магнітні втрати у статорі (гістерезисні та вихрові струми);
- Втрати у обмотці ротора;
- Магнітні втрати у роторі (особливо актуальні для високочастотних машин);
- Механічні втрати (тертя в підшипниках, вентиляційні втрати);
- Втрати на пульсації магнітного потоку (через переходи через пази, нерівномірності осердя).

ККД генератора:

$$\eta = \frac{\sqrt{3} \cdot U_1 \cdot I_1 \cdot \cos \varphi_1}{\sqrt{3} \cdot U_1 \cdot I_1 \cdot \cos \varphi_1 + P_{\text{крит}}} \cdot 100, \% . \quad (2.6)$$

ККД двигуна:

$$\eta = \frac{\sqrt{3} \cdot U_1 \cdot I_1 \cdot \cos \varphi_1 - P_{\text{крит}}}{\sqrt{3} \cdot U_1 \cdot I_1 \cdot \cos \varphi_1} \cdot 100, \% . \quad (2.7)$$

де U_1 – напруга на затискачах статора, [В]; I_1 – сила струму в обмотках статора, [А]; φ_1 – кут зсуву фаз між напругою та струмом статора.

Залежність ККД від навантаження. Робота в генераторному режимі

Коефіцієнт корисної дії (ККД) синхронної машини залежить від характеру та величини навантаження. За умов оптимального навантаження втрати мінімальні, і машина працює з максимальною ефективністю. Типова

залежність ККД від навантаження має форму кривої з максимумом у зоні номінального режиму.

У реальних умовах експлуатації ККД синхронних машин зазвичай змінюється в межах 88–99%, залежно від потужності машини, умов охолодження, швидкості обертання, якості матеріалів, точності виготовлення та схем збудження.

Синхронний генератор

У генераторному режимі синхронна машина працює за наступним принципом:

1. Обмотка збудження ротора живиться постійним струмом, створюючи постійний магнітний потік.
2. Ротор обертається з постійною кутовою швидкістю (синхронною), яка підтримується за допомогою зовнішнього механічного джерела (наприклад, парової турбіни, гідротурбіни, дизельного двигуна тощо).
3. Магнітне поле ротора, яке обертається разом з ним, перетинає обмотки статора. Внаслідок електромагнітної індукції, у кожній фазній обмотці статора виникає змінна електрорушійна сила (ЕРС).

Форма, амплітуда і частота цієї ЕРС визначаються:

- Конструктивними параметрами машини (кількість витків, активна довжина провідника, повітряний зазор);
- Швидкістю обертання ротора;
- Силою збудження.

ЕРС у трифазній машині зміщені одна відносно одної на 120° , формуючи трифазну симетричну систему напруг, що відповідає стандарту промислової частоти (наприклад, 50 Гц в Україні).

Синхронні генератори є основним джерелом електроенергії у всіх видах електростанцій (теплових, гідравлічних, атомних), оскільки забезпечують стабільну частоту та напругу в об'єднаній енергосистемі.

ЕРС однієї фази обмотки статора розраховується за формулою:

$$E_1 = 4,44 \cdot w_1 \cdot f_1 \cdot \Phi_m \cdot k_1, \text{ В}.$$

де w_1 – число послідовно з'єднаних витків обмотки статора; f_1 – частота струму в обмотці статора, [Гц]; Φ_m – магнітний потік статора, [Вб]; k_1 – обмотувальний коефіцієнт статора. (2.8)

Підходящий до формули частота ЕРС в обмотці статора розраховується за формулою:

$$f_1 = \frac{p \cdot n_1}{60}, \text{ Гц}.$$

де n_1 – синхронна швидкість, $[\frac{\text{об}}{\text{хв}}]$. (2.9)

Властивості синхронного генератора відтворюють його характеристиками, що записуються за постійної швидкості обертання вала ротора $n_2 = \text{const}$:

1. Характеристика холостого ходу – залежність ЕРС статора E_1 від сили струму збудження I_2 : $E_1 = f(I_2)$. Зразковий вид характеристики холостого ходу приведено на рис. 2.3.

2. Зовнішня характеристика – залежність напруги U_1 від сили струму навантаження I_H за постійної сили струму збудження $I_2 = \text{const}$: $U_1 = f(I_H)$. Зразковий вид зовнішньої характеристики для різних видів реактивності навантаження приведено на рис. 2.4,а.

3. Регульовальна характеристика – залежність сили струму збудження I_2 від сили струму статора (якоря) I_1 за постійної напруги на навантаженні $U_1 = \text{const}$: $I_2 = f(I_H)$. Зразковий вид регульовальної характеристики для різних видів реактивності навантаження подано на рис. 2.4,б. При активно-індуктивному навантаженні силу струму збудження слід збільшувати, а при ємнісному – зменшувати.

4. У-подібна характеристика – залежність сили струму статора (якоря) I_1 від сили струму збудження I_2 : $I_1 = f(I_2)$. Зразковий вид У-подібної характеристики для різних потужностей навантаження ($P_1 = 0, P_2 < P_3$) подано на рис. 2.5. Сила струму статора (якоря) I_1 є мінімальною при $\cos\varphi = 1$ (кут φ описує

ступінь реактивності навантаження генератора). Частини U-подібних кривих зліва від пунктирної лінії описують струми, сили яких відстають від напруги мережі та випереджають напругу генератора (тобто намагнічують генератор). Частини U-подібних кривих справа від пунктирної лінії описують струми, сили яких випереджають напругу мережі та відстають від напруги генератора (тобто розмагнічують генератор).

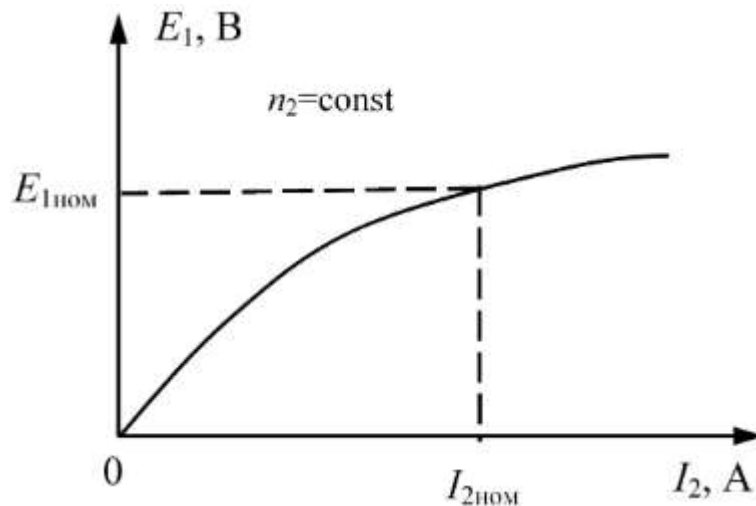
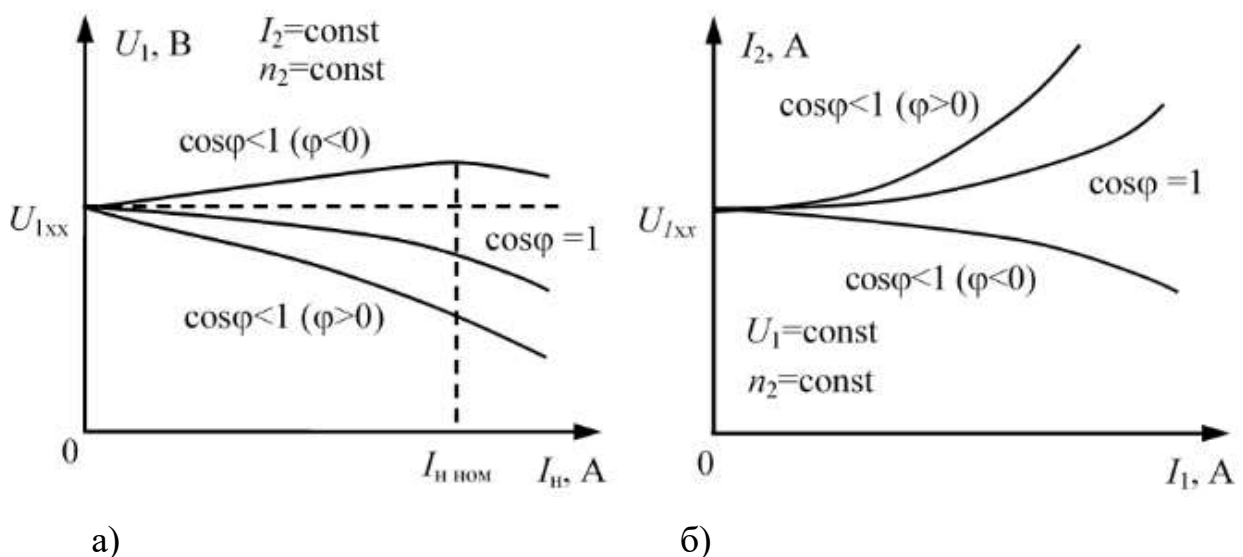


Рисунок 2.3 – Зразковий вид характеристики холостого ходу синхронного генератора



а)

б)

Рисунок 2.4 – Зразковий вид характеристик синхронного генератора:

а – зовнішня, б – регулювальна

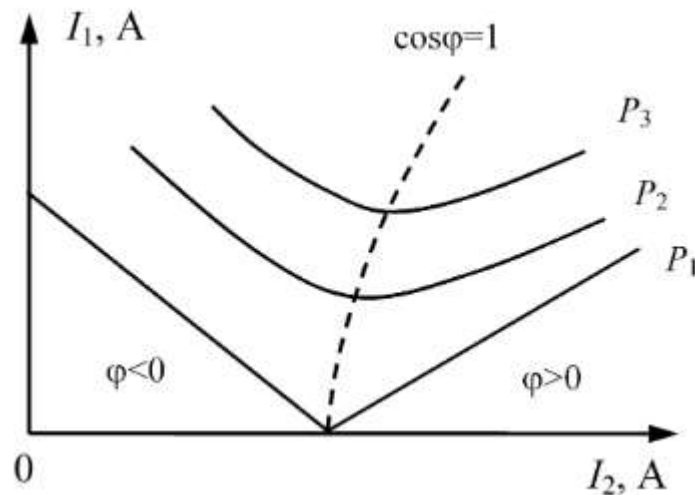


Рисунок 2.5 – Зразковий вид U-подібної характеристики синхронного генератора

Сучасна енергетика базується на використанні трифазних синхронних генераторів, які є єдиним типом генераторів, що використовуються на електростанціях для перетворення механічної енергії у електричну змінного струму. Всі синхронні генератори, що працюють у складі об'єднаної енергосистеми (ОЕС), функціонують паралельно, утворюючи єдину електричну мережу.

Таке паралельне з'єднання можливе лише за дотримання ряду суворих умов, які гарантують безаварійне приєднання генератора до мережі. Нехтування цими умовами може призвести до різкої розрядки енергії, надструмів, пошкодження обладнання та аварійних ситуацій.

Умови синхронізації генератора з енергосистемою

Для приєднання нового синхронного генератора до діючої енергосистеми мають виконуватися наступні чотири умови:

1. Частота ЕРС генератора має відповідати частоті напруги в енергосистемі
Це досягається регулюванням частоти обертання ротора генератора. У більшості систем це забезпечується зміною подачі пари в турбіну або потоку води на гідротурбіну.
2. Амплітуда ЕРС генератора має відповідати напрузі мережі
Встановлюється шляхом регулювання струму збудження генератора.

Перевищення напруги спричиняє викид реактивної потужності в мережу, а занижене значення призводить до недозавантаження генератора.

3. Фаза ЕРС генератора має збігатися з фазою мережевої напруги. Параметр критичний для плавного включення генератора. Його контролюють через точне регулювання швидкості ротора в межах одного повного оберту (використовуються фазометри або цифрові синхроскопи).
4. Послідовність фаз (фазність) має збігатися. Це означає, що фазна послідовність на клеммах генератора повинна відповідати фазній послідовності енергосистеми. Інакше відбудеться коротке замикання через розбіжність фаз.

Методи синхронізації генераторів

Для утворення нового генератора в енергосистему застосовуються два основних методи:

1. Пряма (жорстка) синхронізація
У цьому випадку всі чотири умови мають бути виконані точно перед моментом увімкнення генератора. Цей метод вимагає точного керування швидкістю обертання, рівнем збудження, фазою та фазною послідовністю. Після досягнення параметрів синхронізації генератор вмикається через синхронізуючий вимикач.
2. Самосинхронізація (самозбудження) У цьому методі генератор вмикається без попереднього збудження — з короткозамкненою обмоткою збудження (тобто обмотка ротора тимчасово не живиться). Ротор при цьому обертається зі швидкістю, близькою до синхронної. Після з'єднання з мережею, в обмотку ротора подається постійний струм збудження, і електромагнітні сили синхронізують генератор з мережею.

Основний недолік цього способу — наявність струмового стрибка у фазах статора у момент підключення, що може викликати механічні навантаження на вал та електродинамічні удари в обмотках. Тому самосинхронізація застосовується переважно для менш потужних агрегатів або в умовах автоматичного резервування.

2.1 Будова турбогенераторів

Турбогенератор є високошвидкісною електричною машиною горизонтального виконання з нерухомим статором і циліндричним неявнополюсним ротором, який обертається з номінальною швидкістю 3000 об/хв (при частоті мережі 50 Гц). Такі генератори, як правило, використовуються на теплових електростанціях (ТЕС) у поєднанні з паровими турбінами високого тиску.

На атомних електростанціях (АЕС), через меншу температуру та тиск пари, застосовуються тихохідні чотириполюсні генератори з номінальною частотою обертання 1500 об/хв. Проте останнім часом, у зв'язку з розвитком швидкохідних турбін і зменшенням їх габаритів, з'явилися двополюсні турбогенератори з частотою обертання 3000 об/хв, адаптовані до роботи в умовах АЕС.

Номінальні потужності турбогенераторів

Відповідно до чинних стандартів енергетичної галузі, встановлено нормовану шкалу номінальних потужностей турбогенераторів:

2,5; 4; 6; 12; 32; 63; 110; 160; 220; 320; 500; 800; 1000; 1200 МВт

Ці значення охоплюють як середні, так і великі одиниці генерувальної потужності, що застосовуються у вітчизняній та світовій практиці електростанцій.

Конструкція статора турбогенератора

Сталевий корпус статора закритий з обох торців зварними щитами, забезпечуючи герметичність та механічну стійкість конструкції. У турбогенераторах, охолоджуваних воднем або водою, корпус повинен бути газонепроникним, стійким до тиску та виконаним з матеріалів високої механічної міцності.

У водневих турбогенераторах передбачено розміщення газоохолодників (теплообмінників) у горизонтальному або вертикальному положенні усередині

корпуса, що забезпечує ефективний відвід тепла та підтримання робочої температури на допустимому рівні.

Сердечник статора

Сердечник статора виготовляється з електротехнічної сталі високої якості, яка визначає втрати на гістерезис і вихрові струми. У турбогенераторах малої потужності застосовують гарячекатану сталь, тоді як у агрегатах потужністю понад 100 МВт використовують холоднокатану сталь, яка характеризується:

- Вищою магнітною проникністю
- Нижчими питомими втратами
- Зменшеними розмірами сердечника
- Зниженими витратами міді для обмоток

Сталева стрічка покривається ізоляційним лаком, після чого формується у пакети, з яких складаються сегменти сердечника (див. рис. 2.6).

Система охолодження

Охолодження активної сталі сердечника здійснюється через аксіальні вентиляційні канали, розділені радіальними каналами. Така конструкція забезпечує рівномірне охолодження по всьому об'єму сердечника, знижуючи ризики локального перегріву.

Обмотка статора

Обмотка статора закладається в пази сердечника, виготовлені з точними допусками, що дозволяє забезпечити щільне прилягання, надійну фіксацію та ефективну тепловіддачу (див. рис. 2.7). Під час роботи генератора обмотка піддається тепловим, електричним та електромеханічним навантаженням, тому її конструкція повинна забезпечувати:

- Високу термостійкість
- Діелектричну міцність
- Механічну жорсткість
- Надійне тепловідведення

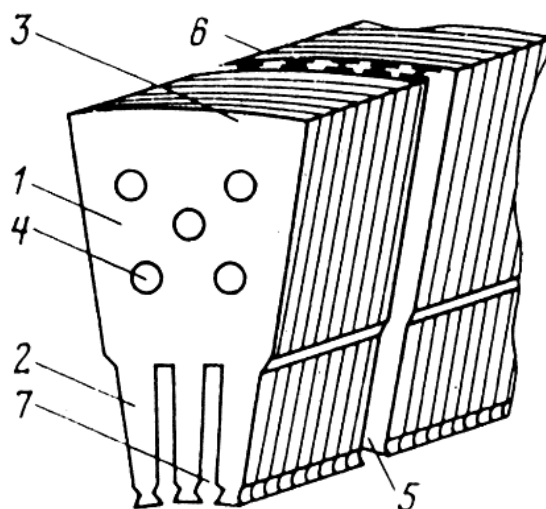


Рисунок 2.6 – Сегментний пакет статора турбогенератора:

- 1 – сегмент; 2 – зубець сегмента;
 3 – спинка сегмента; 4 – аксіальний вентиляційний канал; 5 – радіальний
 вентиляційний канал; 6 – розпірка;
 7 – паз статора

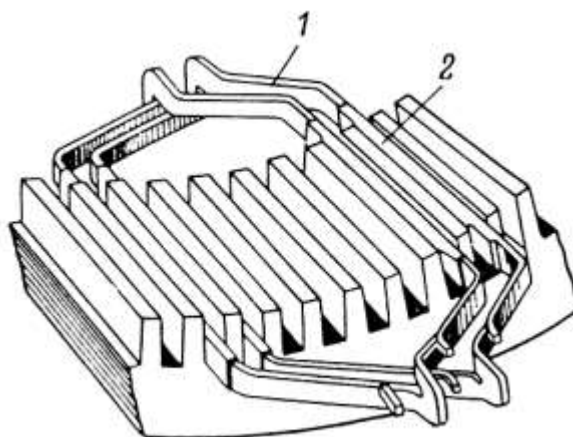


Рисунок 2.7 – Сталь статора з вкладишними секціями обмотки:

- 1 – лобова частина; 2 – активна частина

У сучасних потужних турбогенераторах для статора використовують двошарову петльову обмотку зі скороченим кроком. Вони зазвичай складаються з верхніх та нижніх стрижнів, які з'єднуються в лобових частинах (рис. 2.7 та 2.8). Для зменшення явища поверхневого ефекту стрижні набирають із провідників невеликого перерізу.

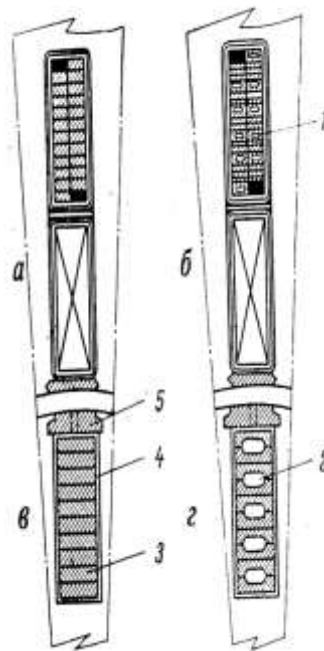


Рисунок 2.8 – Схематичний розріз пазів турбогенератора:

а – паз статора за непрямого охолодження; б – паз статора за безпосереднього охолодження

Обмотка статора

У турбогенераторах застосовуються два основні типи охолодження обмоток статора: непряме (поверхнєве) та безпосереднє (внутрішнє).

- У машинах з поверхнєвим (непрямим) повітряним або водневим охолодженням обмотки використовують провідники зі складеним (з'єднаним) перерізом, як зображено на рис. 2.3, а.
- У турбогенераторах з безпосереднім охолодженням (воднем або водою), порожнисті провідники дозволяють циркулювати охолоджуючому середовищу всередині самого провідника, забезпечуючи інтенсивне охолодження. У таких випадках обмотка формується як комбінація суцільних та порожнистих мідних стрижнів (див. рис. 2.3, б).

Провідники виготовляють з електротехнічної міді високої провідності. Для забезпечення електричної ізоляції між провідниками використовують тонкий подвійний шар із азбестового або скловолокнистого матеріалу. Ізоляція між стрижнями та корпусом статора виконується за допомогою компаунду класу ізоляції В, що забезпечує термостійкість та довговічність при високих робочих температурах.

Ротор турбогенератора

Ротор турбогенератора являє собою масивний циліндр із сталі підвищеної міцності, який встановлюється на двох підшипниках ковзання. Підшипники мають систему примусового змащення, що живиться маслом під тиском з централізованої системи змащення турбіни. Така конструкція дозволяє зменшити тертя, запобігти зносу та забезпечити довговічну експлуатацію.

Під час роботи на високих обертах ротор піддається дії значних відцентрових сил, що створюють великі механічні напруження. Тому ротори потужних турбогенераторів виготовляють з суцільної поковки високолегованої сталі, яка характеризується високою міцністю, стійкістю до втоми та ударних навантажень (рис. 2.9). Для агрегатів малої потужності можливе застосування вуглецевої сталі високої якості.

По довжині ротора виконуються пази методом фрезерування, у які закладається обмотка збудження, що виготовляється з смугової міді. Ізоляція провідників обмотки збудження здійснюється міканітовою стрічкою, яка забезпечує стійкість до високих температур та електричних полів.

Контакт ротора зі сталевим тілом ізолюється за допомогою міканітових пластин, що вставляються між обмоткою та тілом ротора для запобігання пробоям та короткому замиканню.

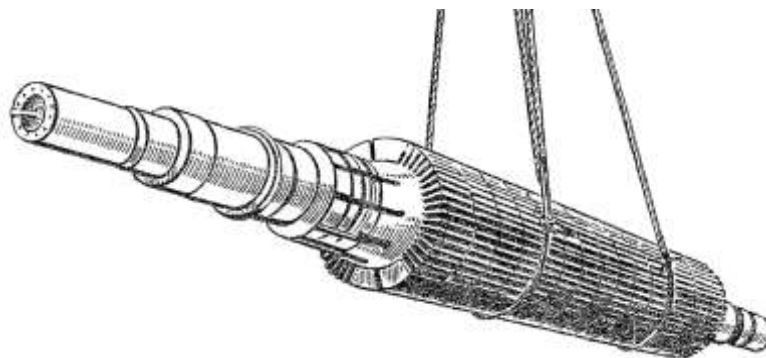


Рисунок 2.9 – Ротор турбогенератора

Кріплення обмотки ротора

Для забезпечення надійної фіксації обмотки ротора в пазах та уникнення переміщення провідників під дією середніх електромагнітних сил, обмотка

закріплюється за допомогою металевих клинів, виготовлених з міцних немагнітних матеріалів. Немагнітність вибраного матеріалу сприяє зменшенню потоку розсіювання ротора, що позитивно впливає на енергоефективність машини.

Лобові частини обмотки, які виступають за межі пазів ротора, додатково фіксуються сталйними бандажними кільцями, що витримують значні механічні навантаження. У турбогенераторах великої потужності ці кільця виготовляють з аустенітної сталі або титану – матеріалів, що поєднують немагнітні властивості та високу механічну міцність. Такий підхід дозволяє зменшити нагрівання обмоток через вихрові струми, а також протистояти центробіжним силам, які виникають при високій швидкості обертання.

Матеріали провідників обмотки

Обмотки ротора у турбогенераторах малої потужності зазвичай виготовляються з чистої електротехнічної міді, яка забезпечує достатню провідність і механічну стабільність. У потужних машинах застосовується мідь із додаванням срібла (в межах 0,03–0,10%). Домішка срібла підвищує механічну міцність провідників, знижує ймовірність остаточних (пластичних) деформацій, що можуть виникати під час частих пусків та зупинок агрегату.

Конструкція охолоджуваних провідників

У турбогенераторах з непрямим охолодженням використовуються провідники з суцільним перерізом, які передбачають охолодження лише через теплопровідність до корпусу (рис. 2.8, в). Проте у системах з інтенсивним внутрішнім охолодженням застосовують профільні порожнисті провідники (рис. 2.8, г), всередині яких передбачено вентиляційні канали. Через ці канали циркулює охолоджувальне середовище (водень або вода), що забезпечує безпосередній відвід тепла від провідника до теплоносія, запобігаючи перегріванню та втраті електричних властивостей.

2.2 Будова гідрогенераторів

Характер обертання та кількість полюсів

Гідрогенератори, які експлуатуються на гідроелектростанціях (ГЕС) України, відносяться до класу багатополюсних, відносно тихохідних синхронних машин. Це зумовлено специфікою гідравлічного ресурсу, зокрема значною зміною напору води та гідравлічної потужності в залежності від географії річок і конструктивних характеристик турбін.

Частота обертання валу таких генераторів варіюється в широких межах — від 50 до 750 об/хв, що значно менше порівняно з турбогенераторами. Це дозволяє ефективно узгоджувати гідромеханічні характеристики з електромеханічними параметрами гідрогенератора.

Орієнтація валу

Залежно від просторової орієнтації осі обертання розрізняють:

- горизонтальні гідрогенератори, які застосовуються для агрегатів малої потужності;
- вертикальні гідрогенератори, які є типовими для машин середньої та великої потужності, що працюють із високими або середніми напорами.

Конструкція вертикальних гідрогенераторів

У вертикальних агрегатах головну роль у підтримці механічної рівноваги системи відіграє опорний підшипник (підп'ятник), який розміщується на нижньому або верхньому кінці вала в залежності від типу гідрогенератора. Цей підшипник сприймає сумарне навантаження від:

- власної ваги ротора генератора;
- ваги робочого колеса турбіни;
- компоненти вертикальної реакції потоку води;
- та передає зусилля через опорну хрестовину фундаменту.

Типи гідрогенераторів за розміщенням підп'ятника

Гідрогенератори класифікують на:

1. Підвісного типу — підп'ятник встановлюється над ротором. Така компоновка забезпечує:
 - високу механічну жорсткість системи;

- зручний доступ до підп'ятника та інших ключових вузлів агрегату;
 - покращене обслуговування.
2. Зонтикового типу — підп'ятник розміщується під ротором, у нижній частині опорної конструкції. Це рішення:
- зменшує загальну висоту генератора та споруди ГЕС;
 - знижує масу гідроагрегату, що є важливим при створенні високопродуктивних низькообертових машин;
 - краще узгоджується з конструкцією масивних турбін, які потребують підвищеної механічної стабільності.

Примітка: Вибір типу гідрогенератора залежить від архітектурних особливостей будівлі ГЕС, енергетичних характеристик турбіни, рівня напору та технологічних вимог до обслуговування.

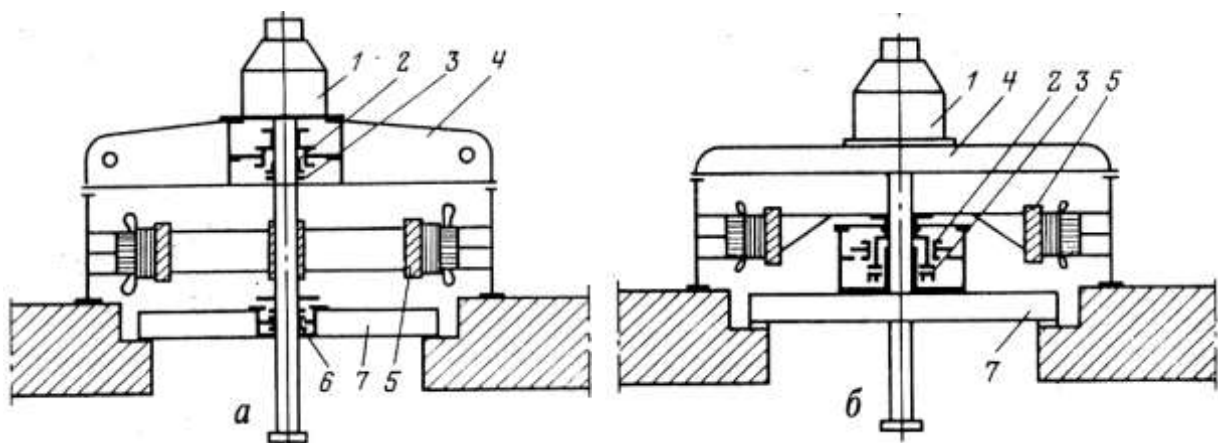


Рисунок 2.10 – Принципові схеми будови гідрогенераторів:

а – підвісний тип; б – зонтиковий тип;

1 – збуджувач; 2 – верхній напрямний підшипник; 3 – підп'ятник; 4 – верхня хрестовина; 5 – ротор; 6 – нижній напрямний підшипник; 7 – нижня хрестовина

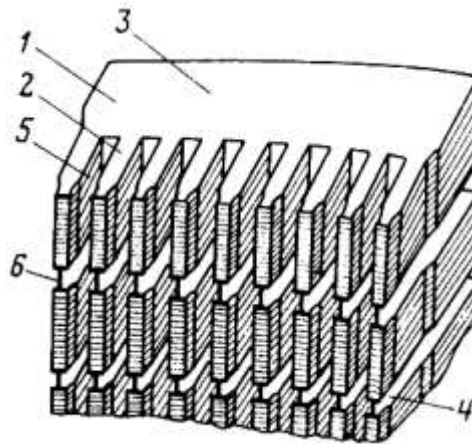


Рисунок 2.11 – Частковий пакет сердечника статора гідрогенератора:

1 – сегмент; 2 – зубець сегмента; 3 – спинка сегмента; 4 – радіальний канал;
5 – паз статора; 6 – розпірка

Статор гідрогенератора

Конструкція статора гідрогенератора має принципову подібність до статора турбогенератора. Його сердечник виготовляється з ізольованих один від одного листів холоднокатаної електротехнічної сталі, які формуються у пакети. Ці пакети чергуються з вентиляційними каналами, що забезпечують ефективне охолодження і зменшення вихрових струмів. Конструктивне рішення показано на рис. 2.11.

Для генераторів великої потужності застосовується стрижнева обмотка статора, яка складається з груп елементарних провідників, виготовлених з електротехнічної міді та ізольованих скловолокнистими або слюдяними матеріалами (аналогічно конструкції на рис. 2.8, а). У менш потужних гідрогенераторах застосовують котушкову обмотку, що є технологічно простішою у виготовленні та обслуговуванні.

Принципова різниця між роторами гідрогенераторів і турбогенераторів

Однією з головних конструктивних відмінностей між гідрогенераторами та турбогенераторами є тип ротора, що використовується. У той час як турбогенератори оснащуються неявнополюсними роторами через високу

частоту обертання (до 3000 об/хв), гідрогенератори працюють на значно менших швидкостях (до 750 об/хв), що зумовлює використання явнополюсних роторів.

Конструкція ротора гідрогенератора

Ротор гідрогенератора має форму колеса великого діаметра, що є необхідним для створення відповідної частоти при малій швидкості обертання. Загальна конструкція ротора включає два основні компоненти:

1. Внутрішня частина – остов ротора, який насаджується на вал за допомогою втулки. Ця частина виконує функцію опорної конструкції.
2. Зовнішня частина – обід, який формується з окремих сегментів (механічно з'єднаних або зварених між собою), що забезпечують радіальну міцність.

На ободі розміщуються полюси з обмотками збудження, які закріплюються механічно та електрично ізолюються. Полюси, зазвичай, виготовляють з м'якої магнітної сталі і оснащують намотаними мідними обмотками з ізоляцією класу H або V.

Залежність діаметра ротора від швидкості та потужності:

- При зменшенні частоти обертання генератора або збільшенні його потужності, зростає діаметр ротора.
- Це дозволяє забезпечити необхідну кількість полюсів і зберегти умови для формування синхронної частоти змінної напруги.

Технічне зауваження: Великий діаметр ротора у поєднанні з відносно низькою швидкістю обертання вимагає використання високоміцних матеріалів, які витримують значні відцентрові сили і забезпечують стабільність магнітної системи при довготривалій експлуатації.

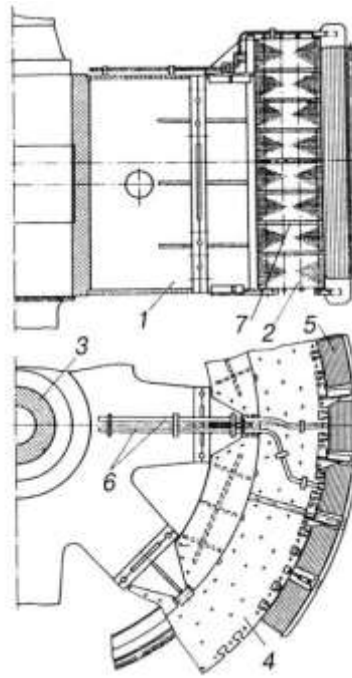


Рисунок 2.12 – Конструкція ротор гідрогенератора зі спицьовим остовом:

1 – остов; 2 – обод; 3 – вал;

4 – сегмент обода; 5 – полюс з котушкою обмотки збудження;

6 – струмопровід, який об'єднує обмотку збудження з контактними кільцями; 7 – вентиляційний радіальний канал

Механічні напруження та конструктивні особливості ротора

При великих діаметрах ротора гідрогенератора зростає ризик виникнення механічних напружень, радіальних вібрацій та зсуву центру мас, особливо у випадках раптового скидання навантаження або несправності системи регулювання обертів. Це вимагає точного балансування та застосування систем активного контролю.

Полюси ротора формуються з сердечника, зібраного з листової сталі, та котушки обмотки збудження, що виконується з мідного провідника прямокутного перерізу. У потужних гідрогенераторах застосовують порожнисті провідники, через які циркулює охолоджувальне середовище (вода або повітря), забезпечуючи пряме охолодження елементів обмотки.

Для покращення динамічної стійкості під час перехідних процесів полюси обладнуються демпферною обмоткою, що складається з масивних латунних або бронзових стрижнів, які з'єднані між собою накоротко мідними шинами. Це знижує амплітуду коливань електромагнітного моменту.

Комплексна структура гідрогенератора-двигуна СВО-1255/255-40 УХЛ4

У межах переддипломної практики було розглянуто конструкцію потужного вертикального реверсивного синхронного генератора-двигуна типу СВО-1255/255-40 УХЛ4, який застосовується на Дністровській ГАЕС. Його конструкція включає такі ключові вузли та системи:

1. Статор – зварний корпус із активною сталлю, трифазною обмоткою, фундаментними плитами та анкерними шпильками.
2. Ротор – вал, остов, шихтований обід, полюси з обмоткою збудження, контактні кільця для струмопідведення.
3. Хрестовина – несуча структура з напрямним підшипником, сегментами підп'ятника, масляною ванною та охолоджувачами.
4. Підп'ятник – ванна з ущільненнями, корпуси з опорами, сегментовані диски підп'ятника, система маслоохолодження.
5. Електричні виводи – головні та нульові виводи обмотки статора.
6. Підставка з траверсою та шинами збудження – основа електромагнітного з'єднання.
7. Перекриття шахти насос-турбіни – балки та сегменти перекриття.
8. Гідравлічна і масляна арматура – трубопроводи, клапани, прилади контролю.
9. Система вентиляції – повітроохолоджувачі, патрубки, повітряні щити.
10. Гальмівна система – гальмівні домкрати, трубопроводи, насос високого тиску, шафа керування.
11. Система пожежогасіння – трубопроводи з форсунками, запірні арматура, пожежні сенсори.
12. Система дренажу масляної пари – трубопроводи для відведення пари.
13. Система контролю і моніторингу – термоперетворювачі опору, датчики, шафи з'єднання.
14. Тиристорна система збудження – керована випрямна установка з регулятором, захистом і трансформатором.

15. Статичний перетворювач частоти – для запуску (використовується з 1-м та 3-м гідроагрегатами).
16. Запасні частини – надаються з першим гідрогенератором.
17. Монтажний інструмент і пристрої – комплект поставки з першим гідроагрегатом.
18. Експлуатаційні пристрої та інструмент – входить до складу основної поставки.
19. Монтажні матеріали – спеціалізовані витратні компоненти.

Примітка: Конструкція такого типу агрегату враховує вимоги до реверсивної роботи (режими генерації та двигуна), адаптацію до змін навантаження, стійкість до збурень та можливість дистанційного моніторингу технічного стану.

Загальна компоновка та вертикальне розташування вузлів

Гідрогенератор-двигун вертикального виконання із зонтиковим типом конструкції має єдиний напрямний підшипник, розташований у масляній ванні, інтегрований у хрестовину, яка монтується над ротором. Опора підп'ятника виконує опорну функцію на кришці насос-турбіни, забезпечуючи передачу навантаження через вертикальну вісь.

Кінематичний зв'язок валів

Втулка остова ротора щільно з'єднана безпосередньо з валом насос-турбіни, формуючи єдину обертальну систему. У верхній частині втулки ротора встановлюється вал-надставка, на якому розміщено втулку напрямного підшипника та контактні кільця для подачі живлення до обмотки збудження.

Монтаж статора

Статор монтується на бетонному фундаменті, розташованому у шахті гідроагрегату, та надійно фіксується анкерними шпильками. На верхній полиці основи статора розміщується хрестовина з розпірними домкратами, що забезпечує жорсткість конструкції.

Доступ до вузлів та експлуатаційне обслуговування

Рифлене перекриття хрестовини, встановлене врівень із підлогою машинного залу, служить робочим майданчиком. Вище встановлюється підставка (ковпак), усередині якої розміщується траверса контактних кілець. Закриття шахти насос-турбіни балками, розташованими під ротором, забезпечує майданчик для обслуговування підп'ятника та гальмівного обладнання.

Система вентиляції

Охолодження реалізоване за замкненим повітряним циклом, у якому частина гарячого повітря відбирається для обігріву приміщення машинного залу. Повітроохолоджувачі встановлюються по периметру корпусу статора, тоді як повітряроздільні щити (верхній і нижній) чітко розмежовують гарячі та холодні зони повітряного потоку.

Режими обертання

Напрямок обертання ротора залежить від режиму роботи:

- У генераторному режимі — за годинниковою стрілкою (при погляді зверху).
- У двигунному режимі — проти годинникової стрілки.

Модульність та обслуговування

Конструкція гідрогенератора-двигуна забезпечує зручність технічного обслуговування та ремонтних робіт, включаючи:

- Можливість локальної заміни пошкоджених елементів без демонтажу ротора.
- Проведення як поточних, так і капітальних ремонтів без порушення співвісності агрегату.

Це суттєво підвищує надійність експлуатації агрегату, зменшує простої та забезпечує довготривалу ефективну роботу в умовах гідроенергетичних об'єктів великої потужності.

2.3 Різновиди систем охолодження

У процесі роботи електричних генераторів виникають електричні втрати (в обмотках і активній сталі), які повністю перетворюються у тепло. Це призводить

до підвищення температури активних елементів машини, зокрема обмоток та магнітопроводів. Надмірне нагрівання є небажаним фактором, оскільки електроізоляційні матеріали втрачають свої діелектричні та механічні властивості при підвищенні температури, що може спричинити дефекти, пробої та скорочення ресурсу генератора.

Температурні обмеження

Граничні температури нагрівання залежать від класу термостійкості ізоляції та температури охолоджувального середовища. Наприклад, для ізоляції класу В допустима робоча температура:

- Обмотка статора – не більше 105 °C
- Обмотка ротора – не більше 130 °C

Зі зростанням температури прискорюється старіння ізоляції, що критично для надійності генератора. Тому для забезпечення стабільної роботи генераторів у тривалому режимі необхідно забезпечити ефективне відведення тепла.

Класифікація систем охолодження

Системи охолодження генераторів класифікують за способом теплообміну на:

- Непрямі (поверхневі) системи охолодження
- Безпосередні (внутрішні) системи охолодження

Непряме охолодження

У непрямій системі охолодження повітря або водень циркулює навколо активних частин генератора, не маючи прямого контакту з міддю обмоток. Тепло передається послідовно через:

1. Ізоляційні шари обмоток
2. Магнітопровід статора або ротора
3. Повітряний зазор та вентиляційні канали

Циркуляція газу здійснюється спеціальними вентиляторами. Основним недоліком цього способу є велике теплове навантаження на ізоляцію, оскільки вона є основним бар'єром теплопередачі.

Безпосереднє (внутрішнє) охолодження

У системах безпосереднього охолодження охолоджувальне середовище (повітря, водень, вода або масло) циркулює всередині самих обмоток або в каналах усередині провідників. У цьому випадку відведення тепла відбувається:

- Безпосередньо від міді провідників
- Шляхом контакту з охолоджувальним агентом

Це дозволяє значно зменшити перевантаження ізоляції, забезпечуючи оптимальний тепловий режим. Тому даний тип охолодження є більш ефективним і застосовується у високопотужних генераторах, де теплові навантаження є критичними.

Системи охолодження за типом середовища

Турбогенератори можуть бути оснащені наступними системами охолодження:

- Повітряна система охолодження
- Воднева система охолодження
- Рідинна (водяна або масляна) система охолодження

Гідрогенератори зазвичай охолоджуються:

- Повітрям
- Рідиною (найчастіше водою)

Контроль температурного режиму

У будь-якій системі охолодження критично важливо забезпечити, щоб температура активних частин не перевищувала допустимі значення. Для цього застосовуються:

- Датчики температури
- Автоматичні системи контролю
- Сигналізація перегріву та аварійне відключення

Системи охолодження не лише гарантують енергоефективність та безпечність роботи генераторів, але й визначають тривалість їхнього технічного ресурсу.

Безпосереднє рідинне охолодження генераторів

У сучасній практиці проектування та експлуатації потужних електричних машин система безпосереднього рідинного охолодження використовується для забезпечення максимально ефективного відведення тепла від обмоток та активної сталі генератора. Як охолоджувальне середовище у таких системах застосовують дистильовану воду або масло.

Переваги рідинного охолодження

Дистильована вода має вищу тепловідвідну здатність, ніж водень або масло, що забезпечує:

- Ефективніше відведення тепла
- Зменшення температурних градієнтів
- Можливість підвищення одиничної потужності генератора при тих самих габаритах

Крім того, на відміну від масла, вода:

- Не є горючою, що знижує ризики пожежі
- Не потребує створення високого тиску для циркуляції, зменшуючи енергоспоживання допоміжного обладнання (насоси)

З огляду на ці переваги, у генераторах великої потужності, що виготовляються у країнах СНД, зазвичай застосовується саме водяне охолодження.

Джерела охолоджувальної води

Для охолодження генераторів на електростанціях зазвичай використовують:

- Конденсат, відведений після турбін (вторинна обробка)
- Дистильовану воду, отриману спеціальними установками

Використання конденсату є технологічно доцільним, оскільки дозволяє реалізувати закриту рециркуляційну систему охолодження з мінімальними втратами.

Схема підключення рідинного охолодження

1. Обмотка статора:

- Подача охолоджувального конденсату здійснюється з боку турбіни
- Введення води реалізується через головки лобових частин обмотки
- Це забезпечує інтенсивне теплообмінне охолодження найбільш термічно навантажених зон

2. Обмотка ротора:

- Вода подається через центральний отвір вала
- Далі, по радіальним каналцям, вона направляється до лобових частин ротора
- Така система дає змогу точково охолоджувати місця із підвищеним тепловиділенням

3. Сердечник статора:

- Вентилується окремо за допомогою циркуляції водню
- Водень подається в генератор із газової установки, створюючи ефективне охолоджувальне середовище у повітряному зазорі та в зоні сердечника

3. РЕЖИМИ РОБОТИ СИНХРОННИХ ГЕНЕРАТОРІВ

3.1 Нормальні режими

Під нормальним режимом роботи генератора мають на увазі такий стан, у якому машина може експлуатуватись необмежено довго без перевищення встановлених нормативних обмежень. Це включає роботу при сталих або змінних навантаженнях у межах, визначених технічними умовами, — від мінімально допустимих значень до номінальних, зазначених у паспортних даних генератора. Також допустимою вважається експлуатація при регульованому навантаженні, за умови, що основні електричні, теплові та гідродинамічні параметри не перевищують встановлених граничних значень.

До головних параметрів, що визначають нормальний режим, належать повна потужність генератора, значення напруги і струму в обмотці статора, струм збудження в роторі, коефіцієнт потужності, частота, температура обмоток і сталі, а також тиск охолоджувального середовища. Варто зазначити, що допустимі значення струмів у статорі та роторі залежать не лише від навантаження, але й від параметрів охолодження — зокрема, температури та тиску газу (або іншого середовища), а також від рівня напруги на затискачах генератора. Ці дані узагальнюються у спеціальній режимній карті генератора, якою користуються в процесі експлуатації.

Якщо завод-виробник не надає чітких меж допустимих струмів при зниженій температурі охолоджувального газу, їх визначають експериментально, шляхом випробувань на нагрів. У випадку підвищення температури охолоджувального середовища понад номінальне значення, допустимі струми обмоток зменшуються до такого рівня, при якому температура обмоток не перевищує гранично допустимі значення. Для генераторів з газовим охолодженням межа становить температуру газу на вході до 55 °С, вище якої робота машини не дозволяється. У генераторів з

водяним охолодженням обмотки статора, при перевищенні температури води на вході, навантаження зменшують так, щоб температура води на виході не перевищила 85 °С.

Одним із важливих аспектів забезпечення нормального режиму є контроль вологості охолоджувального газу. Температура точки роси водню в корпусі генератора повинна бути нижчою, ніж температура води на вході у газоохолоджувач, і не перевищувати 15 °С. Це обмеження забезпечує вміст вологи в газі не вище 12,8 г/м³. Підвищення вологості відбувається не лише через протікання води у газоохолоджувачі, але й унаслідок потрапляння вологи з повітря, що надходить із масляних ущільнень. Надмірна вологість негативно впливає на ізоляцію обмоток, зменшує механічну міцність бандажів ротора, підвищує ризик утворення конденсату, особливо у зимовий період, і збільшує втрати на вентиляцію. Зокрема, кожен грам вологи на кубічний метр газу додає близько 0,8–1 % додаткових втрат.

Генератори з поверхневим водневим охолодженням допускають роботу на повітрі, проте тільки при зниженому навантаженні. Генератори із повним (внутрішнім) охолодженням працювати з повітряним охолодженням не можуть через високу ймовірність перегріву і пошкодження обмоток. У межах безпечного режиму вміст кисню в корпусі генератора повинен залишатися нижчим за 1,2 %, а в бачку продування — не перевищувати 2 %. Якщо вміст кисню наближається до цих меж, вживають заходів для очищення внутрішнього простору генератора шляхом продування його чистим воднем.

Стабільність напруги генератора є критичним параметром. Форма напруги повинна бути максимально близькою до синусоїдальної, із допустимою часткою зворотної послідовності не більше 1 %, а загальний вміст гармонік не повинен перевищувати 5 %. У робочому режимі допускається коливання напруги на затискачах статора в межах ± 5 % від номінального значення. При цьому генератор зобов'язаний забезпечити

повну номінальну потужність протягом певного часу. Наприклад, при напрузі 95 % струм у статорі збільшується, а при 105 % зростає струм збудження, що відповідно відбивається на теплових навантаженнях машини.

Довготривале відхилення напруги не повинно перевищувати $\pm 10\%$. Вихід за ці межі, особливо в сторону підвищення (більше 10,5 %), спричиняє збільшення індукції в магнітному колі, посилення збудження, зростання температури сердечника статора, додаткові втрати в роторі, а також небажані нагрівання у конструктивних елементах машини. Це вимагає ретельного моніторингу та захисту в системах керування синхронними генераторами.

3.2 Несиметричні режими

Несиметричний режим генератора характеризується відхиленням електричних струмів у фазах обмотки статора від рівноважного трифазного стану. Таке порушення симетрії виникає у разі роботи генератора на несиметричне навантаження або під дією зовнішніх впливів у системі електропостачання. До типових прикладів подібних режимів належать робота із суттєво однофазними споживачами, такими як індукційні печі, або електротягові установки, які створюють перебіс фазного навантаження. Несиметрія може також проявлятися у разі обриву одного з проводів лінії електропередачі, порушення цілісності ошиновки відкритого розподільчого пристрою (ВРП), некоректного фазного відключення при пофазному керуванні вимикачем, а також при з'єднанні генератора з мережею через трансформаторну групу, яка створює неповнофазне навантаження.

Особливе місце серед причин виникнення несиметрії займають несиметричні короткі замикання (КЗ), які є складним динамічним процесом, що може викликати як миттєві, так і затяжні перевантаження в окремих фазах генератора. У таких умовах у системі виникають струми

зворотної послідовності, які спрямовані у протилежному до основної послідовності напрямку обертання магнітного поля, тим самим створюючи додаткове навантаження на ротор машини.

Наявність тривалого струму зворотної послідовності у роторі генератора небезпечна через можливість локального перегріву, особливо у місцях розміщення демпферних обмоток, та виникнення теплових напружень, які можуть перевищити допустимі межі для обмоткових та конструктивних елементів ротора. Саме тому встановлюється обмеження на тривалість дії струмів зворотної послідовності, що залежить від конкретного типу генератора і визначається за критерієм термічної стійкості ротора.

З метою запобігання аваріям, пов'язаним із несиметричним вимкненням генератора, на електростанціях передбачаються спеціальні технічні заходи. Зокрема, в разі часткової відмови в роботі фаз вимикача, особливо в умовах пофазного керування, доцільним є застосування пристрою резервування вимкнення, відомого під назвою ПРВВ (пристрій резервного вимкнення вимикача). Цей прилад автоматично відключає генератор у разі, коли одна або кілька фаз вимикача не виконують своєї функції, тим самим захищаючи обладнання від роботи в небезпечному неповнофазному режимі.

Критичним наслідком неповнофазного вимкнення може стати перехід генератора у режим асинхронного двигуна зі зниженим збудженням або повною його відсутністю. У такому випадку генератор, замість вироблення електроенергії, починає споживати реактивну потужність із мережі, що супроводжується виникненням неприпустимих режимів не лише для самого генератора, але й для суміжних елементів енергосистеми. Цей процес особливо небезпечний під час планової зупинки генератора, коли одночасно відбувається відключення вимикача і збудження, адже може неочікувано змінитися напрямок потужності у мережі.

Таким чином, забезпечення належного реагування систем автоматичного керування і захисту, а також урахування несиметричних режимів при проектуванні та експлуатації генераторів, є надзвичайно важливими умовами надійної і довготривалої роботи синхронних машин.

3.3 Асинхронні режими

У процесі експлуатації генератора можуть виникати ситуації, пов'язані з втратою збудження. Це може бути наслідком відмови збудника або ушкодження його ланцюгів і допоміжного обладнання. У таких випадках, залишаючись підключеним до шини, генератор втрачає синхронізацію з системою та переходить у так званий асинхронний режим. Цей режим може бути короткочасним і зазвичай триває під час автоматизованого перемикання з основного збудника на резервний або навпаки.

У момент зниження магнітного потоку, який раніше підтримувався струмом у роторній обмотці, машина переходить з режиму генерації активної потужності до споживання реактивної енергії з мережі. Це супроводжується глибокими змінами в електромагнітному стані машини.

Асинхронний момент турбогенераторів типів ТВФ, ТВВ та ТГВ при незначних ковзаннях має достатньо жорстку характеристику. У випадках, коли збудження зберігається частково, а навантаження становить приблизно половину від номінального, навіть при повному роз'єднанні роторної обмотки, ковзання зазвичай не перевищує 0,3–0,8 %, а втрати в роторі залишаються на рівні 0,3–0,9 від номінальних втрат на збудження. При цьому струм статора може наближатися до номінального, або зростати не більше ніж до 1,15 від номінального значення.

Допустимий час перебування генератора у режимі асинхронного обертання залежить від його конструкції, типу системи охолодження та величини прикладеного навантаження. Зокрема, для машин потужністю до 100 МВт із системою охолодження, що базується на непрямому або безпосередньому

відведенні тепла, тривалість такого режиму не повинна перевищувати 30 хвилин при активному навантаженні на рівні 50–70 % від номінального. Для машин з опосередкованим охолодженням, особливо за умов високої потужності, цей час суттєво скорочується — до 1–3 хвилин, необхідних для повторного ввімкнення збудника і відновлення синхронізації. У цьому режимі критично важливо, щоб струм статора не перевищував допустимих значень, встановлених технічними регламентами.

Особливу небезпеку асинхронний режим становить для турбогенераторів з безпосереднім охолодженням обмотки ротора. У таких машинах максимальний асинхронний момент зазвичай менший, ніж у генераторів з непрямим охолодженням, а тому при роботі з навантаженням, наближеним до номінального, швидко зростає ковзання, що супроводжується збільшенням струму в статорі. Різке зростання швидкості обертання ротора може призвести до спрацювання системи захисту — автоматичного вимкнення турбіни, ініційованого перевищенням граничної частоти обертання.

Щоб обмежити цей ризик, у турбінах великої потужності (наприклад, 300 МВт) застосовують високошвидкісні електрогідравлічні регулятори, які підтримують оберти в допустимих межах і, при необхідності, автоматично обмежують подачу пари до турбіни.

Під час асинхронного режиму в роторі виникають значні струми, які циркулюють у зубцях, клинах та корпусі ротора, створюючи локальні зони перегріву. Ці втрати особливо небезпечні для обмотки ротора, якщо вона підключена до системи випрямлення — в цьому випадку може виникнути обернена полярність напруги, а величина цієї напруги, особливо при великих ковзаннях, досягає значень, що перевищують допустимі межі для елементів випрямляча і самої обмотки.

Використання асинхронного режиму як проміжного стану для переходу генератора до резервного збудження є виправданим лише за умови чіткого дотримання ряду експлуатаційних вимог. Зокрема, при фіксації зменшення збудження оператор повинен негайно знизити активне навантаження до рівня

номінального. За відсутності автоматичних засобів підтримки, потрібно вручну за допомогою керування шунтовим реостатом, коректора чи компаундуючої обмотки, спробувати відновити магнітне поле. У разі неможливості такої дії слід оперативно переключити систему на резервний збудник із відповідним керованим переходом.

Відновлення синхронізації втраченого генератора виконується шляхом поступового підвищення струму збудження та одночасного зменшення активного навантаження. Якщо протягом допустимого часу синхронізм не встановлюється, генератор необхідно відключити від мережі.

Гідрогенератори, які не обладнані демпфувальними обмотками, характеризуються низьким максимальним асинхронним моментом і пласкою характеристикою моменту, що призводить до значного зростання частоти обертання у випадку втрати збудження. Це явище є вкрай небезпечним, оскільки за таких умов машина майже не споживає потужності і не створює гальмівного моменту. Натомість гідрогенератори з демпферною обмоткою мають значно більшу стійкість, оскільки максимальний асинхронний момент у них вищий, а характеристика — крутіша. Проте через значне ковзання (до 3–5 %) виникає ризик перегріву демпферних обмоток, що вимагає обмеження часу перебування в асинхронному режимі до кількох секунд — лише для завершення переходу до нового режиму збудження.

Таким чином, асинхронний режим може бути корисним лише як проміжний технічний стан, який дозволяє уникнути аварійної зупинки генератора. Його тривалість, умови реалізації та параметри навантаження повинні ретельно контролюватися, а система керування збудженням — оперативно реагувати на зміну режиму для забезпечення стабільної та безпечної роботи генераторної установки.

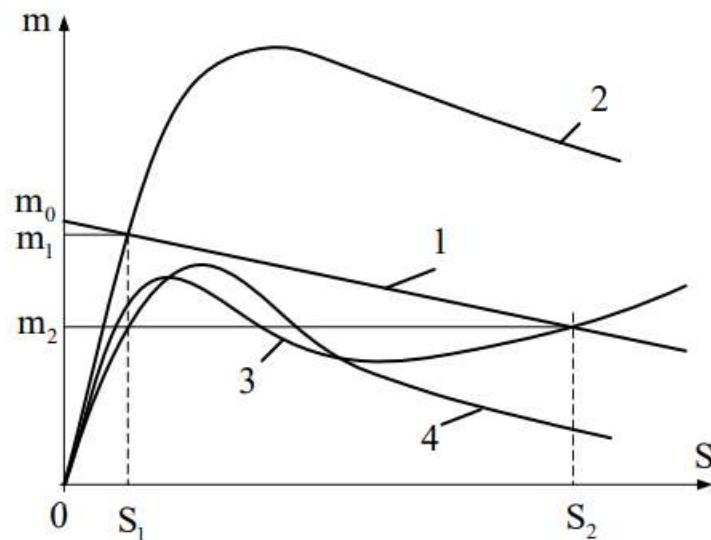


Рисунок 3.1 – Характеристики турбіни і асинхронного моментів генераторів

1 – регулювальна характеристика турбіни; 2 – асинхронний момент ТГ; 3 – асинхронний момент ГГ з демпферними обмотками; 4 – асинхронний момент ГГ без демпферних обмоток

3.4 Пускові режими

Пуск генератора — це складний і відповідальний процес, що супроводжується суттєвими електромагнітними та тепловими навантаженнями. Під час підключення машини до мережі відбувається короткочасний пропуск великих пускових струмів, які за своєю природою можуть бути співмірними зі струмами короткого замикання. Такий електродинамічний вплив призводить до значного просідання напруги в мережі. Якщо запуск затягується, то надмірне тепловиділення викликає перегрівання активних частин машини, що може порушити цілісність ізоляції, викликати локальні механічні напруження і вивести генератор з ладу.

Оцінка режиму пуску завжди має включати в себе аналіз теплового стану генератора після запуску. Зокрема, при запуску з холодного стану (особливо після тривалої зупинки) ризик виникнення великих температурних градієнтів значно зростає. Це обумовлено низьким початковим

температурним фоном активних частин, що при інтенсивному навантаженні може викликати локальні термічні деформації, тріщини у конструкційних матеріалах або зсуви обмоток у пазах.

Пуск синхронної машини традиційно реалізується в три етапи. Першим з них є початкове обертання ротора. Цей етап реалізується шляхом надання ротору необхідної початкової швидкості, яка дозволить надалі ввести машину в синхронізм з мережею. Для цього можуть застосовуватися різні технічні рішення. Найбільш поширеним методом є використання допоміжного асинхронного двигуна з фазним ротором, жорстко з'єднаним із валом основної машини. Такий двигун запускається за допомогою регульованого реостата, підключеного до його роторної обмотки. Потужність цього пускового двигуна, як правило, становить від 1 до 10 % від номінальної потужності генератора. Цей підхід дозволяє оптимізувати співвідношення між вартістю системи запуску та допустимим часом пуску.

У сучасних синхронних машинах також використовуються спеціальні демпферні обмотки, які водночас виконують функцію стабілізації машини в перехідних режимах та дозволяють реалізовувати асинхронний пуск. Ці обмотки виконані у вигляді короткозамкненої конструкції, аналогічної «білячій клітці», і дозволяють машині приєднуватись до мережі в асинхронному режимі з наступною синхронізацією після набору обертів.

При асинхронному запуску синхронний генератор без попереднього збудження підключається до мережі з пониженим рівнем напруги (повністю або частково) та поступово розганяється до швидкості, близької до синхронної. Після досягнення необхідного рівня обертів вмикається система збудження, й машина переходить у синхронний режим. Такий спосіб є простим та економічно ефективним, однак він супроводжується значними пусковими струмами, особливо за умов подачі повної напруги з мережі. В цьому разі пуск відбувається швидко, зазвичай в межах 0,5–1,5 хвилини, але потребує належного захисту мережі та обладнання.

Завершальним етапом пускового режиму є поступове введення генератора в робочий навантажений режим. Після синхронізації генератора з мережею виникає необхідність поступового підвищення активної потужності. Швидкість нарощування навантаження обмежується тепловими інерціями елементів турбіни та генератора, зокрема теплообмінними властивостями сталі, міді, ізоляційних матеріалів та охолоджувальних контурів.

Для турбогенераторів перша фаза навантаження, як правило, здійснюється з градієнтом 250–300 кВт/хв, що забезпечує рівномірне прогрівання турбіни та виключає локальні температурні деформації. Після виходу на стабільний режим роботи можливе нарощування потужності зі швидкістю до 1 МВт/хв. Повна тривалість етапу введення в навантаження може досягати кількох годин, залежно від початкового температурного стану агрегату та вимог системного диспетчерського керування.

Порушення вимоги щодо поступового набору навантаження є недопустимим. Раптова зміна активної потужності викликає не лише термічні перенавантаження, але й динамічні механічні впливи на обмотки, сердечник та підшипникові вузли. Через відмінність у коефіцієнтах теплового розширення сталі та міді виникають зсуви намотувальних елементів в пазах, що може призвести до стирання або пробою ізоляції, появи мікротріщин або навіть обривів провідників.

Найбільш уразливими до таких пошкоджень є обмотки регулюючих машин, що працюють в умовах частих змін навантаження. Вони особливо потребують ретельного контролю теплових режимів та дотримання нормативних обмежень при запуску.

Таким чином, пусковий режим є критично важливим етапом в життєвому циклі синхронної машини. Його успішна реалізація забезпечує не лише ефективність включення генератора в мережу, а й довговічність його роботи в умовах навантаження, запобігає аваріям і підвищує надійність експлуатації.

4. ФОРМУВАННЯ ГРАФІКІВ ГЕНЕРУВАННЯ НА РІЗНИХ ДИСПЕТЧЕРСЬКИХ РІВНЯХ

4.1 Структура диспетчерських рівнів в енергосистемі

Енергосистема України являє собою багаторівневу ієрархічну структуру, в якій реалізується централізоване управління процесами генерації, передачі та споживання електроенергії. Функціонування цієї системи забезпечується завдяки чіткій координації диспетчерських рівнів, кожен із яких виконує специфічні завдання з урахуванням відповідальності, просторового охоплення та технічного ресурсу.

Ключовою складовою є Об'єднана електроенергетична система (ОЕС) України, яка функціонує як єдиний технологічний комплекс. Згідно з визначенням, ОЕС включає сукупність електростанцій, електричних і теплових мереж, а також допоміжних об'єктів електроенергетики, об'єднаних спільним режимом роботи під централізованим управлінням. Основна функція ОЕС полягає в забезпеченні надійного енергопостачання внутрішнім споживачам, а також в реалізації зовнішньоекономічної діяльності, пов'язаної з експортом та імпортом електроенергії через міждержавні з'єднання.

Структура генерації базується на використанні централізованих джерел електроенергії, серед яких провідну роль відіграють атомні, теплові та гідроелектростанції. Атомна генерація представлена чотирма атомними електростанціями, які забезпечують близько половини всього виробництва електроенергії в країні. Теплова енергетика реалізується через чотирнадцять великих ТЕС та три ТЕЦ, що генерують майже 44% електроенергії. Гідроенергетика охоплює вісім великих ГЕС та ГАЕС і виробляє близько 6% обсягу електроенергії. Разом з тим, функціонують малі ТЕЦ, невеликі ГЕС та об'єкти, що використовують відновлювані джерела енергії, включаючи сонячні, вітрові та біоенергетичні установки.

Загальна встановлена потужність електростанцій ОЕС України становить понад 50 ГВт. Переважна частина цієї потужності припадає на ТЕС — понад 61%, тоді як АЕС забезпечують 25%, а ГЕС — 9%. Потужність електростанцій, готова до експлуатації з урахуванням тимчасово виведених з роботи або реконструйованих блоків, оцінюється на рівні 47 ГВт. Для забезпечення надійного покриття пікових навантажень система здатна задіяти до 32 ГВт, що дозволяє утримувати резерв потужності на рівні близько 32% від сумарного значення.

Основу теплової генерації складають понад сотня енергоблоків одиничною потужністю від 150 до 800 МВт. Така структура дозволяє оперативно маневрувати генераційною потужністю залежно від поточного стану навантаження та потреб мережі. Наявність значної кількості маневрених блоків у поєднанні з централізованим диспетчерським управлінням створює умови для стійкого функціонування всієї системи навіть у складних погодних або аварійних ситуаціях.

Керування режимами роботи ОЕС здійснюється через декілька диспетчерських рівнів. Центральний диспетчерський пункт виконує стратегічне управління на рівні всієї об'єднаної системи, координуючи балансові й частотні параметри, а також визначаючи загальні умови експлуатації обладнання. Обласні та регіональні диспетчерські служби реалізують оперативне управління в межах своїх зон відповідальності, включаючи перерозподіл навантаження між окремими вузлами мережі, контроль за видачею потужності електростанціями, а також моніторинг технічного стану обладнання.

Отже, диспетчерська структура ОЕС України побудована на основі чіткої ієрархії управлінських рівнів, які взаємодіють у реальному часі. Це забезпечує стабільність енергопостачання, оперативне реагування на зміну параметрів навантаження та аварійні ситуації, а також інтеграцію з енергосистемами інших держав відповідно до міжнародних стандартів. Завдяки такій структурі можливо не лише забезпечити безперервне функціонування енергетичної системи, а й

ефективно її модернізувати з урахуванням зростання частки ВДЕ та цифровізації галузі.

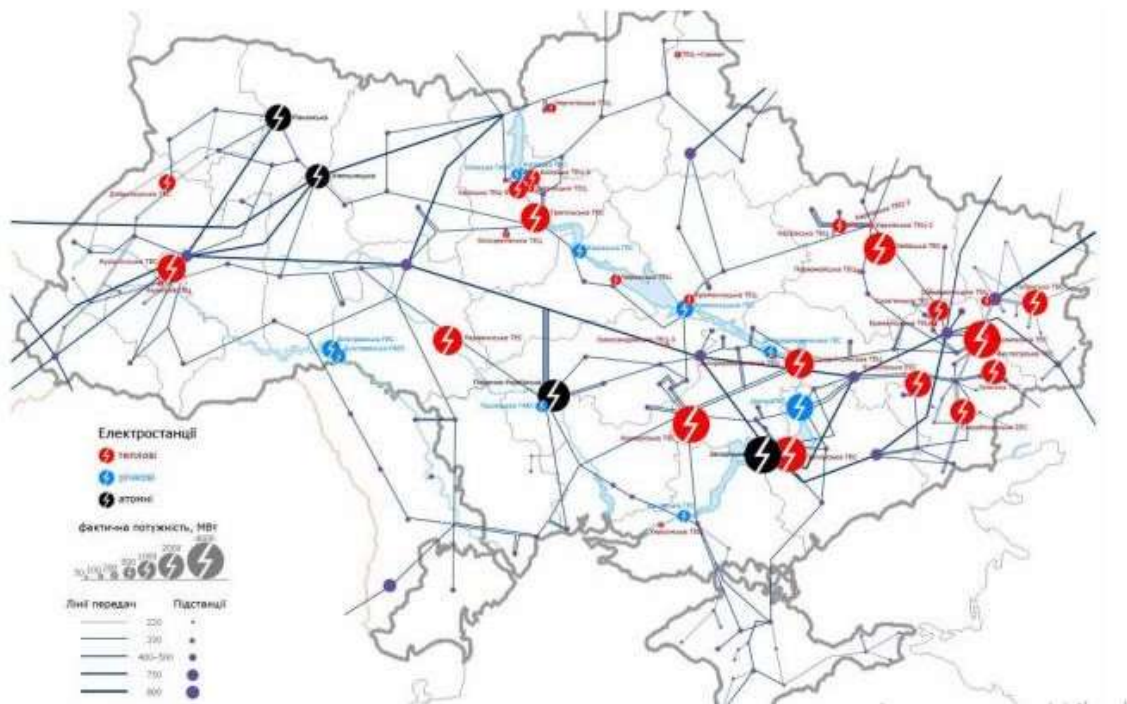


Рисунок 4.1 - Електростанції та магістральні ЛЕП України

В умовах функціонування багаторівневої диспетчерської структури ОЕС України центральне місце належить державному підприємству, уповноваженому на здійснення оперативно-технологічного управління енергетичною системою. Це підприємство виконує безпосередні функції оперативного планування, контролю режимів генерації, передачі та розподілу електроенергії, а також забезпечення надійності роботи ОЕС в цілому. Згідно з чинним законодавством, усі рішення та розпорядження, які видаються диспетчерськими органами, є обов'язковими для виконання усіма суб'єктами господарювання, що експлуатують об'єкти, підключені до ОЕС.

Організаційна структура оперативно-диспетчерського управління (ОДУ) включає три основних рівні: загальнонаціональний, регіональний та місцевий. На національному рівні централізоване управління охоплює усю територію

України й забезпечує узгоджене функціонування генераційних потужностей, єдину політику балансування виробництва та споживання енергії, координацію режимів паралельної роботи з енергосистемами сусідніх держав та оперативне реагування на позаштатні ситуації.

Регіональні диспетчерські центри, які підпорядковуються центральному органу, здійснюють управління енергетичними процесами в межах адміністративно визначених зон. До їхніх обов'язків входить розподіл навантаження між окремими генераційними джерелами, контроль параметрів електричних мереж у регіоні, а також передача розпоряджень на нижчий рівень управління.

Місцеві диспетчерські пункти, як складова частина регіональної структури, відповідають за оперативне управління роботою конкретних енергетичних об'єктів, зокрема електростанцій, трансформаторних підстанцій та вузлів розподілу. У їх компетенції — безперервний моніторинг технічного стану обладнання, реалізація технічних команд від РДЦ, а також первинна реакція на локальні збої.

Система ОДУ забезпечує координацію усіх технологічних режимів об'єктів енергетики, включаючи споживання на рівні великих промислових споживачів, що мають власні енергоприймаючі установки. У межах її функціоналу реалізується планування генераційного навантаження з урахуванням теплового споживання (у разі роботи ТЕЦ), регулювання напруги, а також контроль частоти та обмінів електроенергії на міждержавному рівні. Одним із ключових завдань є попередження та ліквідація аварійних ситуацій, що досягається шляхом оперативного балансування потужності та інтеграції протиаварійної автоматики.

Суттєвим аспектом роботи централізованої диспетчерської системи є безперервний розвиток засобів зв'язку та інформаційного супроводу. Розробка та впровадження систем протиаварійного захисту, засобів телемеханіки та SCADA-платформ супроводжується відповідним контролем за їх експлуатацією.

Юридично диспетчерська структура має чітке регламентування. Жодні

втручання у процес оперативно-технологічного управління з боку сторонніх органів — політичних, громадських чи інших інституцій — не допускаються, окрім випадків, прямо передбачених законодавством. Така централізація управління забезпечує цілісність і стійкість функціонування ОЕС України як технологічно єдиної системи.

Виконання функцій управління основною мережею Об'єднаної енергетичної системи України покладається на Національну енергетичну компанію "Укренерго" та її структурні підрозділи, які представлені регіональними енергетичними системами (ЕЕС). Їхня діяльність орієнтована на забезпечення надійної паралельної роботи електростанцій у межах ОЕС України, а також з енергосистемами суміжних країн. Важливою функцією є також стабілізація режиму роботи мережі, забезпечення безперервної передачі електроенергії до енергопостачальних компаній та споживачів, які безпосередньо живляться від основної мережі, і дотримання вимог енергетичної безпеки держави.

Організація диспетчерського управління в Україні побудована на ієрархічному принципі, який передбачає чітке підпорядкування нижчестоячих диспетчерських рівнів вищестоящим. Центральну координуючу роль у цій структурі виконує НЕК "Укренерго", що виступає органом вищого рівня оперативно-диспетчерського управління. Саме ця організація визначає повноваження та функції енергопостачальних компаній, а також електростанцій системного значення, зокрема потужних теплоелектростанцій, атомних станцій та гідроелектростанцій каскадів Дніпра й Дністра.

Планування режимів роботи Об'єднаної енергетичної системи України здійснюється з урахуванням низки критично важливих чинників. Йдеться, насамперед, про забезпечення збалансованості між графіками споживання електроенергії та навантаженням електростанцій, виходячи з поточної ситуації на оптовому ринку електроенергії, наявності паливно-енергетичних ресурсів, технічного стану обладнання, реальних режимів роботи енергетичних вузлів і пропускної здатності теплових і електричних мереж. Значну увагу приділяють

дотриманню вимог паралельної роботи з енергосистемами суміжних країн, зокрема в контексті міждержавних перетоків.

Ефективність режимно-оперативного управління забезпечується застосуванням технічних засобів автоматизації — таких як протиаварійна автоматика (РЗА), автоматизовані системи диспетчерського управління (АСДУ), засоби телемеханіки (ЗДТУ). Надійність та економічність функціонування енергосистеми забезпечується також за рахунок наявності достатніх обортових резервів потужності, відповідно до вимог оптового ринку.

Планування режимів має двокомпонентну структуру — довготермінову і короткотермінову. При цьому аналізуються статистичні та оперативні дані, добові відомості, прогнози навантаження, а також дані від ДП “Енергоринок”, що формуються на основі цінових заявок генеруючих компаній та енергопостачальників. Крім цього, враховуються результати вимірювань режимів напруги та перетоків потужності у ключових вузлах ОЕС, які проводяться двічі на рік, а також техніко-економічні характеристики обладнання ТЕС, ТЕЦ і водотоки основних річок країни.

Значна роль у режимному плануванні належить гідравлічним розрахункам теплових мереж, визначенню меж допустимих навантажень на обладнання та ЛЕП, а також аналізу даних про введення нових потужностей або виведення старих на реконструкцію. Усі ці дані враховуються при розробці ремонтних графіків основного обладнання, при цьому особлива увага приділяється забезпеченню паливної незалежності — наявності незнижуваних мінімальних запасів палива на електростанціях та гарантованій роботі парових систем у зимовий період.

4.2 Методи прогнозування навантаження

Процес прогнозування навантаження є фундаментальним етапом у системі оперативного управління електроенергетикою, зокрема під час формування погодинних, добових, тижневих та сезонних графіків генерації. Надійне передбачення зміни електроспоживання дозволяє завчасно підготувати резерви

потужності, забезпечити стабільність частоти в енергосистемі, зменшити втрати енергії в мережах і гарантувати економічність роботи генераційного обладнання.

Серед методів, що застосовуються у практиці прогнозування навантаження, особливої уваги заслуговують три ключові підходи, кожен з яких орієнтований на певні часові масштаби та структуру вхідних даних.

Перший із них — метод формових відображень. Він передбачає використання наперед сформованих типових графіків навантаження, побудованих на основі статистичних спостережень за споживанням енергії в аналогічні періоди минулих років. Такий підхід передбачає врахування добових, тижневих і сезонних коливань. Основна ідея методу полягає в тому, що в умовах повторюваності поведінки споживачів можливо апроксимувати майбутні навантаження за допомогою стандартних кривих, адаптованих з урахуванням актуальних коригувальних коефіцієнтів. Його перевагою є простота реалізації та оперативність, однак точність може суттєво знижуватися у випадку нестандартних умов, наприклад, за раптового похолодання або в умовах змін енергетичної структури.

Другий метод базується на регресійному аналізі. У цьому випадку прогнозування здійснюється шляхом побудови математичної моделі, яка встановлює залежність між обсягом навантаження та зовнішніми впливаючими факторами, такими як температура повітря, календарні характеристики (день тижня, святкові дні), час доби, економічна активність тощо. Регресійні моделі дозволяють здійснювати кількісну оцінку впливу кожного параметра, що значно підвищує точність прогнозу за наявності повних і якісних вхідних даних. Однак важливо зазначити, що цей підхід може виявляти лінійні залежності, тоді як реальні зв'язки між параметрами можуть бути значно складнішими.

Найсучасніший і потенційно найефективніший підхід базується на застосуванні штучних нейронних мереж. Нейромережеві моделі забезпечують можливість виявлення складних, нелінійних та динамічно змінюваних

взаємозв'язків між численними вхідними змінними. На відміну від класичних моделей, вони не вимагають попереднього припущення щодо форми функціональної залежності між змінними. Завдяки високій гнучкості та здатності до навчання на основі великих масивів даних, ці моделі демонструють високу точність навіть у складних та нестійких умовах. Однак до їх недоліків можна віднести велику вимогу до обчислювальних ресурсів, необхідність довготривалого тренування мережі, складність інтерпретації результатів і ризики переобучення (overfitting) за нестабільних вхідних даних.

Вибір конкретного методу прогнозування навантаження залежить насамперед від доступності історичних і оперативних даних, ступеня точності, що вимагається для оперативного чи стратегічного планування, а також від часу, доступного на обробку інформації. У практиці енергетичних компаній доцільним є поєднання зазначених методів у багаторівневі гібридні схеми, що дозволяє досягти високої адаптивності та точності прогнозу за змінних зовнішніх умов.

4.3 Розрахунок графіків генерування

Формування графіків генерування є ключовим елементом оперативно-диспетчерського управління в енергосистемі, оскільки дозволяє забезпечити узгоджене функціонування джерел генерації з потребами електроспоживачів, дотримуючись при цьому технічних обмежень і нормативних вимог. Цей процес є багаторівневим і охоплює комплекс математичних моделей, алгоритмів оптимізації та методів прогнозування.

У фундаменті формування графіків лежить попередньо розраховане прогнозоване навантаження, яке визначається на основі аналізу історичних даних, погодних умов, сезонних коливань, економічної активності споживачів тощо. Для розрахунку навантаження можуть використовуватись як традиційні методи (наприклад, регресійний аналіз), так і сучасні інструменти штучного

інтелекту, зокрема моделі штучних нейронних мереж. Якість цього прогнозу має вирішальне значення для точності подальшого балансування генерації та споживання.

Наступним важливим етапом є забезпечення балансу між виробленням електроенергії та її споживанням. Згідно з основним принципом роботи електроенергетичної системи, у будь-який момент часу сумарна потужність, що генерується усіма джерелами, має дорівнювати загальному навантаженню, включно з втратами у мережі. Недотримання цього балансу призводить до відхилень частоти, що є неприйнятним для стабільної роботи системи. Тому у графіках генерування передбачається наявність обертового резерву потужності, який дозволяє оперативно компенсувати можливі коливання або аварійні зміни в системі.

Формування графіків здійснюється з урахуванням низки технічних обмежень, серед яких: мінімальні та максимальні значення активної та реактивної потужності окремих блоків, допустимі швидкості зміни навантаження, обмеження за температурними режимами, станом резервного обладнання, графіками планових ремонтів тощо. Окрім того, враховуються режими паралельної роботи з енергосистемами суміжних країн, що впливає на межові перетоки потужності та допустиме навантаження на міждержавні лінії.

У розрахунках графіків можуть використовуватись методи лінійного або нелінійного програмування, стохастичні моделі, а також спеціалізовані програмні комплекси АСДУ, які автоматизують процес оптимального розподілу навантаження між генераторами з урахуванням критеріїв мінімізації втрат, підвищення надійності, зниження експлуатаційних витрат тощо.

Таким чином, формування графіків генерування є високотехнологічним процесом, що базується на глибокій математичній обробці великого обсягу даних, забезпечуючи надійне, безпечне та економічно ефективне функціонування об'єднаної енергетичної системи.

У процесі складання графіків генерування ключову роль відіграють технічні обмеження генераційного обладнання. Кожна електрогенеруюча

одиниця має визначені межі допустимого діапазону потужності, в якому вона може працювати впродовж тривалого часу без порушення умов надійності, ефективності та безпеки. Ці межі обумовлюються конструктивними особливостями генераторів, системами охолодження, механічними навантаженнями на роторно-турбінні вузли та характеристиками збудження. Зокрема, передбачено мінімальну потужність, нижче якої агрегат не може стабільно функціонувати, та максимальну потужність, перевищення якої може спричинити перегрів, перенапруги або інші критичні явища. Таким чином, при формуванні графіка генерації обов'язково враховується, щоб кожна одиниця працювала в межах свого допустимого діапазону потужності. Це дозволяє уникнути перевантажень обладнання та забезпечує економічний режим експлуатації.

Ще одним фундаментальним аспектом формування графіків є врахування резервів потужності. У структурі кожної енергосистеми передбачається наявність обертового, аварійного або холодного резерву, що може бути оперативно введений у роботу в разі виникнення нестандартної ситуації. Наприклад, раптове відключення великого генеруючого блоку або різке зростання споживання електроенергії, спричинене змінами погодних умов або аваріями в мережі, потребують швидкої компенсації дефіциту потужності. Для цього і формуються спеціальні резервні обсяги, які або підтримуються в готовності (режим холостого ходу або мінімального навантаження), або підключаються автоматично згідно з алгоритмами протиаварійної автоматики. Як правило, величина резерву визначається з урахуванням найбільшого можливого одиничного відключення в системі (так званий принцип N-1) та становить від 10 до 20 % від поточного навантаження, залежно від конкретних умов роботи системи.

Слід також зазначити, що не всі генераційні потужності можуть бути рівнозначно використані в будь-який момент часу. Деякі з них можуть бути тимчасово недоступними через планові ремонти, аварії або обмеження в паливостачанні. Це також враховується при формуванні графіків, щоб не

перевищити наявні ресурси та не поставити під загрозу стабільність енергопостачання.

Таким чином, уся сукупність графіків генерації формується як результат балансу між прогнозованим навантаженням, технічними характеристиками генераторів, вимогами до резервування, а також економічними та експлуатаційними критеріями. Від точності цього планування залежить не лише стабільна робота енергосистеми, але й загальна економічна ефективність її функціонування.

$$P_{\text{резерв}} = P_{\text{макс}} - P_{\text{ген}}$$

де:

- $P_{\text{резерв}}$ — резерв потужності,
- $P_{\text{макс}}$ — максимальна доступна потужність генерації,
- $P_{\text{ген}}$ — поточна потужність генерації.

Ці формули є основою для розрахунку та формування графіків генерування, що забезпечують ефективне та надійне функціонування енергосистеми.

1.4 Практичні аспекти формування графіків генерування

Інтеграція відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в енергосистему значною мірою змінює класичні підходи до планування режимів виробництва електроенергії. Найпоширенішими з них в Україні є сонячні та вітрові електростанції, які відзначаються високою нестабільністю генерованої потужності. Це обумовлює складність формування точних графіків генерування, особливо у короткотерміновому та оперативному плануванні.

Зокрема, сонячна генерація тісно пов'язана з добовим і сезонним коливанням рівня інсоляції. Вплив мають також погодні умови, насамперед

хмарність, наявність атмосферних опадів, пилу та температури довкілля. Через це, навіть при наявності потужних сонячних станцій, їх внесок у загальне навантаження є значною мірою прогнозним, а не гарантованим.

Своєю чергою, вітрова енергетика залежить від швидкості, напрямку та турбулентності повітряного потоку, що піддається як добовим, так і погодним флуктуаціям. Внаслідок цього графік генерації вітрових електростанцій є нестійким і потребує спеціальних алгоритмів згладжування коливань та забезпечення резервної підтримки з боку більш інерційних джерел енергії, таких як теплові або гідроелектростанції.

Для підвищення керованості генерації від ВДЕ в практиці сучасної енергетики активно впроваджуються концепції віртуальних електричних станцій (ВЕС). Такий підхід полягає у об'єднанні в єдиний керований комплекс різнорідних елементів: сонячних і вітрових електростанцій, накопичувачів енергії (акумуляторів), дизель-генераторів та навантаження, що підлягає керуванню. Це дозволяє здійснювати координацію їхньої роботи, компенсувати варіативність виробництва від ВДЕ, а також підтримувати частоту та напругу в електричних мережах.

Формування графіків генерації для ВЕС потребує врахування як прогнозованого навантаження, так і фактичної доступності ресурсів. Ураховуються також погодні прогнози, параметри акумуляторних систем, обмеження на заряд/розряд, та технічні характеристики об'єднаних джерел. Завдяки цьому досягається гнучка та адаптивна реакція на зміни попиту та пропозиції на ринку електроенергії.

Правове поле функціонування енергетичних об'єктів з ВДЕ та побудови режимів роботи енергосистеми регулюється рядом законодавчих і нормативних документів. До найважливіших з них належать Закон України "Про ринок електричної енергії", а також підзаконні акти, зокрема постанова НКРЕКП "Про затвердження Правил ринку електричної енергії", та Інструкція щодо

застосування графіків обмежень і аварійних відключень. Вони визначають процедури складання, погодження та виконання графіків, встановлюють межі відповідальності операторів систем передачі, розподілу та учасників ринку.

Особливої важливості набуває застосування математичних моделей під час прогнозування навантаження та розроблення графіків. Залежно від часової шкали та доступності вхідних даних, застосовуються різні підходи — від простих регресійних методів до складних систем штучного інтелекту, зокрема нейронних мереж. Методи оптимізації, такі як лінійне програмування, методи Лагранжа або еволюційні алгоритми, дозволяють враховувати технічні обмеження генераторів, резерви потужності, економічні критерії і забезпечувати найкращу конфігурацію роботи енергосистеми у конкретних умовах.

Загалом, включення ВДЕ в структуру генерування електроенергії вимагає не лише адаптації методів прогнозування, але й переходу до нової філософії енергетичного планування, яка базується на децентралізації, цифровізації та забезпеченні гнучкості енергосистеми.

4.5 Аналіз розглянутих методів та підходів

Порівняння методів прогнозування навантаження

Метод прогнозування	Переваги	Недоліки
Формові відображення	Простота реалізації; базується на історичних даних	Не враховує змін зовнішніх факторів
Регресійний аналіз	Дає змогу враховувати вплив кількох факторів (температура, день тижня)	Може не враховувати складних нелінійних залежностей
Нейронні мережі	Висока точність при наявності великих обсягів даних	Складність навчання; потреба у великих обчислювальних ресурсах

Аналіз методів прогнозування навантаження та їх точності

Прогнозування електричного навантаження становить одну з ключових функцій в оперативному та довготерміновому плануванні режимів роботи енергосистеми. Це завдання особливо ускладнюється в умовах зростання частки відновлювальних джерел енергії та загальної волатильності споживання, зумовленої як кліматичними, так і соціально-економічними факторами.

Методи прогнозування можуть класифікуватися за складністю, обсягом вхідних даних та точністю результату. Найпростішими є формові методи, які базуються на статистичних закономірностях попередніх періодів, зокрема добових або сезонних графіках навантаження. Вони дозволяють швидко оцінити очікуване навантаження, але практично не враховують аномальні ситуації або зовнішні впливи, що знижує їхню ефективність у динамічному середовищі.

Методи регресійного аналізу дозволяють врахувати вплив температури, календарного чинника, вихідних або святкових днів на характер навантаження. Вони дають змогу будувати аналітичні моделі, які здатні забезпечити прийнятний рівень точності, особливо для короткотермінового планування. Проте ці підходи неефективні при значній нелінійності процесів або у випадку зміни структурних характеристик попиту.

Значного поширення в останні роки набули інтелектуальні методи прогнозування, зокрема штучні нейронні мережі, дерева рішень, метод опорних векторів та ансамблеві алгоритми. Вони забезпечують високу адаптивність до змін середовища, здатні працювати з великими масивами даних і виявляють складні кореляції між вхідними змінними та результатом. Використання таких методів стало особливо актуальним у зв'язку з впровадженням систем смарт-метрингу, збільшенням обсягів даних про споживання в реальному часі та загальним трендом на цифровізацію енергетики.

Питання точності прогнозу набуває особливого значення у зв'язку з тим,

що навіть невеликі відхилення у межах 2–5% можуть мати критичні наслідки для роботи енергосистеми. Зокрема, заниження прогнозованого навантаження веде до неповного залучення генераційних потужностей, що, у свою чергу, викликає аварійне навантаження резервів, перевантаження обладнання та загрозу виникнення аварійних відключень. У протилежному випадку — при завищенні очікуваного попиту — система переходить у режим понаднормового резервування, що веде до неефективного використання ресурсів, зростання витрат на паливо та експлуатацію.

Крім економічного аспекту, похибки у прогнозах впливають на технічну стабільність мережі, зокрема на частотний та напруговий баланс, а також на роботу пристроїв протиаварійної автоматики. Особливо критичними є помилки у прогнозуванні пікових навантажень, які можуть спричинити недостатність резерву активної потужності та викликати нестійкість системи в цілому.

Таким чином, вибір методу прогнозування повинен базуватися на аналізі доступних даних, часових інтервалах планування, очікуваному рівні точності та наявності технічних засобів для реалізації обчислень. У сучасних умовах пріоритетними стають гібридні підходи, що поєднують фізичні, статистичні та інтелектуальні моделі, забезпечуючи збалансованість між точністю, швидкістю та стійкістю до змін вхідних параметрів.

 Формула для оцінки похибки прогнозу.

$$\text{MAPE} = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n \left| \frac{P_{\text{факт}}(t) - P_{\text{прогноз}}(t)}{P_{\text{факт}}(t)} \right| \cdot 100\%$$

де:

- $P_{\text{факт}}(t)$ — фактичне навантаження,
- $P_{\text{прогноз}}(t)$ — прогнозоване навантаження,
- n — кількість часових точок.

Вплив відновлюваних джерел енергії на стабільність енергосистеми та роль резервних потужностей

Інтеграція відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), зокрема сонячних та вітрових електростанцій, становить новий виклик для забезпечення стабільної та надійної роботи енергосистеми. Особливістю таких джерел є їхня залежність від змінних погодних умов, що призводить до нестабільного та нерівномірного виробництва електроенергії. Це, у свою чергу, ускладнює підтримання поточного балансу між генерацією і споживанням.

Суттєвою проблемою є різкі коливання потужності, які можуть відбуватися внаслідок змін інсоляції або швидкості вітру. Такі коливання потребують оперативного втручання операторів енергосистеми, зокрема частішого залучення маневрових потужностей та резервів. Ще одним критичним наслідком зростання частки ВДЕ є зниження інерційності енергосистеми, що ускладнює процес регулювання частоти в режимі реального часу, оскільки ВДЕ зазвичай підключаються до мережі через інвертори і не забезпечують суттєвого обертального моменту, як це роблять традиційні синхронні генератори.

Крім того, зменшення передбачуваності загального балансу енергії через погодозалежний характер ВДЕ потребує розвитку високоточних систем прогнозування. У зв'язку з цим для забезпечення стійкої роботи енергосистеми дедалі ширше застосовуються акумулюючі потужності (зокрема гідроакумулюючі електростанції та промислові акумуляторні системи), які дозволяють компенсувати короткострокові дефіцити енергії або згладжувати піки навантаження. Також використовуються високоманеврені джерела, наприклад, газотурбінні установки, здатні швидко змінювати потужність у відповідь на зміну навантаження.

Управління енергосистемою, яка включає значну кількість ВДЕ, неможливе без застосування інтелектуальних систем SCADA та EMS (Energy Management

Systems). Ці системи забезпечують централізований збір, обробку та аналіз даних у реальному часі, що є критично важливим для прийняття оперативних рішень у динамічному середовищі.

Окреме значення має роль резервних потужностей, які виступають фундаментальним елементом забезпечення стійкості енергосистеми. Існує декілька функціональних типів резервів, кожен з яких виконує специфічну роль. Оперативний резерв забезпечує покриття короточасних дисбалансів у межах декількох хвилин, дозволяючи оперативно реагувати на відключення генераційних одиниць або стрибки споживання. Аварійний резерв використовується у випадках загрозливих станів енергосистеми для недопущення каскадних відмов та системних аварій. Регуляційний резерв, який діє в безперервному режимі, відповідає за балансування частоти та підтримання нормативних значень напруги на ключових вузлах мережі.

Таким чином, ефективна інтеграція ВДЕ в об'єднану енергетичну систему України потребує не лише технічного переоснащення мереж, а й комплексного удосконалення систем керування, прогнозування та резервування потужностей. Усі ці заходи в сукупності забезпечують гнучкість, надійність і динамічну стійкість сучасної енергосистеми, яка стрімко трансформується в умовах децентралізації та зростання частки відновлюваної генерації.

 *Формула розрахунку необхідного резерву:*

$$P_{\text{рез}} = \max(P_{\text{ВДЕ}} \cdot \delta)$$

де:

- $P_{\text{ВДЕ}}$ — загальна встановлена потужність ВДЕ;
- δ — коефіцієнт можливих втрат генерації (наприклад, 0.3).

Аналіз сучасного стану електроенергетичної галузі, зокрема в частині формування графіків генерування, свідчить про необхідність комплексного підходу, який охоплює як технічні, так і організаційні аспекти. Надійність та ефективність цього процесу значною мірою визначаються точністю прогнозування електричного навантаження, адаптивністю управлінських рішень та гнучкістю самої енергосистеми.

Насамперед, варто зазначити, що формування достовірних графіків генерації неможливе без застосування високоточних методів прогнозування, які мають враховувати велику кількість чинників: від метеорологічних умов до соціально-економічної активності споживачів. Такі методи стають максимально ефективними лише за умови інтеграції з сучасними інформаційними технологіями, зокрема автоматизованими системами збору та аналізу даних, машинного навчання та цифрового моделювання. Вони дозволяють обробляти великі обсяги вхідної інформації в режимі реального часу та оперативно адаптувати керування генераційними потужностями відповідно до змін у споживанні.

Другим важливим напрямом є активне впровадження концепції віртуальних електричних станцій (ВЕС) у поєднанні з системами накопичення енергії. Ці інструменти забезпечують гнучкість в управлінні як централізованими, так і розподіленими джерелами енергії. Системи накопичення, зокрема акумуляторні батареї та гідроакумуляуючі електростанції, дозволяють згладжувати пікові навантаження, стабілізувати частоту в мережі та підтримувати енергетичний баланс у разі раптових змін у генерації або споживанні. У свою чергу, ВЕС забезпечують координацію між численними, але порівняно малопотужними джерелами енергії, підвищуючи керованість системи загалом.

Не менш важливою передумовою ефективного планування є постійне оновлення нормативно-правової бази. В умовах динамічного розвитку відновлюваної енергетики, цифровізації процесів управління та інтеграції новітніх технологій, чинні нормативи повинні своєчасно адаптуватися до нових реалій. Застарілі підходи, які не враховують специфіку роботи ВДЕ або не

передбачають гнучких механізмів балансування, можуть стати суттєвим обмеженням для подальшого розвитку енергосистеми. Відтак, регуляторна політика має бути гнучкою, технічно обґрунтованою та орієнтованою на перспективу інтеграції інновацій.

Таким чином, успішне формування графіків генерації в сучасних умовах базується на синергії інтелектуальних методів прогнозування, цифрових технологій керування, нових інфраструктурних рішень (таких як ВЕС і накопичувачі) та адекватної нормативно-правової підтримки. Лише за умови реалізації всіх цих елементів можна гарантувати стабільну, безпечну й ефективну роботу енергосистеми.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ

В цьому розділі бакалаврської роботи розглянуті заходи та засоби з охорони праці під час аналізу впливу генераторів на покриття графіків навантаження. Роботи з аналізу графіків навантаження здійснюються в приміщенні, яке обладнане комп'ютеризованими робочими місцями. На персонал мають вплив такі шкідливі виробничі фактори [1, 2]:

фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; вібрація (локальна, загальна); освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо);

хімічні фактори: речовини хімічного походження, аерозолі фіброгенної дії (пил);

фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі. Напруженість праці характеризують: інтелектуальні, сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

5.1. Технічні рішення щодо безпечного виконання роботи

5.1.1 Технічні рішення щодо безпечної організації робочого місця

Живлення обладнання дослідної лабораторії та системи освітлення здійснюється від чотирьохпровідної трифазної мережі 380 х 220В (фазна напруга (фаза – "0") – 220В, а міжфазна лінійна (фаза – фаза) – 380В).

Категорія умов по небезпеці електротравматизму – без підвищеної небезпеки.

Робоче місце дослідника призначене для роботи з комп'ютером, комплектується одномісним столом і стільцем, які виконані з дотриманням нормативних вимог. Робоче місце – це зона простору, що оснащена необхідним

устаткуванням, де відбувається трудова діяльність одного працівника чи групи працівників.

Стіл дослідника має дві різновисотні горизонтальні поверхні – робочу і додаткову. Ширина і глибина робочої поверхні столу та додаткової поверхні забезпечує виконання роботи у межах моторного поля і становить 750 x 600 мм та 750 x 350 мм відповідно. Обидві поверхні повинні регулюються по висоті у межах 460 – 760 мм. Стіл дослідника, який використовується для обладнання комп'ютеризованого робочого місця має кріплення до підлоги.

Під час розміщення робочого місця було дотримано такі основні вимоги: відстань від стін з вікнами становить 1 м, від інших стін – 0,5 м; відстань між бічними поверхнями відеомоніторів – не менше 1,2 м [1].

При роботі з ПК важливу роль відіграє дотримання правильного режиму праці і відпочинку. Інакше у персоналу виникає напруга зорового апарату з появою скарг на незадоволеність роботою, головні болі, дратівливість, порушення сну, утомленість і хворобливі відчуття в очах, в поясниці, в області шиї і руках.

Положення екрану визначається:

- відстанню прочитування (0,6-0,7м);
- кутом прочитування, напрямом погляду на 20 нижче горизонталі до центру екрану, причому екран перпендикулярний цьому напрямку.

Повинна також передбачатися можливість регулювання екрану:

- по висоті +3 см;
- по нахилу від -10 до +20 щодо вертикалі;
- в лівому і правому напрямках.

Істотне значення для продуктивної і якісної роботи на комп'ютері мають розміри знаків, густину їх розміщення, контраст і співвідношення яскравості символів і фону екрану. Якщо відстань від очей оператора до екрану дисплея становить 60-80 см, то висота знака повинна бути не менше 3мм, оптимальне співвідношення ширини і висоти знака становить 3:4, а відстань між знаками – 15-20% їх висоти. Співвідношення яскравості фону екрану і символів – від 1:2 до

1:15.

5.1.2. Електробезпека

Електробезпека – система організаційних і технічних заходів та засобів, що забезпечують захист людей від шкідливої і небезпечної дії електричного струму, електричної дуги, електричного поля і статичної електрики [4, 5].

Персонал, який обслуговує електроустановки, повинен бути забезпечений випробуваними засобами захисту. Перед застосуванням засобів захисту персонал зобов'язаний перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, перевірити за штампом дату наступної перевірки. Користуватися засобами захисту, термін придатності яких вийшов, забороняється.

Для запобігання електротравмам у приміщенні здійснюються:

1) Технічні рішення із запобігання електротравм від контакту з нормально струмоведучими елементами електроустаткування – ізоляція нормально струмоведучих елементів електроустаткування відповідно з вимогами нормативів.

2) Технічні рішення щодо запобігання електротравмам при переході напруги на нормально неструмовідні елементи електроустаткування – захисне заземлення із використанням природних заземлювачів.

3) Використовувати засоби орієнтації в електроустаткуванні - написи, таблички, попереджувальні знаки.

4) При живленні однофазних споживачів струму від трипровідної мережі при напрузі до 1000 В використовується нульовий захисний провідник. При його використанні пробій на корпус призводить до КЗ. Спрацьовує захист від КЗ і пошкоджений споживач відключається від мережі.

5) Використання основних електрозахисних засобів. Основними електрозахисними засобами називаються засоби, ізоляція яких тривалий час витримує робочу напругу, що дозволяє дотикатися до струмопровідних частин, які знаходяться під напругою. До них відносяться (до 1000В): ізолювальні штанги; ізолювальні та струмовимірювальні кліщі; покажчики напруги;

діелектричні рукавиці; слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками.

б) Використання додаткових електрозахисних засобів. Додатковими електрозахисними засобами називаються засоби, які захищають персонал від напруги дотику, напруги кроку та попереджають персонал про можливість помилкових дій. До них відносяться (до 1000 В): діелектричні калоші; діелектричні килимки; переносні заземлення; ізолювальні накладки і підставки; захисні пристрої; плакати і знаки безпеки.

5.2 Технічні рішення з виробничої санітарії

5.2.1. Мікроклімат

Нормується мікроклімат на робочому місці дослідника згідно ДСН 3.3.6.042-99 «Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень» [6]. Робота з проєктування пристроїв для семестрування навантажень з використанням активних фільтрів за енерговитратами відноситься до категорії Ia [6].

Допустимі параметри мікроклімату для категорії Ia відповідно до [7] наведені в табл. 5.1.

Таблиця 5.1 – Допустимі параметри мікроклімату

Період року	Допустимі		
	t, °C	W, %	V, м/с
Теплий	22 - 28	55 при 28°C	0,1-0,2
Холодний	21 - 25	Не більше 75	Не більше 0,1

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату проєктом передбачено [7]:

1. У холодний період року для обігріву будівлі використовується централізована система опалення.
2. Забезпечення допустимих метеорологічних умов праці в приміщенні здійснюється за допомогою системи припливно-витяжної вентиляції та регулярного провітрювання.

5.2.2. Склад повітря робочої зони

В приміщенні, де здійснюються дослідження, можливими шкідливими речовинами у повітрі є пил та озон від комп'ютерного обладнання, яке використовується для моделювання. Забруднення повітря робочої зони регламентується гранично допустимими концентраціями (ГДК) в мг/м^3 [6].

Вміст шкідливих речовин у повітрі робочої зони не повинен перевищувати гранично допустимі концентрації (ГДК). ГДК шкідливих речовин у повітрі робочої зони наведені у табл. 5.2

Таблиця 5.2 – ГДК шкідливих речовин у повітрі

Назва речовини	ГДК, мг/м^3	Середньо добова	Клас небезпечності
	Максимальна разова		
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4
Озон	0,16	0,03	4

Для забезпечення складу повітря робочої зони відповідно до [7] проектом передбачені такі рішення:

1. Вентиляцію дослідницьких приміщень;
 2. Вентиляцію окремих робочих місць, для відвернення отруєння працюючих;
 3. Технічні перерви для працюючих.
- ### 5.2.3. Виробниче освітлення

У приміщенні для проведення досліджень використовується штучне та природне освітлення.

Характеристика зорових робіт з проектування пристроїв для семестрування навантажень з використанням активних фільтрів – високої точності. Розряд зорової роботи – III, Підрозряд зорової роботи – а [8].

Таблиця 5.3 – Нормовані значення виробничого освітлення

Харак-ка зорової роботи	Найменшій або еквівалент -	Розряд зорової роботи	Підрозряд зорової роботи	Контраст об'єкту з фоном	Характеристика фону	Штучне при системі комбінованого освітлення	Природне $E_{н\text{ пр}}$	Суміщене $E_{н\text{ сум}}$

	ний розмір об'єкта розрізненн я, мм					всього	у т. ч. від загального		
Високої точності	Від 0,3 до 0,5	III	a	Малий	Темний	2000	200	3,0	1,2

Для забезпечення нормативного значення комбінованого освітлення передбачено: використання світлодіодних ламп, для забезпечення достатнього освітлення кожного робочого місця; наявність в виробничому приміщенні достатньої кількості вікон, для загального освітлення приміщень; систематичне очищення скла від бруду – не рідше двох разів на рік.

5.2.4. Виробничий шум

Для відносної логарифмічної шкали в якості нульових рівнів обрані показники, що характеризують мінімальний поріг сприйняття звуку людським вухом на частоті 1000 Гц. Нормативним документом, який регламентує рівні шуму для різних категорій робочих місць службових приміщень, є «ССБТ. Шум Загальні вимоги безпеки» [9].

Таблиця 5.4 – Допустимі рівні звукового тиску

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах зі середньгеометричними частинами (Гц)							
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000
Основні вироб- ничі примі- щення	86	71	61	54	49	45	42	40

Засоби боротьби із шумом в залежності від числа осіб, для яких вони призначені, поділяються на засоби індивідуального захисту і на засоби колективного захисту - «ССБТ. Засоби індивідуального захисту органів слуху. Загальні технічні умови і методи випробувань» і «Засоби і методи захисту від шуму. Класифікація».

Для забезпечення допустимих параметрів шуму (поліпшення шумового клімату) в приміщенні роботою передбачено: своєчасне проведення профілактичних робіт обладнання; зниження аеродинамічного шуму, причиною

якого є робота системи вентиляції, здійснюється шляхом звукової ізоляції джерела; розміщення на шляхах поширення звукових хвиль звукоізолюючого огороження у вигляді стін та перегородок.

5.3. Пожежна безпека

Пожежну безпеку промислових і інших об'єктів регламентують Правила пожежної безпеки в Україні [11, 12]. Пожежо- вибухонебезпечність речовин і матеріалів визначається за ДСТУ 8829: 2019 [13], за якою визначається категорія приміщень за вибуховою та пожежною безпекою [14].

Приміщення дослідницької лабораторії за вибухонебезпечною та пожежонебезпечною відноситься до категорії Д (зниженопожежонебезпечна) – речовини і/або матеріали, що зазначені вище для категорій приміщень В (крім горючих газів, горючих пилу і/або волокон), а також негорючі речовини і/або матеріали в холодному стані (за температури навколишнього середовища), за умов, що приміщення, в яких знаходяться (зберігаються, переробляються, транспортуються) зазначені вище речовини і/або матеріали, не відносяться до категорій А, Б або В, з зонами П-ІІІ (місця, за межами приміщень, де зберігаються тверді горючі речовини).

Пожежо- вибухонебезпечність речовин і матеріалів – сукупність властивостей, що характеризують їхню здатність до виникнення і поширення горіння. Наслідком горіння, залежно від його швидкості та умов протікання, можуть бути пожежа або вибух. Пожежо- вибухонебезпечність речовин і матеріалів визначають показниками, вибір яких залежить від агрегатного стану речовини (матеріалу), та умов їхнього застосування.

Будівля, в якій розташовані ці приміщення, характеризується ІІ ступенем вогнестійкості.

До ІІ ступеня вогнестійкості відносяться будинки з несучими та огорожувальними конструкціями з природних або штучних кам'яних матеріалів, бетону, залізобетону із застосуванням листових і плитних негорючих матеріалів. Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у

хвилинах) та максимальні межі поширення вогню по них (см) за ДБН В.1.1.7-2016 [15] наведено в таблиці 5.5.

Таблиця 5.5 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій та максимальні межі поширення вогню по них

Ступінь вогнестійкості будинків	Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвиликах) і максимальні межі поширення вогню по них (см)								
	стіни				коло-ни	сходові площадки, костури, сходи, балки, марші сходових кліток	пере-криття між поверхів (у т.ч. горищні та над підвалами)	елементи суміщених покриттів	
	несучі та сходових кліток	само-несучі	зовнішні не-несучі	внутрішні не-несучі (перегородки)				плити, насти-ли, прого-ни	балки, ферми, арки, рами
II	REI 120 M0	REI 60 M0	E 15 M0	E1 15 M0	R 120 M0	R 60 M0	REI 45 M0	RE 15 M0	R 30 M0

Протипожежні перешкоди і мінімальні межі їх вогнестійкості за ДБН В.1.1.7-2016 [15] наведено в таблиці 5.6.

Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами слід приймати за таблицею 5.7 (чисельник). В умовах забудови, що склалася, протипожежні відстані між житловими будинками та від житлових будинків до будівель і споруд іншого призначення слід визначати згідно з протипожежними вимогами даних норм, наведеними у таблиці 5.7. Протипожежні відстані від житлових, громадських, адміністративно-побутових будинків промислових підприємств, гаражів до виробничих, складських будинків і споруд слід приймати за таблицею 5.7 (знаменник) [15].

Таблиця 5.6 – Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестійкості

Протипожежні перешкоди	Типи протипожежних перешкод або їх елементів	Мінімальна межа вогнестійкості протипожежної перешкоди (у хвиликах)	Тип заповнення прорізів, не нижче	Тип протипожежного тамбур-шлюзу, не нижче
Стіни	3	REI 45	2	2

Перегородки	2	EI 15	3	2
Перекриття	3	REI 45	2	1

Таблиця 5.7 – Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами, а також до виробничих будинків, будівель і споруд

Ступінь вогнестійкості будинку	Відстані при ступені вогнестійкості будинків, м		
	I, II	III	IIIa, IIIб, IV, IVa, V
I, II	6/9	8/9	10/12

На території енергопідприємства, де розташована дослідницька лабораторія, встановлено 11 вогнегасників ВВП-8 (ВП-5) [16].

ВИСНОВКИ

У процесі виконання бакалаврської кваліфікаційної роботи проведено аналіз особливостей будови та режимів роботи синхронних генераторів, а також досліджено їхню роль у забезпеченні надійного покриття графіків електричних навантажень. З огляду на те, що переважна більшість електроенергії у світі виробляється саме цими машинами, обрана тематика має не лише високу наукову, а й практичну значущість.

Було розглянуто типові конструкції синхронних генераторів, зокрема турбо- та гідрогенератори, які використовуються відповідно на теплових, атомних та гідроелектростанціях. Окрему увагу приділено прикладам реалізації потужних генераторних установок у світі, зокрема на гідроелектростанції «Три ущелини» в Китаї, що є однією з найбільших за встановленою потужністю. Також були розглянуті генератори, які використовуються на українських ГЕС і ГАЕС, зокрема конструкції вертикального підвісного типу.

Проаналізовано характерні режими роботи генераторів, включаючи нормальні, несиметричні, асинхронні та пускові. Встановлено, що кожен із цих режимів накладає певні технічні вимоги до конструкції машини, її захисту та системи охолодження. Окрему увагу приділено практичному аспекту охолодження генераторів, зокрема водневим системам, які зустрічаються на багатьох сучасних електростанціях.

У другій частині роботи було зосереджено увагу на принципах формування графіків генерації електроенергії в умовах сучасної енергосистеми. Виявлено, що точне прогнозування навантаження є визначальним чинником стабільної роботи генераторів. Використання таких інструментів, як нейронні мережі та регресійні моделі, дозволяє підвищити точність прогнозів і тим самим забезпечити раціональну роботу генераційного обладнання.

Однією з актуальних проблем виявилась інтеграція відновлювальних джерел енергії в ОЕС України. Через варіативність та залежність від погодних умов, такі джерела створюють значну невизначеність у плануванні. Для її компенсації важливу роль відіграють системи накопичення енергії, використання віртуальних електростанцій, а також наявність достатніх оперативних і аварійних резервів.

Значну увагу також приділено нормативно-правовій базі, яка регламентує процес диспетчерського управління та визначає відповідальність учасників ринку за точність і своєчасність формування графіків. Аналіз довів, що подальше вдосконалення нормативної системи з урахуванням технічного прогресу і зростання ролі ВДЕ є обов'язковим елементом розвитку енергетики.

Таким чином, результати дослідження свідчать про необхідність комплексного підходу до управління синхронними генераторами, поєднання технічних рішень із сучасними інформаційними технологіями, а також про важливість взаємодії всіх рівнів диспетчеризації для забезпечення енергетичної стабільності та безпеки держави.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. <https://ela.kpi.ua/server/api/core/bitstreams/4f64273a-eb49-40e9-92c7-56436a72202a/content>
2. https://uhe.gov.ua/media_tsentr/novyny/tipi-gidrogeneratoriv-scho-generuyut-energiyu-maybutnogo
3. <https://eprints.kname.edu.ua/54048/1/2016%20%D0%BF%D0%B5%D1%87.%20112%D0%9B.pdf>
4. <https://kek.edu.ua/3-ekspluatacija-generatoriv-i-sinhronnih-kompensatoriv/>
5. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
6. «ПТЕ Технічна експлуатація електричних станцій та мереж.»
7. International Hydropower Association (IHA). 2023 Hydropower Status Report
8. World Energy Council – Hydropower Technologies
9. China Yangtze Power, Annual Production Reports
10. Електричні машини та трансформатори – М.О. Осташевський, О.Ю.Юр'єва 442с.
11. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.05.2015.
12. ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007 Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->
13. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. URL: <https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc->

[page?id_doc=21826.](#)

14. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.

15. НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0272203-01#Text>.

16. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.

17. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. К. : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с.

18. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885

19. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. URL: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>.

20. ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/rada/show/va039282-99>.

21. НАПБ А.01.001-15. Правила пожежної безпеки в Україні. К. : МВС України, 2015. 47 с.

22. ДСТУ 8828:2019 Пожежна безпека. Загальні положення. URL: <https://dwg.ru/dnl/15125>.

23. ДСТУ 8829:2019 Пожежовибухонебезпечність речовин і матеріалів. Номенклатура показників і методи їхнього визначення. Класифікація. URL: <https://www.alutal.com.ua/wp-content/uploads/2021/02/dstu-8829-2019-1.pdf>.

24. ДСТУ Б В.1.1-36:2016 Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпек. URL: https://dbn.co.ua/load/normativy/dstu/dstu_b_v_1_1_36/5-1-0-1759.

25. ДБН В.1.1-7:2016 Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги. URL: http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002.pdf.

26. Наказ Міністерства внутрішніх справ України «Про затвердження Правил експлуатації та типових норм належності вогнегасників». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0225-18#Text>.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А (обов'язковий)

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: «Аналіз впливу гідро- та турбогенераторів на покриття графіків навантаження»

Тип роботи: Бакалаврська кваліфікаційна робота

(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (вказати))

Підрозділ: Кафедра електричних станцій та систем

(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник: к.т.н., доцент кафедри ЕСС Вишневецький С.Я.

(прізвище, ініціали, посада)

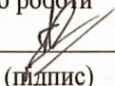
Показники звіту подібності

StrikePlagiarism	
Оригінальність	96,3%
Загальна схожість	3,7%

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

- ☒ Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- ☐ Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її автора. Роботу направити на доопрацювання.
- ☐ Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Заявляю, що ознайомлений (-на) з повним звітом подібності, який був згенерований Системою щодо роботи

Автор 

(підпис)

Авраменко В.В.

(прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Робота допущена до захисту

Особа, відповідальна за перевірку

(підпис)

Вишневецький С.Я.

(прізвище, ініціали)

Експерт

(за потреби)

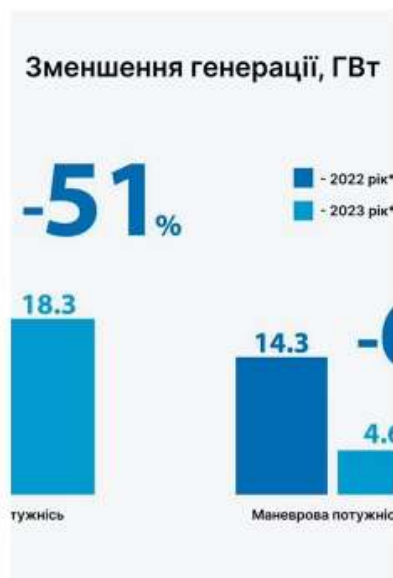
(підпис)

(прізвище, ініціали, посада)

(підпис)

(прізвище, ініціали)

Додаток Б



Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем
Рівень вищої освіти перший (бакалаврський)
Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма – Електричні системи і мережі

Бакалаврська кваліфікаційна робота

Аналіз впливу гідро- та турбогенераторів на покриття графіків навантаження

Виконав: ст. гр.ЕСМ-23мс
Авраменко Владислав Володимирович

Роль синхронних генераторів в енергосистемі

Ключова роль генераторів

У сучасних умовах розвитку електроенергетики, коли значна увага приділяється ефективному управлінню енергетичними ресурсами, підвищенню надійності та гнучкості енергосистем, особливого значення набуває дослідження режимів роботи генераторного обладнання.

Функції синхронних генераторів

Синхронні генератори як основна ланка генераційного процесу відіграють критично важливу роль у забезпеченні балансу активної і реактивної потужності, стійкої синхронної роботи в об'єднаній енергетичній системі, а також у підтримці частоти та напруги.

Автоматичне регулювання параметрів генераторів

Автоматичні регулятори

Кожен генератор електростанції оснащується автоматичними регуляторами частоти (регуляторами швидкості) та регуляторами напруги, що забезпечують підтримку стабільних параметрів електричної енергії.

Синхронна робота

Незалежно від того, наскільки незначною є потужність окремої машини відносно системи, вона повинна працювати синхронно з іншими.



Типи електростанцій із синхронними генераторами



Атомні електростанції (АЕС)



Теплові електростанції (ТЕС)



Гідроелектростанції (ГЕС)

Синхронні генератори, як основа генеруючих потужностей, встановлюються на таких типах електростанцій: 1. Атомні електростанції (АЕС); 2. Теплові електростанції (ТЕС); 3. Гідроелектростанції (ГЕС).



Гідроелектростанції як маневрові джерела

57000+

Великих ГЕС у світі

На сьогодні у світі експлуатується понад 57 000 великих ГЕС

4300

ТВт/год на рік

Генерують понад 4300 ТВт/год на рік

16%

Світової електроенергії

Становить близько 16% світової електроенергії

40%

Відновлюваних джерел

Становить 40% усього світового відновлюваних джерел

ГЕС є провідним типом відновлюваних джерел енергії. Попри високі початкові інвестиції, вони забезпечують низьку вартість електроенергії, сприяють регуляції стоку річок та захисту від повеней.



Функціонування гідрогенераторів

Гідротехнічний комплекс

Оснoву функціонування ГЕС становить гідротехнічний комплекс, що створює напір води.

Подача води на турбіну

Вода подається на лопаті гідротурбіни, створюючи обертальний момент.

Обертання вала генератора

Турбіна обертає вал гідрогенератора, перетворюючи механічну енергію в електричну.

Виробництво електроенергії

Гідрогенератор забезпечує виробництво змінного електричного струму.

Гідроелектростанції (ГЕС) залишаються одними з найефективніших джерел виробництва електроенергії з відновлюваних джерел, і їх принцип дії ґрунтується на перетворенні енергії потоку води в електричну.

Оборотні гідрогенератори-двигуни для ГАЕС

Режим генератора

Виробництво електроенергії при спуску води з верхнього басейну

Денний режим

Виробництво електроенергії в періоди пікового споживання



Режим двигуна

Споживання електроенергії для закачування води у верхній басейн

Нічний режим

Споживання надлишкової електроенергії в періоди низького навантаження

На гідроакумуючих електростанціях встановлюються спеціальні оборотні агрегати, що можуть працювати в обох напрямках: у режимі генератора (турбінному) та в режимі двигуна (насосному). Такі генератори здатні не лише виробляти електроенергію, а й споживати її в періоди надлишкового виробництва (наприклад, уночі) для закачування води в верхній басейн ГАЕС.

Турбогенератори



Типи роторів синхронних машин

Явнополюсний ротор

Має виражені виступаючі полюси зі збуджувальною обмоткою, розташовані на обертовому валу.

Такий тип ротора характерний для повільнохідних машин, зокрема гідрогенераторів, де частота обертання низька, а діаметр ротора великий.

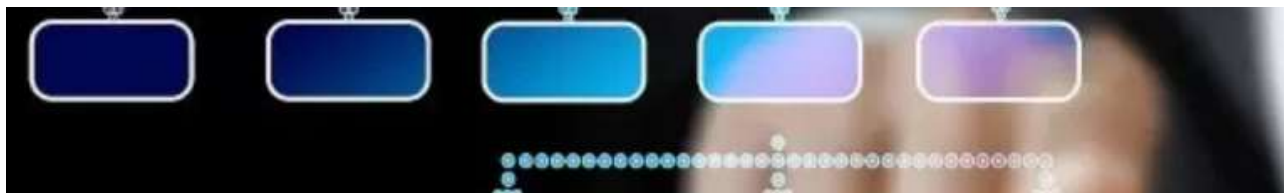
Явнополюсні машини забезпечують високу індуктивність і стійкість до короткочасних перевантажень.

Неявнополюсний ротор

Має гладку циліндричну поверхню з розташованими в осерді пазами для обмотки збудження.

Застосовується переважно у турбогенераторах високої швидкості, які функціонують при великій частоті обертання.

Такий ротор має менший момент інерції і краще підходить для систем із високими динамічними вимогами.



Структура диспетчерських рівнів в енергосистемі

Енергосистема України являє собою багаторівневу ієрархічну структуру, в якій реалізується централізоване управління процесами генерації, передачі та споживання електроенергії. Основу маневрової генерації складають десятки енергоблоків одниничною потужністю від 150 до 800 МВт. Така структура дозволяє оперативно маневрувати генераційною потужністю залежно від поточного стану навантаження та потреб мережі.

Атомні електростанції працюють переважно в базовому режимі через технічні обмеження щодо регулювання потужності.

Теплові електростанції забезпечують як базове навантаження, так і покриття пікових потреб, маючи здатність до швидкого маневрування потужністю.

Гідроелектростанції та гідроаккумуляуючі станції використовуються для балансування системи в години пікового споживання та регулювання частоти. Особливий виклик для диспетчеризації становлять відновлювані джерела енергії через їхній нестабільний характер генерації.

Важливу роль у структурі диспетчерського управління відіграють автоматизовані системи контролю та збору даних (SCADA), які забезпечують моніторинг параметрів мережі в режимі реального часу та дозволяють оперативно реагувати на зміни режимів роботи. Диспетчери використовують спеціалізоване програмне забезпечення для моделювання та прогнозування станів енергосистеми, що дозволяє запобігати потенційним аварійним ситуаціям та оптимізувати розподіл навантаження між різними типами генерації.

Організаційна структура оперативно-диспетчерського управління



Проблеми інтеграції відновлюваних джерел енергії



Різкі коливання потужності

Суттєвою проблемою є різкі коливання потужності, які можуть відбуватися внаслідок змін інсоляції або швидкості вітру. Такі коливання потребують оперативного втручання операторів енергосистеми, зокрема частішого залучення маневрових потужностей та резервів.



Зниження інерційності енергосистеми

Ще одним критичним наслідком зростання частки ВДЕ є зниження інерційності енергосистеми, що ускладнює процес регулювання частоти в режимі реального часу, оскільки ВДЕ зазвичай підключаються до мережі через інвертори не забезпечують суттєвого обертового моменту, як це роблять традиційні синхронні генератори.



Рішення для стабілізації енергосистеми з ВДЕ



Системи прогнозування

Зменшення передбачуваності загального балансу енергії через погодозалежний характер ВДЕ потребує розвитку високоточних систем прогнозування.



Акумулюючі потужності

У зв'язку з цим для забезпечення стійкої роботи енергосистеми дедалі ширше застосовуються акумулюючі потужності (зокрема гідроакумулюючі електростанції та промислові акумуляторні системи), які дозволяють компенсувати короткострокові дефіцити енергії або згладжувати піки навантаження.



Високоманеврені джерела

Також використовуються високоманеврені джерела, наприклад, газотурбінні установки, здатні швидко змінювати потужність у відповідь на зміну навантаження.

Високоманеврені джерела енергії

Високоманеврені джерела енергії відіграють критичну роль у сучасних енергосистемах, особливо з розвитком відновлюваної енергетики. Вони здатні швидко змінювати рівень генерації для підтримки балансу в енергосистемі та компенсації коливань інших джерел енергії.

1 Газотурбінні установки

Забезпечують швидкий запуск та зміну потужності впродовж кількох хвилин. Сучасні газові турбіни можуть досягати повної потужності за 7-10 хвилин, що робить їх ідеальними для покриття пікових навантажень. Додатковою перевагою є відносно низькі капітальні витрати та можливість роботи на різних видах палива, включаючи природний газ та біогаз.

3 Переваги маневреності

Підтримують частоту мережі та стабілізують роботу енергосистеми під час пікових навантажень. Високоманеврені джерела забезпечують первинне та вторинне регулювання частоти, що критично важливо для запобігання аварійним ситуаціям. Їхня здатність швидко змінювати вихідну потужність також дозволяє ефективно реагувати на непередбачувані зміни навантаження та збої в енергосистемі.

5 Економічний ефект

Зменшують необхідність утримання надлишкових потужностей, оптимізуючи загальні витрати енергосистеми. Розрахунки показують, що інвестиції в високоманеврені потужності дозволяють знизити операційні витрати на 15-20% за рахунок зменшення необхідності в холодному резерві. Крім того, вони дозволяють скоротити витрати на балансування енергосистеми та зменшити штрафи за відхилення від запланованих графіків генерації.

2 Гідроакumuлюючі електростанції

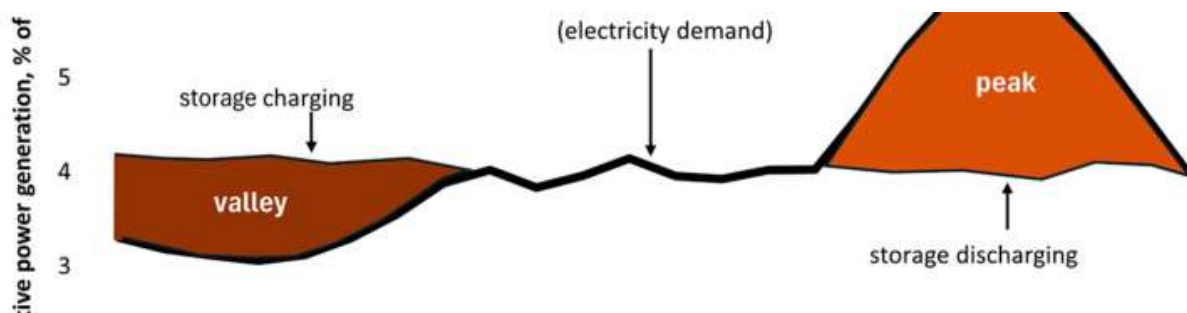
Реагують на зміни навантаження протягом секунд, компенсуючи дефіцити енергії. ГАЕС накопичують енергію шляхом закачування води у верхній резервуар під час низького попиту та генерують електроенергію під час пікових навантажень. Ефективність сучасних ГАЕС досягає 70-85%, а час переходу від режиму споживання до генерації становить менше 60 секунд.

4 Інтеграція з ВДЕ

Компенсують нестабільність вітрової та сонячної генерації, підвищуючи надійність енергопостачання. При падінні генерації від ВДЕ через зміни погодних умов, високоманеврені джерела можуть швидко збільшити власну потужність, а при надлишку енергії - зменшити. Така взаємодія є необхідною умовою для збільшення частки відновлюваних джерел в енергобалансі країни без зниження надійності енергосистеми.

6 Перспективні технології

Нові розробки включають промислові акумуляторні системи, маховикові накопичувачі енергії та швидкодіючі суперконденсатори. Особливо перспективними є системи накопичення енергії на основі літій-іонних акумуляторів великої потужності, які можуть забезпечити реакцію на зміни в мережі за мілісекунди, а також технології Power-to-Gas, що дозволяють конвертувати надлишкову електроенергію в водень або метан для подальшого використання.



Графіки потужності та роль маневрової генерації

Без маневрової генерації енергосистема не здатна ефективно реагувати на зміни споживання. Це призводить до критичних відхилень частоти та напруги.

Маневрова генерація покриває пікові навантаження та заповнює провали, коли базові потужності працюють з постійною генерацією. Без неї неможливо забезпечити стабільність мережі.



Економічна вигода

Скорочення витрат на балансування на 25-30% при використанні маневрових потужностей.



Оптимізація навантаження

Зменшення відхилень частоти до 0,1 Гц замість критичних 0,5 Гц.

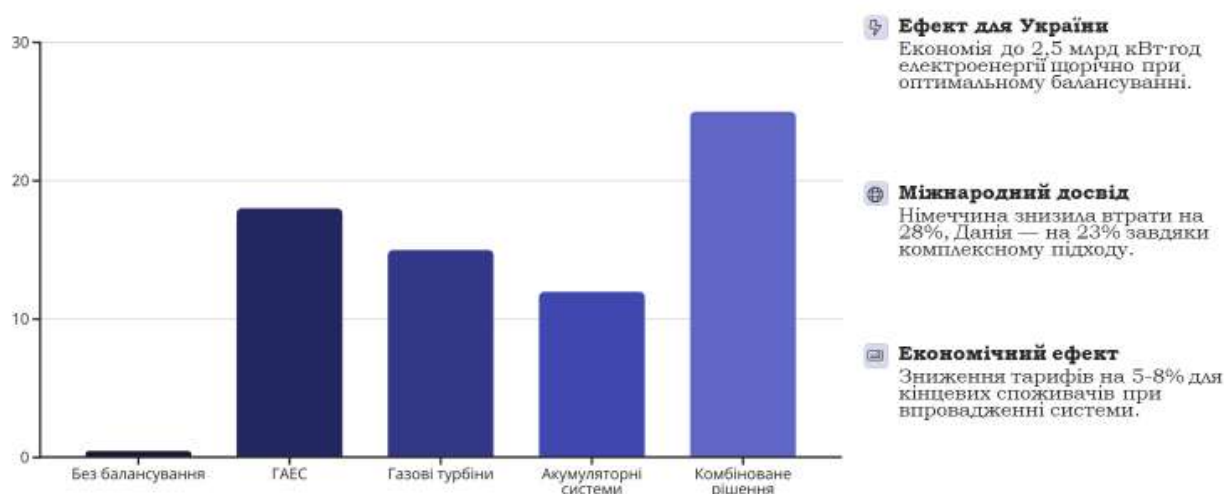


Надійність мережі

Зниження ризику аварійних відключень на 70% при використанні маневрової генерації.

Зменшення втрат потужності при балансуванні графіків навантаження

Економічний ефект від балансування графіків навантаження.



Висновки щодо впливу гідро- та турбогенераторів на покриття графіків навантаження

Суттєвою проблемою є різкі коливання потужності, які можуть відбуватися внаслідок змін інсоляції або швидкості вітру. Такі коливання потребують оперативного втручання операторів енергосистеми, зокрема частішого залучення маневрових потужностей та резервів.

Ще одним критичним наслідком зростання частки ВДЕ є зниження інерційності енергосистеми, що ускладнює процес регулювання частоти в режимі реального часу, оскільки ВДЕ зазвичай підключаються до мережі через інвертори і не забезпечують суттєвого обертового моменту, як це роблять традиційні синхронні генератори.