

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Західноукраїнський національний університет
Факультет комп'ютерних інформаційних технологій
Кафедра спеціалізованих комп'ютерних систем

ШУБАЛИЙ Павло Володимирович

**Комп'ютеризована система телекерування об'єктами
електроенергетики/ Computerized system of remote control of
electric power**

спеціальність: 174 – Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології
та робототехніка
освітньо-професійна програма – Автоматизація та комп'ютерно-
інтегровані технології

Кваліфікаційна робота

Виконав студент групи АКІТм - 21
П.В. Шубалий

Науковий керівник
к.т.н., доцент І.Р.Пітух

Кваліфікаційну роботу допущено
до захисту:

« ____ » _____ 2024 р.

Завідувач кафедри

_____ А.І.Сегін

ТЕРНОПІЛЬ – 2024

Західноукраїнський національний університет
Факультет комп'ютерних інформаційних технологій
Кафедра спеціалізованих комп'ютерних систем
Освітній ступінь "магістр"
спеціальність: 174 – Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та
робототехніка
освітньо-професійна програма – Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані
технології

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри СКС

_____ А.І.Сегін
"_____" _____ 20__ р.

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ
ШУБАЛИЙ Павло Володимирович

_____ (прізвище, ім'я по-батькові)

1. Тема кваліфікаційної роботи

_____ Комп'ютеризована система телекерування об'єктами електроенергетики/
Computerized system of remote control of electric power facilities.

_____ керівник роботи _____ к.т.н., доцент І.Р. Пітух
затверджені наказом по університету від 12 грудня 2023 р. № 753

2. Строк подання студентом закінченої кваліфікаційної роботи

15 листопада 2024р.

3. Вихідні дані до кваліфікаційної роботи:

- _____ 1. Функції об'єктів енергетичного комплексу.
- _____ 2. Технології моніторингу та передачі даних в енергетичних системах.
- _____ 3. Структура та функції комплексу телекерування.
- _____ 4. Автоматизація керування об'єктами електроенергетики.

4. Основні питання, які потрібно розробити

- _____ 1. Аналіз інфраструктури та об'єктів енергетичної галузі.
- _____ 2. Дослідження структури та функцій систем телекерування енергетичного комплексу.
- _____ 3. Розробка комп'ютеризованої системи телекерування об'єктами електроенергетики.

5. Перелік графічного матеріалу у роботі

- _____ 1. Структурна схема низового рівня системи.
- _____ 2. Структурна схема верхнього рівня системи.
- _____ 3. Структурна схема побудови КЗ КО.
- _____ 4. Структурна схема побудови КЗ ДП.

6. Консультанти розділів кваліфікаційної роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
1	І.Р. Пітух к.т.н., доцент, доцент кафедри СКС		
2	І.Р. Пітух к.т.н., доцент, доцент кафедри СКС		
3	І.Р. Пітух к.т.н., доцент, доцент кафедри СКС		

7. Дата видачі завдання 12 грудня 2023р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назви етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз інфраструктури та об’єктів енергетичної галузі	12.2023р. – 02.2024р.	
2	Дослідження структури та функцій систем телекерування енергетичного комплексу	03.2024р. – 06.2024р.	
3	Розробка комп’ютеризованої системи телекерування об’єктами електроенергетики	07.2024р. – 11.2024р.	

Студент

(підпис)

П.В. Шубалий

Керівник роботи

(підпис)

к.т.н., доцент І.Р. Пітух

АНОТАЦІЯ

Шубалий П.В. Комп'ютеризована система телекерування об'єктами електроенергетики. – Рукопис.

Дослідження на здобуття освітнього ступеня «магістр» за спеціальністю 174 «Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка», освітньо-професійна програма. – Західноукраїнський національний університет, Тернопіль, 2024.

У роботі проаналізовано інфраструктуру та об'єкти енергетичної галузі; технології управління, моніторингу та передачі даних в енергетичних системах; досліджено структуру та функцій систем телекерування енергетичного комплексу; системи автоматизованого керування об'єктами електроенергетики; розроблено структурну схему комп'ютеризованої системи телекерування об'єктами електроенергетики; обґрунтовано вибір комплексу технічних засобів для реалізації проекрованої системи; запропоновано підвищення надійності передачі даних шляхом виокремлення кількох типів каналів зв'язку.

ANNOTATION

Shubalyi, P.V. Computerized system of remote control of electric power facilities. - Manuscript.

Doctoral studies for the education level «Master» with the title 174 «Automation, computer-integrated technologies and robotics». – West Ukrainian National University, Ternopil, 2024.

The work analyzes the infrastructure and facilities of the energy sector; technologies for control, monitoring, and data transmission in power systems; examines the structure and functions of telecontrol systems in the energy complex; automated control systems for power engineering facilities; develops a structural diagram of a computerized telecontrol system for power engineering facilities; substantiates the choice of a set of technical means for implementing the designed system; proposes to improve data transmission reliability by using multiple types of communication channels.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ.....	5
ВСТУП.....	6
1. АНАЛІЗ ІНФРАСТРУКТУРИ ТА ОБ’ЄКТІВ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ГАЛУЗІ....	9
1.1 Системи виробництва електричної енергії	11
1.2 Системи передачі електричної енергії	17
1.3 Мережа розподілу електричної енергії	20
1.4 Системи споживання.....	22
1.5 Технології управління, моніторингу та передачі даних.....	23
2. ДОСЛІДЖЕННЯ СТРУКТУРИ ТА ФУНКЦІЙ СИСТЕМ ТЕЛЕКЕРУВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОГО КОМПЛЕКСУ	26
2.1 Функції систем телемеханіки	26
2.2 Структура та функції комплексу телекерування	28
2.3 Автоматизація керування об’єктами електроенергетики	30
2.3.1 Низовий рівень	31
2.3.2 Середній рівень	33
2.3.3 Верхній рівень	34
3. РОЗРОБКА КОМП’ЮТЕРИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ ТЕЛЕКЕРУВАННЯ ОБ’ЄКТАМИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ.....	36
3.1 Вимоги та функції проекрованої системи.....	36
3.2 Розробка структурної схеми системи.....	39
3.3 Реалізація проекрованої системи	44
ВИСНОВКИ	50
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	52
ДОДАТОК А Структурна схема низового рівня системи	55
ДОДАТОК Б Структурна схема верхнього рівня системи	56
ДОДАТОК В Структурна схема побудови КЗ КО	57
ДОДАТОК Г Структурна схема побудови КЗ ДП	58
ДОДАТОК Д Копії публікацій	59

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АРМ - автоматизоване робоче місце;
АСКД - автоматизована система диспетчерського керування;
АСКОЕ - автоматизовані системи обліку і контролю енергоресурсів;
АСУ - автоматизована система управління;
ДП - диспетчерський пункт;
ЕЕ – електрична енергія;
ЕК - електроенергетичний комплекс;
КЗ - канал зв'язку;
КККП - контрольно-керуючі комунікаційні пристрої;
КО - контрольований об'єкт;
КТЗ - комплекс технічних засобів;
ЛЕП - лінії електропередачі;
МРЕ - мережа розподілу електроенергії;
ОЕ - об'єкт електроенергетики;
ОЕС - об'єднана енергосистема;
ПКДЦ - пристрій керування диспетчерським центром;
РЧ - реальний час;
СПЕ - система передачі електроенергії;
ССЕ - система споживання електроенергії;
ТВ - телевимірювання;
ТК - телекерування;
ТП - технологічний процес;
ТР - телерегулювання;
ТС - телесигналізація;
ШК - шафа керування;
ШКО - шафа каналного обладнання;
ШРЗ - шафа радіозв'язку;

ВСТУП

Актуальність теми. Галузь електроенергетики є ключовою для розвитку сучасної економіки, оскільки електрична енергія необхідна для функціонування промислових підприємств, інфраструктурних об'єктів та побутових потреб. Електроенергія забезпечує роботу виробничих ліній, транспорту, систем зв'язку, медичних установ і соціально значущих об'єктів, що робить її незамінною складовою сучасної інфраструктури. Стабільність і надійність постачання електроенергії є критично важливими для підтримки сталого економічного зростання, інноваційного розвитку та підвищення якості життя населення.

У сучасній електроенергетиці однією з ключових задач є забезпечення ефективного управління об'єктами електроенергетики (ОЕ) та оптимізації їх роботи. Розробка та реалізацію комп'ютеризованих систем управління дозволяє суттєво підвищити рівень контролю, оперативності та безпеки на енергетичних об'єктах, таких як підстанції, лінії електропередач, трансформатори та інше обладнання. Комп'ютеризована системи телекерування ОЕ дозволяє забезпечити моніторинг і управління широким колом об'єктів, що дозволяє контролювати та регулювати роботу всієї енергетичної мережі. Ці системи забезпечують моніторинг в реальному часі (РЧ), дистанційне управління та аналіз стану об'єктів, що мінімізує ризики аварій і сприяє стабільності роботи енергетичної мережі.

Метою роботи є дослідження та розробка комп'ютеризованої системи для підвищення ефективності управління об'єктами електроенергетики шляхом інтеграції сучасних технологій автоматизації та телекерування.

Для досягнення поставленої мети необхідно виконати ряд завдань, зокрема:

- проаналізувати об'єкти та процеси в енергетичній галузі;
- дослідити функціональні можливості систем телемеханіки в управлінні та моніторингу енергетичних систем;

- дослідити архітектуру систем телекерування енергетичними об'єктами;
- розробити структуру комп'ютеризованої системи ТК ОЕ;
- обґрунтувати вибір технічних засобів для реалізації та ефективної роботи проектованої системи.

Об'єкт дослідження: процес моніторингу та управління параметрів процесу енергопостачання.

Предмет дослідження: комп'ютеризована система телекерування ОЕ.

Наукова новизна отриманих результатів. Запропонована комп'ютеризована система телекерування дозволяє здійснювати безперервний збір та обробку даних з реальним часом синхронізації, що підвищує ефективність і точність управлінських рішень, а також мінімізує ймовірність технічних помилок і збоїв в управлінні енергетичними об'єктами. Впровадження методів захисту передачі даних від зовнішніх втручань і використання блокувань для забезпечення контролю доступу до команд керування дозволяє підвищити рівень безпеки в енергетичних системах.

Практичне значення отриманих результатів. Запропонована система дозволяє автоматизувати моніторинг параметрів енергопостачання, виявляти аномалії і проводити необхідні коригувальні дії без затримок, що дає змогу вчасно виявляти та усувати несправності в роботі обладнання та знизити витрати на обслуговування і ремонт. Використання сучасних каналів зв'язку, дозволяє забезпечити швидку і стабільну передачу даних між об'єктами управління та диспетчерськими пунктами, що дозволяє отримувати достовірну інформацію і приймати оперативні рішення для оптимізації енергоспоживання та запобігання перевантаженням.

Апробація.

1. Мартинюк В., Шубалий П., Пітух І., Давлетова А. Комп'ютерно-інтегрована система управління об'єктами електроенергетики / Збірник матеріалів проблемно-наукової міжгалузевої конференції «Автоматизація та

комп'ютерно-інтегровані технології» (АКІТ - 2024), Тернопіль, 2024. - с. 45-49.

2. Шубалий П., Мартинюк В., Пітух І. Комп'ютеризована система телеуправління високовольтними підстанціями / Збірник матеріалів науково-практичного симпозиуму «Технології Інтернету речей: системи та рішення» (ТІР СТ - 2024), Тернопіль, 2024. -96 с.28-31.

1. АНАЛІЗ ІНФРАСТРУКТУРИ ТА ОБ'ЄКТІВ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ГАЛУЗІ

Основою для забезпечення енергетичних потреб суспільства та економіки є електроенергетичний комплекс (ЕК). Він складається з різних об'єктів та мереж, які утворюють загальну інфраструктуру для виробництва, передавання, розподілення та споживання електроенергії [1-5]. У складі комплексу виділяються райони електричних мереж, які належать до структурних підрозділів підприємств, що експлуатують та обслуговують розподільні мережі напругою. Саме ці підприємства відповідають за підтримання працездатності мереж, здійснення технічного обслуговування та модернізацію об'єктів для безперервного і якісного електропостачання.

Об'єднана енергосистема (ОЕС) є ЕК, що виконує функції координації, балансування та забезпечення надійності в масштабах всієї держави (рисунк 1.1) [6]. Вона об'єднує виробників, передавальні та розподільчі системи для забезпечення стабільного електропостачання на національному рівні.

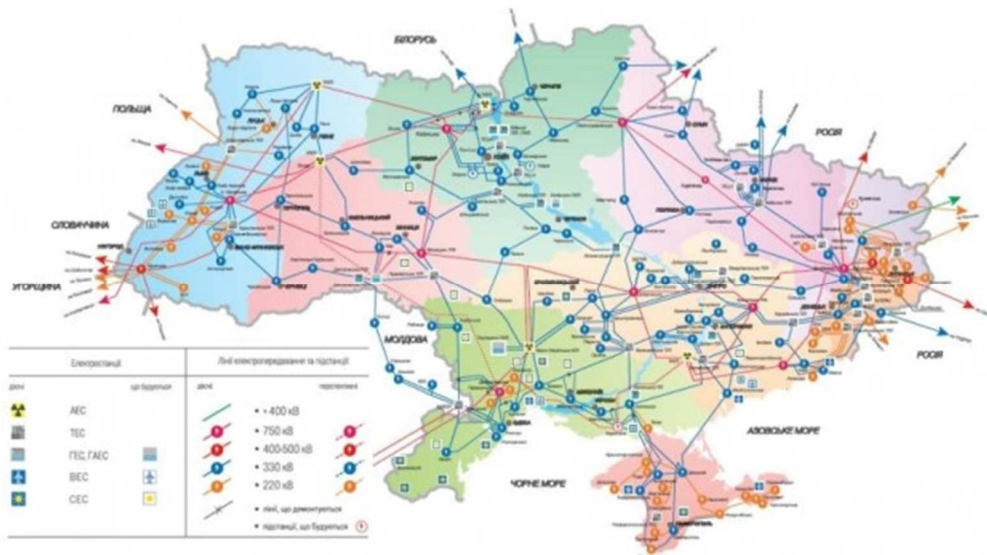


Рисунок 1.1 - ОЕС України

ОЕС часто пов'язана з енергосистемами сусідніх країн, що забезпечує імпорту та експорту електроенергії (ЕЕ) в разі потреби, сприяючи стабільності

та надійності національного ЕК [3, 7].

ОЕС дозволяє перенаправляти ЕЕ між регіонами для підтримки стабільної роботи мереж [4, 8]. Наприклад у випадку аварійних ситуацій або пікового навантаження в одному з регіонів вона може перерозподіляти ресурси та мінімізувати ризик перебоїв. Завдяки об'єднанню електростанцій можуть працювати в оптимальних умовах та знижувати надлишкову генерацію, що підвищує ефективність виробництва. Це також забезпечує можливість використання електростанцій різного типу в залежності від потреб мережі та економічної доцільності та спрощує процес інтеграції відновлюваних джерел енергії, таких як сонячна та вітрова енергетика, що мають змінний характер генерації.

ОЕС дозволяє збалансувати виробництво та споживання ЕЕ в РЧ, використовуючи сучасні системи моніторингу та управління, що підвищує стабільність роботи ЕК в цілому [6-8].

Основними компонентами (рисунок 1.2) електроенергетичної галузі, що взаємодіють між собою для забезпечення безперервного, ефективного та надійного постачання ЕЕ.

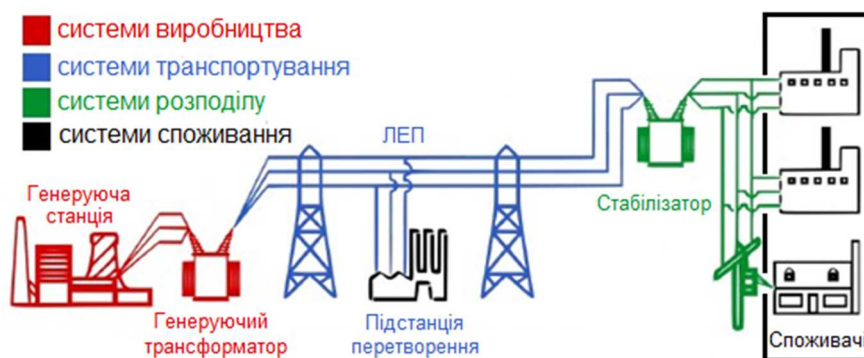


Рисунок 1.2 - Компоненти електроенергетичної галузі

Основними компонентами є:

1. Системи виробництва ЕЕ - генеруючі електростанції, зокрема теплові, атомні, гідроелектричні, вітрові, сонячні або відновлювальні джерела енергії, наприклад сонячні панелі, вітрові турбіни, тощо.
2. Системи передачі ЕЕ - забезпечують транспортування ЕЕ від

генеруючих об'єктів до споживачів за допомогою ліній електропередач (ЛЕП) високої напруги, які передають електричну енергію на великі відстані та підстанції для зміни рівня напруги.

3. Системи розподілу ЕЕ - мережі, які приймають ЕЕ з систем передачі та доставляють її кінцевим споживачам. Основними елементами таких систем є розподільні підстанції та мережі, зокрема середньої та низької напруги для житлових і комерційних споживачів, а також комутаційне обладнання.

4. Системи споживання ЕЕ - об'єкти та установки, які використовують ЕЕ для різних потреб, наприклад промислові, побутові споживачі тощо.

1.1 Системи виробництва електричної енергії

Виробництво ЕЕ є процесом перетворення різних видів енергії, механічної, хімічної, ядерної, теплової тощо, на ЕЕ. Він відбувається на електростанціях, які можуть бути класифіковані за типами ресурсів та технологій, що використовуються.

Теплові електростанції (ТЕС) перетворюють теплову енергію в електричну. Вони працюють за різними принципами в залежності від використаного пального і технології [9].

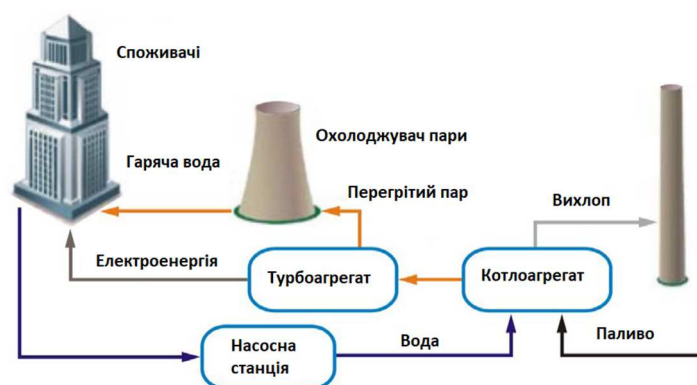


Рисунок 1.3 –Принцип роботи ТЕС

Парові ТЕС є одним з найбільш поширених типів. Тепло, отримане внаслідок згоряння пального, наприклад вугілля, нафти чи газу,

використовується для нагрівання води в котлах. Вода перетворюється на пару за допомогою якої обертається турбіна для генерації ЕЕ.

На рисунку 1.4 наведено частину технологічної схеми парової ТЕС.

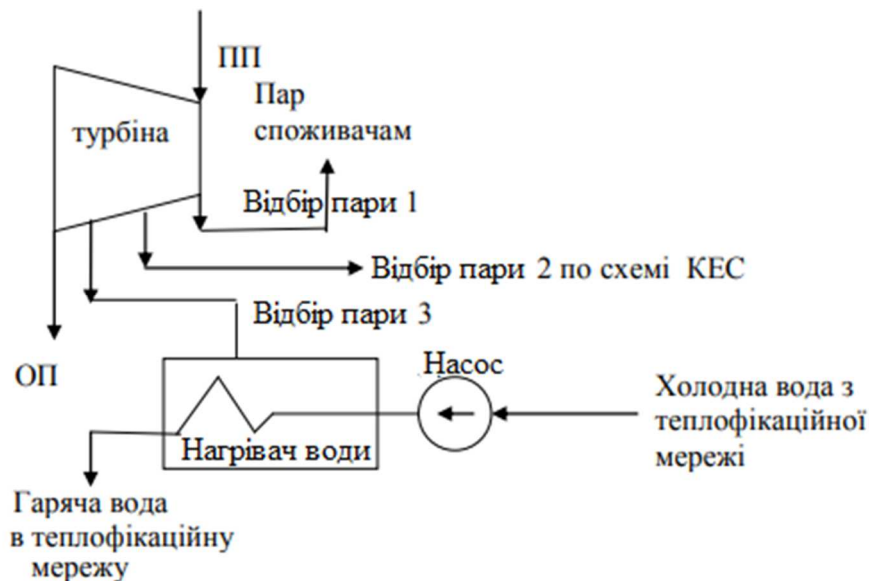


Рисунок 1.4 - Технологічна схема парової ТЕС

Газово-турбінні електростанції (рисунок 1.5) використовують газову турбіну, яка обертається завдяки згорянню природного газу у камері згорання. Гарячі гази, що утворюються в процесі згорання, обертають турбіну, що дозволяє виробляти ЕЕ.

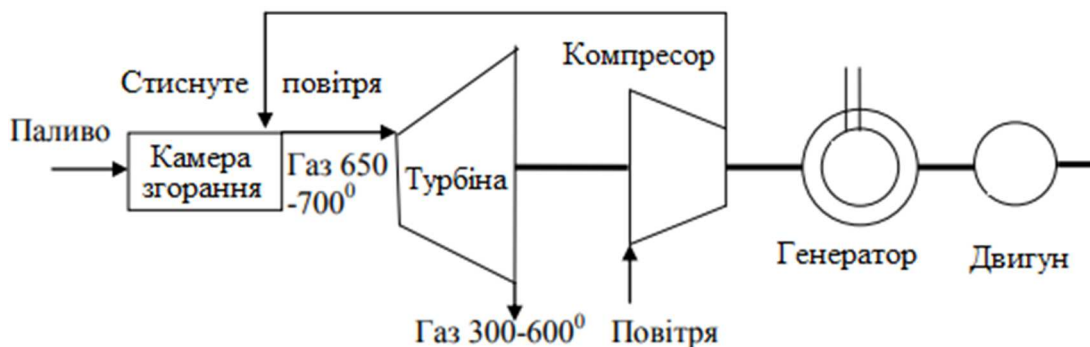


Рисунок 1.5 - Схема енергоблоку газово-турбінної станції

Цей тип ТЕС відзначається високою ефективністю та швидким запуском. Комбіновані - поєднують принципи роботи парової та газової турбін. У таких системах спочатку газова турбіна генерує ЕЕ, а відпрацьовані гази використовуються для нагрівання води, яка перетворюється в пару для

парової турбіни, що підвищує загальну ефективність виробництва [10, 11].

ТЕС на твердому паливі працюють за аналогічним принципом, що й парові, але використовують тверді види пального, такі як вугілля або біомаса. Згоряння цього пального виробляє тепло, яке нагріває воду для виробництва пари. Існують також ТЕС, які використовують відновлювальні джерела енергії, наприклад геотермальну енергію або тепло, отримане від спалювання відходів [12]. Ці станції демонструють інноваційний підхід до виробництва ЕЕ, зменшуючи залежність від викопних палив.

Гідроелектричні станції (ГЕС) [2] - використовують кінетичну енергію рухомої води, падаючої або течії води, для обертання турбін (рисунок 1.6).

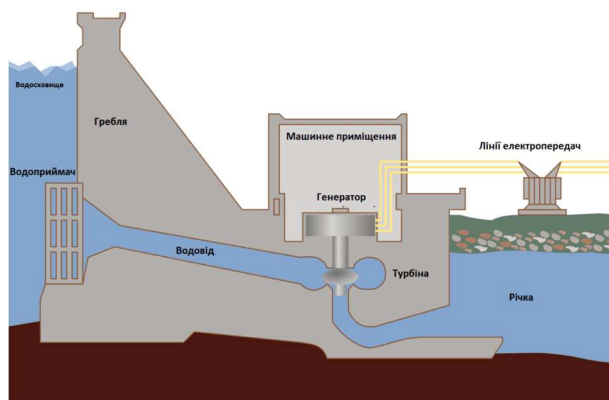


Рисунок 1.6 - Будова ГЕС

Серед ГЕС виділяють класичні, що використовують греблі для накопичення води, та проточні, що не потребують резервуарів і використовують річкові потоки. ГЕС зазвичай розташовані на ріках або в місцях, де є значні водоспади [8, 13]. Основний принцип роботи гідроелектричних станцій полягає в наступному:

- накопичення води у великій водоймі або резервуарі, створюючи водосховище;
- випуск води з резервуара через турбіну для вироблення ЕЕ;
- обертання турбін рухомою водою, що обертає турбіну, яка, у свою чергу, приводить в дію генератор для виробництва енергії;
- передача виробленої електричної енергії до електромережі для подальшого споживання.

За типом регулювання можна виділити регульовані ГЕС, що можуть накопичувати і витрачати воду залежно від потреби в ЕЕ, та нерегульовані, які виробляють ЕЕ в залежності від природного потоку води [1-3]. За розміром ГЕС можуть бути малими та великими, відповідно до потужності, до 100 МВт та понад 100 МВт відповідно. ГЕС вважаються одними з найбільш екологічно чистих джерел ЕЕ, оскільки не викидають забруднюючих речовин у атмосферу під час виробництва електрики.

Атомні електростанції (АЕС) це установки, які використовують ядерну енергію для виробництва ЕЕ (рисунок 1.7) [4].

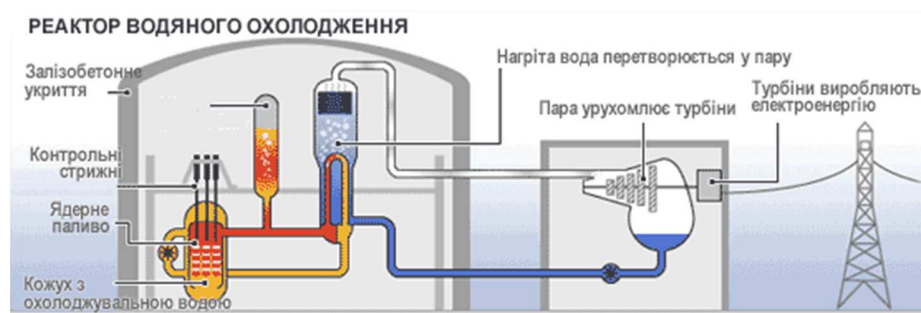
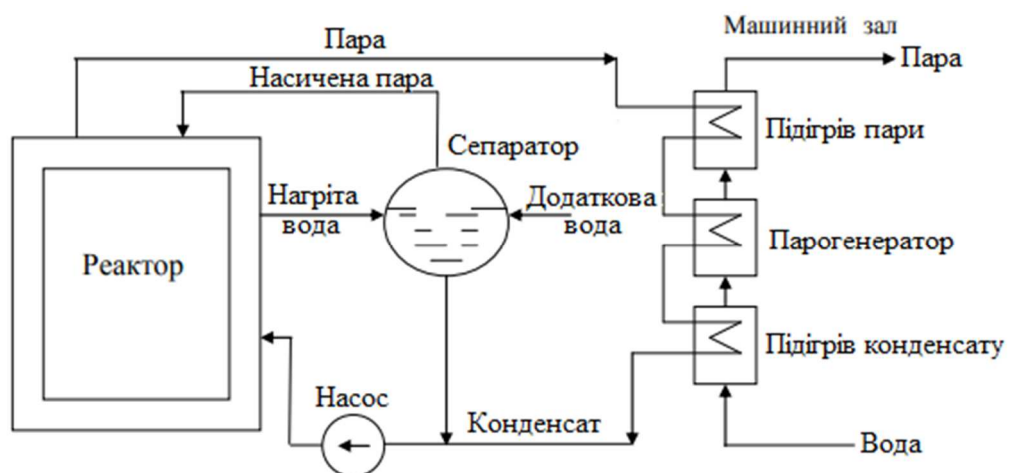


Рисунок 1.7 - Приклад АЕС

Вони здатні генерувати велику кількість ЕЕ, використовуючи тепло, що виробляється під час ядерних реакцій, зазвичай через процес поділу ядер важких елементів, урану або плутонію, де теплова енергія, отримана в результаті ядерних реакцій використовується для виробництва пари.

На рисунку 1.8 наведено схему енергоблоку двоконтурної АЕС.

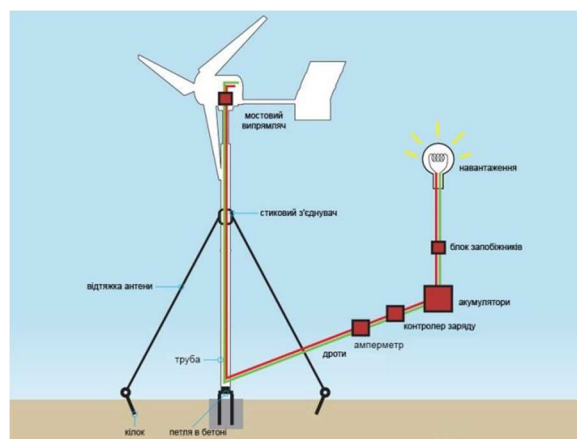


Рисунке 1.8 – Принципова схема енергоблоку АЕС

Принцип роботи АЕС базується на:

- реакції у ядерному реакторі, де відбувається поділ ядер урану або плутонію з виділенням великої кількості тепла;
- використанні отриманого тепла для перетворення води на пару;
- обертанні турбін, що приводить в дію електричний генератор, виробляючи ЕЕ;
- конденсації пари назад у воду і поверненні її в реактор для повторного нагрівання.

Вітрові електростанції (ВЕС) установки, які перетворюють кінетичну енергію вітру на ЕЕ за допомогою вітрових турбін (рисунок 1.9) [12]. Вони є важливим компонентом відновлювальної енергетики і сприяють зменшенню викидів парникових газів.



Принцип роботи ВЕС базується на наступних етапах:

- вітрові турбіни мають лопасті, які обертаються під впливом вітру. кінетична енергія вітру перетворюється на механічну енергію, коли лопасті починають обертатися;
- обертовий рух лопатей передається через вал до генератора, який перетворює механічну енергію на ЕЕ;
- генератор виробляє електричний струм, який потім може бути направлений до електричної мережі для подальшого використання.

Розташовуються ВЕС зазвичай на відкритих просторах з хорошими

Промислові ВЕС мають велику кількість турбін та виробляють значну кількість електроенергії. Малі вітрові установки використовуються для забезпечення ЕЕ на рівні домогосподарств або малих підприємств [14].

Солнечные батареи

Сетевой инвертор

Внешняя электросеть

Постоянный ток

Переменный ток 0,4 кВ

Входной счетчик

10 кВ

Трансформатор 0,4/10 кВ

Система мониторинга

"Зеленый" счетчик

Собственное потребление

Проведений аналіз дозволяє визначити основні типи процесів перетворення енергії, що використовуються для виробництва ЕЕ. У ТЕС, АЕС та ГЕС теплова енергія в результаті спалювання пального або ядерних реакцій перетворюється на механічну енергію за допомогою парових турбін,

які обертають генератор. У випадку ВЕС і ГЕС механічна енергія, отримана від руху води або вітру, безпосередньо перетворюється на ЕЕ.

Виробництво ЕЕ є складним процесом, що охоплює широкий спектр технологій і джерел. З огляду на зростаючі вимоги до енергетичної безпеки та зменшення екологічного впливу, важливим є розвиток інноваційних рішень в автоматизації управління та моніторингу процесів у цій сфері. Впровадження автоматизованих систем управління (АСУ) сприяє підвищенню ефективності та надійності виробництва ЕЕ, забезпечуючи при цьому сталий розвиток ЕК і його адаптацію до сучасних вимог.

1.2 Системи передачі електричної енергії

Система електропостачання - це сукупність інженерних споруд та обладнання, що призначені для виробництва, транспортування і розподілу ЕЕ. Передача ЕЕ це етап її постачання від генеруючих джерел до кінцевих споживачів.

Системи передачі електроенергії (СПЕ) призначені для транспортування ЕЕ від електростанцій до підстанцій, з врахуванням надійності, безперервності та ефективності (рисунок 1.11) [15, 16].

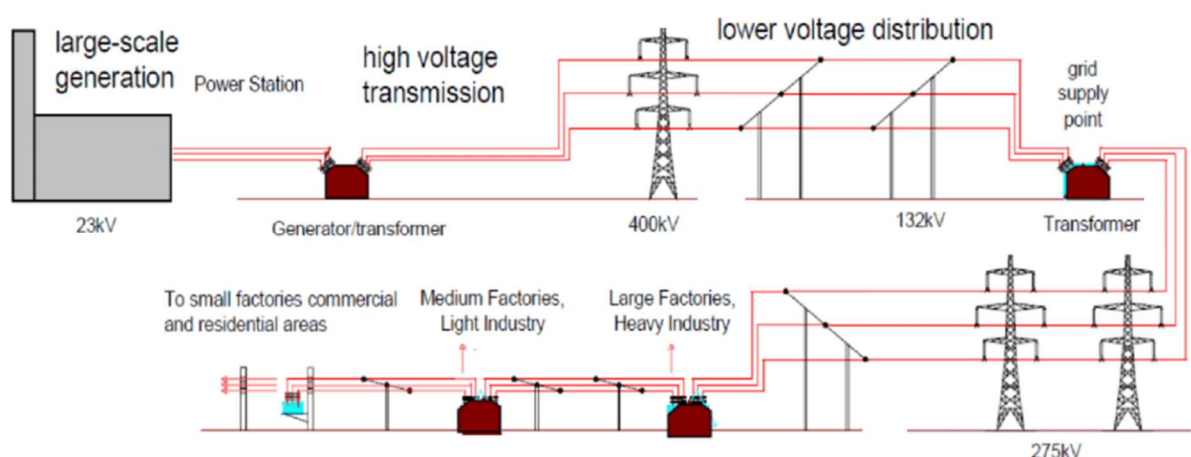


Рисунок 1.11 - Система передачі електроенергії

СПЕ забезпечує з'єднання генеруючих станцій з розподільними мережами [3, 17]. До їх складу входять:

- високовольтні підстанції та трансформатори - дозволяють збільшувати або знижувати рівні напруги для ефективного транспортування;
- лінії електропередачі (ЛЕП) - забезпечують передачу ЕЕ з мінімальними втратами;
- розподільчі пункти - реалізують контроль, перетворення напруги та розподіл ЕЕ на етапі передачі.

Електрична потужність від електростанції передається до підстанції за допомогою трансформаторів, які підвищують напругу, що дозволяє ефективно передавати ЕЕ на великі відстані. Потім, у підстанції, трансформатори знижують напругу до рівня, придатного для споживання, після чого ЕЕ розподіляється споживачам.

Серед СПЕ можна виділити два основних типи:

- основні - транспортують ЕЕ на великі відстані,
- вторинні - забезпечують підключення до дрібніших мереж для місцевого постачання ЕЕ.

В СПЕ використовуються різні технології передачі [18], зокрема постійного (ПС) або змінного струму (ЗС). Перевагами СПЕ ПС є можливість розподілу потужності за допомогою двох провідників, відсутність індуктивності та ємності в системі, відсутність скін-ефекту в ЛЕП постійного струму, а також низькі падіння напруги і втрати (рисунок 1.12). Недоліки таких СПЕ є те, що важко створити високі напруги і в таких системах не можуть бути використані трансформатори для її збільшення або зменшення, що ускладнює їх використання у великих енергетичних системах.

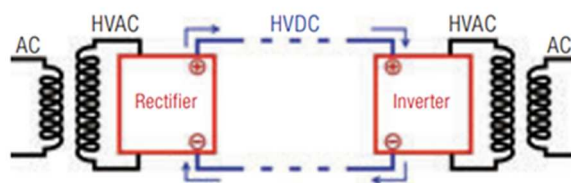


Рисунок 1.12 - СПЕ постійного струму

Передача ЗС (рисунок 1.13) забезпечує можливість створення високої напруги, що дозволяє легко збільшувати або зменшувати її за допомогою

трансформаторів.

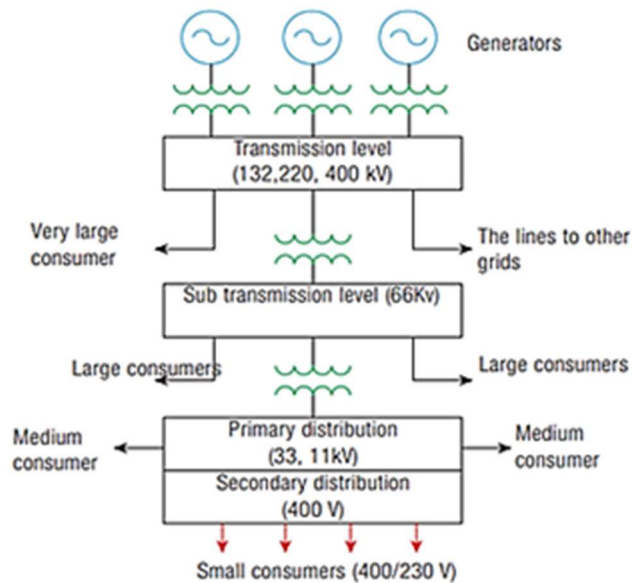


Рисунок 1.13 - СПЕ змінного струму

Передача високої напруги за допомогою джерела ЗС знижує втрати енергії; а також характеризується простотою та низькою вартістю технічного обслуговування підстанцій. Проте технологія передачі ЗС має ряд недоліків, зокрема в лініях ЗС можуть виникати ємнісні та індуктивні ефекти, які потребують використання ефективніших провідників через скін-ефект. Крім того, конструкція СПЕ ЗС є складною, і для її реалізації необхідно більше мідних провідників.

Важливим компонентом СПЕ є ЛЕП, оскільки вони дозволяють транспортувати ЕЕ з невеликими втратами від джерел живлення до центрів навантаження. Вони складаються з проводів (кабелів), опор, підвісок та інших елементів. Конструкція ЛЕП повинна враховувати ряд електричних параметрів, таких як послідовна індуктивність, опір, шунтова ємність і провідність. За напругою ЛЕП можна поділити на [3, 9, 17]:

- лінії високої напруги - від 110 кВ і вище, забезпечують передачу ЕЕ на великі відстані між великими енергетичними об'єктами;
- лінії середньої напруги - 6-35 кВ, використовуються для локального розподілу ЕЕ між розподільчими підстанціями і трансформаторними станціями;

– лінії низької напруги - 0,4 кВ і нижче, передають ЕЕ безпосередньо до кінцевих споживачів.

ЛЕП можуть бути підземними або повітряними. Найчастіше використовується повітряна передача ЕЕ, оскільки вона є більш економічною та простою в обслуговуванні.

1.3 Мережа розподілу електричної енергії

Мережа розподілу електроенергії (МРЕ) є це частиною електроенергетичної системи, яка відповідає за доставку ЕЕ від підстанцій до кінцевих споживачів [4, 8, 13, 18]. Вона включає розподільчі підстанції, трансформатори, лінії електропередачі та інші елементи, які забезпечують ефективну та надійну доставку електроенергії.

На електропідстанції трансформатор знижує напругу до рівня, придатного для розподілу, що дозволяє потужності переходити на розподільну мережу. Далі розподільна потужність розподіляється по кількох напрямкам за допомогою «шини». Система розподілу відповідає за живлення окремих приміщень споживачів, використовуючи розподільні мережі.

Розподільна мережа складається з кількох частин (рисунок 1.14): живильної, розподільної та сервісної магістралей.

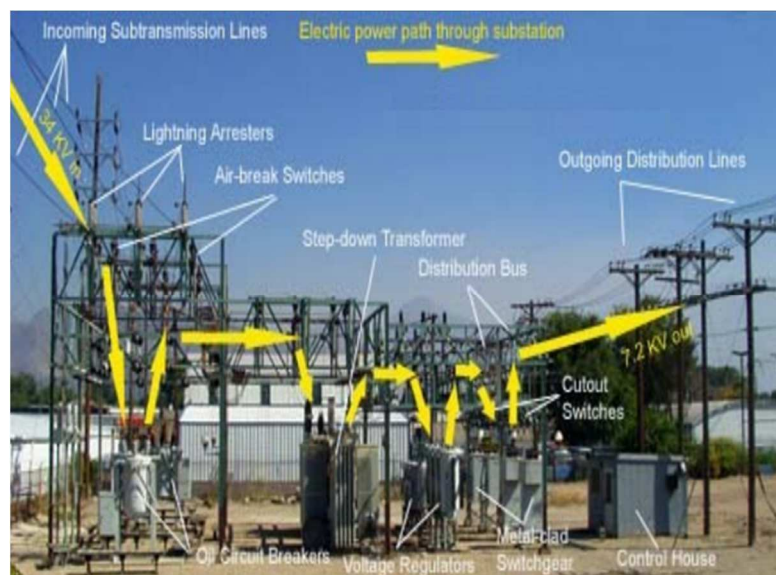


Рисунок 1.14 - Мережа розподілу електроенергії

Підстанція з'єднується з зоною розподілу ЕЕ через фідер - провідник, по якому струм залишатиметься незмінним, оскільки від нього не береться відведення. Розподільник - це провідник, що з'єднує трансформатор, встановлений на стовпі, із споживачем; струм у розподільнику може змінюватись, оскільки відводи здійснюються в різних точках. Сервісна мережа - це невеликий кабель, який з'єднує розподільник з лічильником клієнта.

Виділяють первинні та вторинні МРЕ. У системі первинного розподілу напруга є вищою, ніж у загальному використанні, зазвичай в діапазоні 11 кВ до 3,3 кВ. Первинна розподільна система є формою високовольтного розподілу, яка здебільшого застосовується на промислових підприємствах. МРЕ вторинного розподілу забезпечує звичайних споживачів з напругою 440/230 В, представляючи собою 3-фазну, 4-провідну систему.

За типом можна виділити радіальні (а), кільцеві (б) та взаємопов'язані (в) МРЕ (рисунок 1.15) [1, 11, 17].

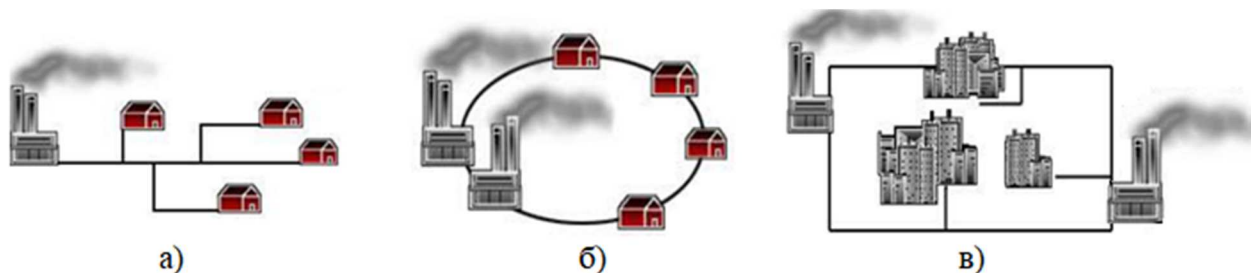


Рисунок 1.15 - Типи МРЕ

Радіальна розподільна система характеризується низькою вартістю реалізації та простотою організації й обслуговування. Проте недоліком є залежність мережі від однієї лінії: у разі її виходу з ладу відбувається повна втрата електроенергії. Такий тип системи можливий лише за умови генерації ЕЕ при низькій напрузі та розташування підстанції в центрі навантаження. Додатково, фідер, розташований ближче до живильного кінця, може бути перевантажений, тоді як на дальньому кінці спостерігаються коливання напруги.

Кільцева МРЕ забезпечує надійнішу доставку ЕЕ завдяки наявності кількох шляхів між джерелом живлення та споживачем. Основною перевагою є те, що у разі виходу з ладу одного з шляхів ЕЕ може надходити через інший, що зменшує ризик перерви в електропостачанні. Однак розробка такої системи є складною та вимогливою до ресурсів.

Взаємопов'язана МРЕ відрізняється високою надійністю постачання завдяки використанню кількох фідерів, що знижує втрати ЕЕ. Цей тип системи забезпечує високу якість обслуговування споживачів. Проте недоліками є високі початкові витрати на реалізацію, а також складність проектування, планування та експлуатації.

1.4 Системи споживання

Споживання ЕЕ - це процес перетворення ЕЕ в інші види енергії, механічну, теплову, світлову тощо, необхідні для роботи різних пристроїв і машин. Основна мета системи споживання електроенергії (ССЕ) є забезпечення надійного, безпечного й економічного живлення споживачів з врахуванням вимог до якості енергії.

ССЕ зазвичай класифікуються за напругою живлення, зокрема виділяють низьковольтні системи - до 1000В та високовольтні - понад 1000В. За призначенням виділяють побутові, промислові, комерційні ССЕ. За типом споживання: освітлювальні, силові (електродвигуни, компресори), електротеплові (електропечі, обігрівачі) тощо [2, 6, 13].

Споживачами ЕЕ є фізичні або юридичні особи, які використовують її для задоволення своїх потреб. До споживачів належать:

- промислові споживачі - підприємства, заводи, які використовують значну кількість УУ для виробництва;
- комерційні споживачі - бізнес-центри, торговельні мережі, офісні будівлі, які споживають ЕЕ для підтримки комерційної діяльності;
- комунальні установи - освітні, медичні заклади, муніципальні

об'єкти, які також потребують постійного електропостачання;

- побутові споживачі - домогосподарства, багатоквартирні будинки, приватні будинки.

Основними елементами ССЕ є:

- розподільні щити - забезпечують розподіл ЕЕ серед різних груп споживачів і захист електромережі;

- комутаційна апаратура - вимикачі, роз'єднувачі, запобіжники, що забезпечують комутацію та захист від коротких замикань і перевантажень;

- трансформатори - забезпечують зміну рівня напруги, що знижує втрати енергії під час її передачі та споживання;

- засоби обліку споживаної ЕЕ;

- пристрої автоматизації - контролери, датчики та системи управління, які забезпечують автоматичний контроль і регулювання споживання.

1.5 Технології управління, моніторингу та передачі даних

Системи моніторингу є ключовим компонентом для забезпечення стабільності роботи енергосистем. Вони включають:

- автоматизовані системи обліку і контролю енергоресурсів (АСКОЕ), компонентами якої є автоматизовані лічильники, пристрої та засоби моніторингу та контролю споживання [19];

- системи управління і збору даних (SCADA) дозволяють відслідковувати стан мережі в РЧ та здійснювати управління елементами енергосистеми [20].

На рисунку 1.16 наведено приклад структури АСКОВ.

Моніторинг параметрів забезпечує оптимізацію роботи мереж та дозволяють мінімізувати втрати ЕЕ. Комп'ютерно-інтегровані системи (KIC) управління різними джерелами ЕЕ та споживачами допомагають оптимізувати її споживання та зберігання.

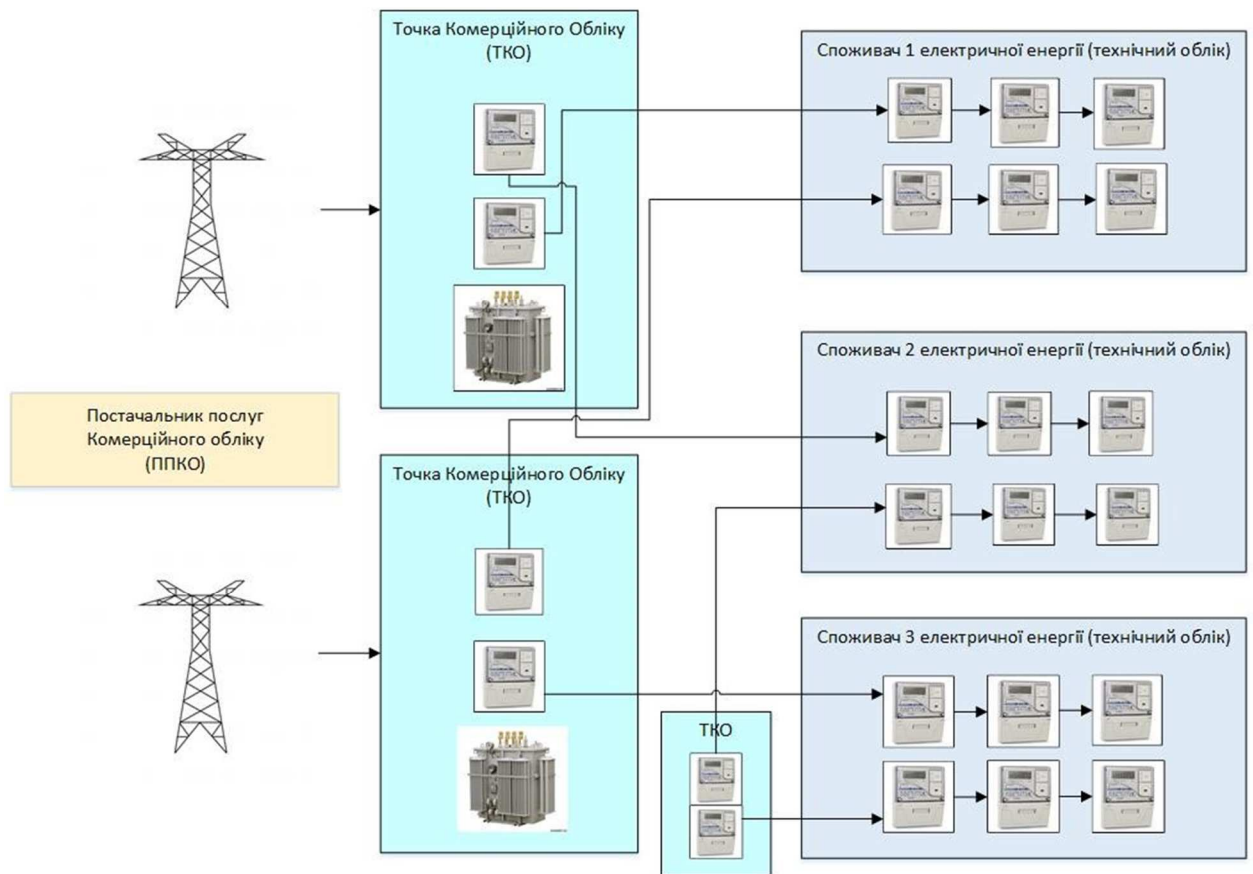


Рисунок 1.16 - Система обліку ЕЕ

Для управління технологічним процесом (ТП) енергопостачання, підтримки параметрів роботи обладнання на заданому рівні, управління об'єктами електроенергетики в РЧ використовуються АСУ [21]. Системи автоматичного регулювання (САР) напруги і частоти забезпечують стабільність електричної мережі. Моніторинг і управління навантаженням дозволяють підтримувати баланс між виробництвом і споживанням ЕЕ.

Для надійного передавання даних між різними об'єктами та системами використовуються сучасні комунікаційні технології [22, 23]:

- провідні протокол - міжнародні стандарти для комунікацій в системах автоматизації електричних підстанцій, що забезпечує сумісність між пристроями різних виробників;
- оптоволоконні лінії зв'язку - для швидкої передачі великих обсягів даних на далекі відстані з високою захищеністю;
- безпроводні технології - використовуються для підключення

розподілених об'єктів в умовах, де неможливо або недоцільно використовувати кабельне з'єднання;

- високочастотний зв'язок по лініях високої напруги.

Актуальність розробки комп'ютеризованої системи телекерування об'єктами електроенергетики обумовлена необхідністю підвищення надійності та ефективності управління енергетичною інфраструктурою, швидким реагуванням на аварійні ситуації, оптимізацією витрат та інтеграцією відновлюваних джерел енергії в єдину мережу. Впровадження таких систем дозволяє автоматизувати контроль і моніторинг електромереж, знижувати експлуатаційні витрати, а також забезпечувати безперебійне постачання ЕЕ споживачам.

2. ДОСЛІДЖЕННЯ СТРУКТУРИ ТА ФУНКЦІЙ СИСТЕМ ТЕЛЕКЕРУВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОГО КОМПЛЕКСУ

2.1 Функції систем телемеханіки

Впровадження телемеханізації в ЕК є сучасним підходом до автоматизації систем управління режимами роботи ЕО. Основною метою даного процесу є забезпечення надійного дистанційного моніторингу та контролю за режимами функціонування обладнання у всіх режимах його роботи.

Телемеханіка - це галузь науки, що розглядає віддалений контроль і керуванням об'єктами за допомогою електричних сигналів, що передаються каналами зв'язку (КЗ) [22-28]. Це дозволяє керувати обладнанням і процесами на значній відстані, використовуючи засоби передачі інформації, такі як аналогові та цифрові сигнали, телесигнали, радіо, або мережі зв'язку.

На рисунку 2.1 наведено принцип дії телемеханічної системи.

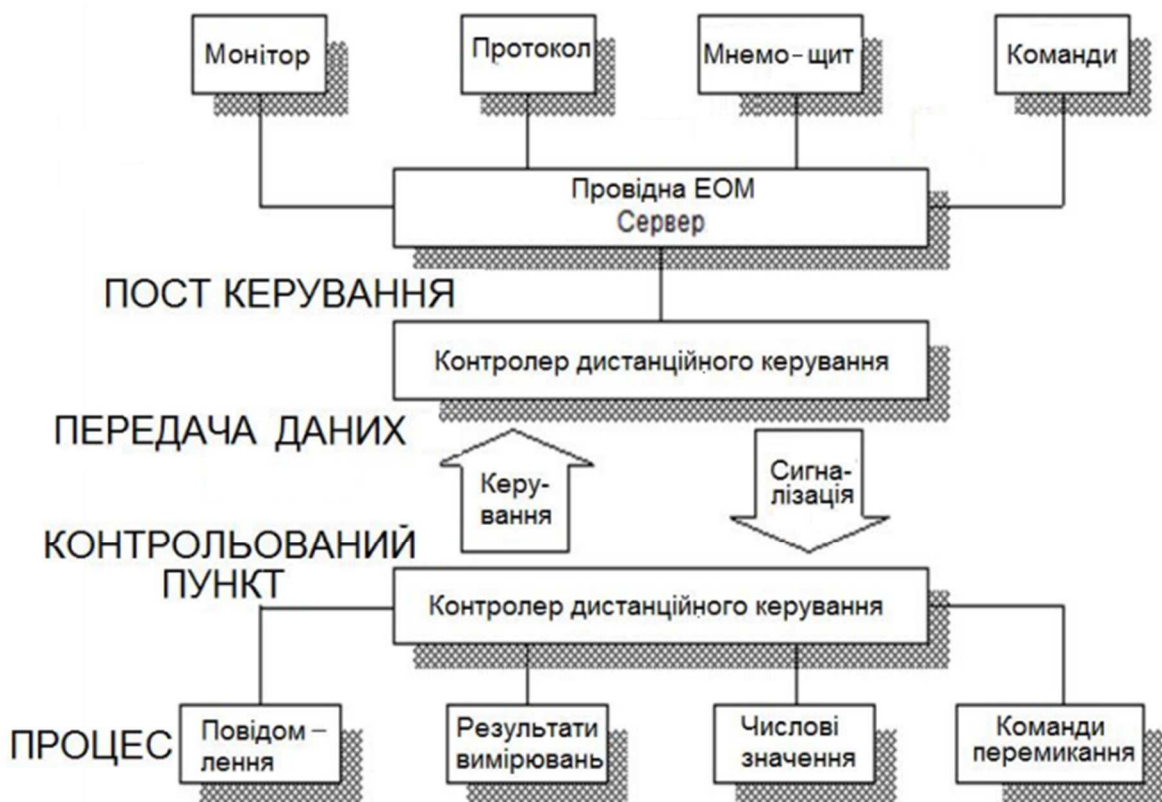


Рисунок 2.1 - Принцип функціонування телемеханічних систем

Основні функції пристроїв телемеханіки в ЕК спрямовані на забезпечення контролю та керування процесами в режимі РЧ. На рисунку 2.2 наведено приклад функціонування комплексу пристроїв телемеханіки, де РК - реле-контролер, КВУ - команди виконання управління, РТК - реле ТК.

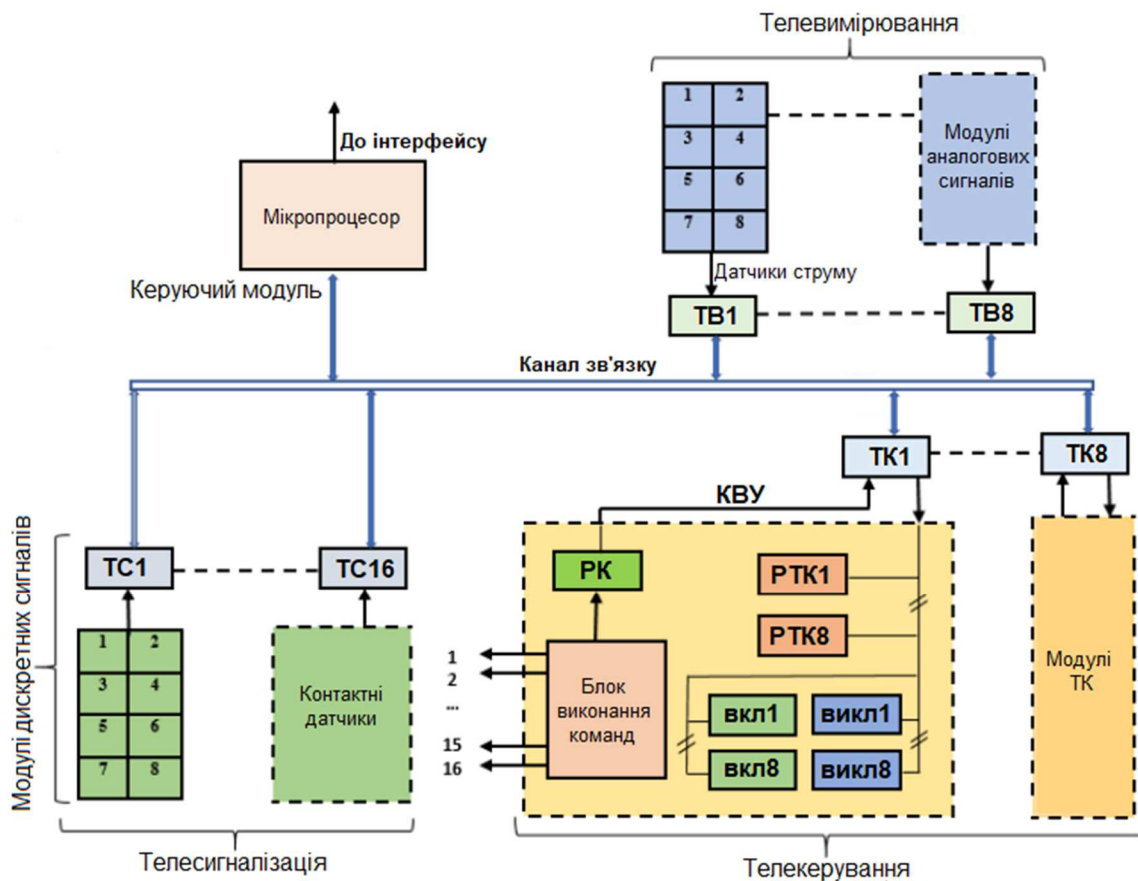


Рисунок 2.2 - Комплекс пристроїв телемеханіки

До основних функцій процесу спостереження за станом обладнання та контрольованих процесів належать, телемоніторингу (ТМ) [24]:

- телевимірювання (ТВ) - передача параметрів, які змінюються в часі, наприклад потужність, напруга, струм, через канали зв'язку. ТВ може здійснюватися безперервно або за запитом оператора, з використанням циклічного або адаптивного передавання значень. Контрольовані параметри характеризується поточним або інтегральним значенням за певний проміжок часу, які передаються у форматі ТВ поточних та інтегральних значень;

- телекерування (ТК) - передача команд від оператора до комутаційних пристроїв, наприклад вимикачів, роз'єднувачів, для зміни

положення обладнання. У разі багатопозиційного обладнання керування здійснюється через телепристрої;

- телесигналізація (ТС) - передача дискретних сигналів про стан контрольованого об'єкту (КО), наприклад положення вимикачів, налаштування автоматичних пристроїв, тощо. Передача сигналів може бути дискретною або циклічною, зазвичай передаючи одну з двох позицій включення (вкл)/виключення (викл);

- телерегулювання (ТР) - процес передачі команд типу збільшити/зменшити для регулювання значень на контрольованому пункті.

Функції систем телемеханіки розподіляються на кілька рівнів, де кожен рівень обмінюється інформацією з іншими та передає сповіщення про помилки [25, 26]. Вищі рівні виконують основні функції та контролюють нижчі, які забезпечують обслуговування системи. Зокрема функції поділяють на наступні рівні:

- функції користування системою дозволяють операторам контролювати процеси та здійснювати керування ОЕ;

- функції оперативної обробки та відображення даних дозволяють швидко реагувати на зміни в системі;

- функції передавання даних на всіх рівнях, фізичному, каналному та мережевому, забезпечують надійну комунікацію між пристроями і стабільну передачу сигналів по КЗ.

Основними завданнями телемеханіки є забезпечення централізованого керування ОЕ, оперативність роботи в режимі РЧ, надійність передавання інформації в умовах завад, ефективне використання КЗ та забезпечення візуалізації контрольованих процесів.

2.2 Структура та функції комплексу телекерування

ТК - це процес управління ОЕ на відстані за допомогою спеціалізованих засобів зв'язку, що дозволяє передавати команди керування

та отримувати інформацію про стан КО без фізичної присутності оператора

Основні особливості та принципи ТК полягають в наступному [24-27]:

- дистанційний контроль та управління дозволяють оператору виконувати необхідні дії, знаходячись далеко від КО, що зручно для великих або важкодоступних територій;
- передача даних в РЧ забезпечує передачу параметрів стану КО до центру управління, дозволяючи оперативно реагувати на зміни;
- автоматизація процесів забезпечує можливість автоматичного реагування ТП без участі оператора.

ТК є важливим інструментом, що дозволяє підвищити ефективність і безпеку управління складними системами, зокрема в енергетичній галузі.

Комплекси ТК призначені для оперативного контролю та керування об'єктами та впроваджуються як в промислових електричних мережах, так і в комунальних господарствах [21, 25]. Основними функціями комплексів ТК є:

- безперервний збір і контроль інформації про ТС, який дозволяє фіксувати події в РЧ;
- ТВ поточних та інтегральних значень контрольованих параметрів забезпечує моніторинг змінних та накопичувальних параметрів системи;
- передачу команд керування обладнанням у віддалених точках.

Комплекси ТК для ОЕ охоплюють декілька підсистем, зокрема:

- САУ, що здійснюють автоматизоване керування обладнанням для забезпечення оптимального функціонування;
- засоби диспетчерського та технічного управління (ДТУ), які дозволяють оператору контролювати стан мереж та керувати ТП в РЧ;
- SCADA системи - програмне забезпечення (ПЗ) для збору, обробки, зберігання та аналізу даних, яке є основою для моніторингу й управління в межах всіх систем;
- АСКОЕ, що фіксує дані для обліку та розрахунків.
- пост керування - автоматизовані робочі місця (АРМ), пульти управління та панелі з перемикальними пристроями та контрольно-

вимірювальними приладами для безпосереднього керування обладнанням.

На рисунку 2.3 наведена структура системи ТК.

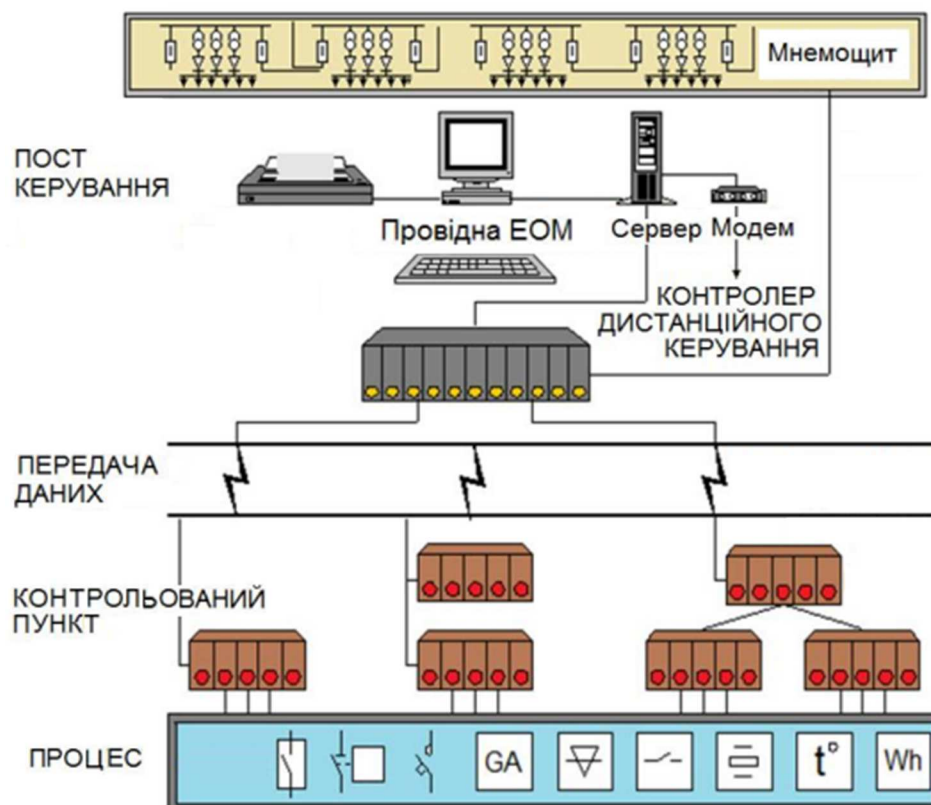


Рисунок 2.3 - Структура комплексу ТК

Для обміну даними між віддаленими об'єктами та центральними пунктами керування використовуються різні КЗ. Комплекси ТК розробляються з врахуванням потреб високої точності, швидкості та надійності передавання інформації і команд для управління обладнанням. Одним з основних завдань таких системи є забезпечення швидкої фіксації змін параметрів електромережі та стану ОЕ, що досягається завдяки високій автоматизації процесів контролю.

2.3 Автоматизація керування об'єктами електроенергетики

Комплекс ТК є важливим інструментом для реалізації основних завдань АСУ ТП, що забезпечує оперативний контроль та управління ОЕ на відстані реалізуючи управління приєднаннями, вимірювання та реєстрації

параметрів, моніторинг стану обладнання та автоматизацію ТП [23-26].

Завдяки використанню пристроїв ТК, АСУ ТП може виконувати перемикання при виявленні пошкоджених ділянок мережі, що дозволяє підтримувати стабільність та безперервність енергопостачання. Безперервний збір технологічних параметрів дозволяє АСУ швидко реагувати на зміни в стані мережі. Комплекс ТК забезпечує можливість проведення моніторингу та діагностики стану обладнання як в штатних, так і в аварійних ситуаціях.

Інтеграція ТК на базі мікропроцесорних контролерів дозволяє автоматизувати ТП основного та допоміжного обладнання, підвищуючи ефективність управління. Основні вимоги до побудови АСУ ТП спрямовані на забезпечення ефективного управління ОЕ та полягають в наступному:

- модульна структура дозволяє застосування різних компонентів, пристрої вимірювання, датчиків, елементів управління та забезпечує можливість швидкої адаптації до змін у ТП;
- відкрита архітектура забезпечує сумісність з різними технологіями та пристроями;
- виконання функцій контролю та керування незалежно від стану інших компонентів системи допомагає забезпечити безперервність та надійність і функціонування електричних мереж.

2.3.1 Низовий рівень

Структура АСУ ТП будується на основі трирівневої територіально-розподіленої архітектури (рисунок 2.4) [24-27].

Перший (низовий) рівень АСУ ТП, як правило, представлений мережею програмованих мікропроцесорних контролерів, розміщених безпосередньо біля силового і вимірювального обладнання. Ці контролери здійснюють процес збору, обробки та попередньої обробки первинної інформації, а також виконують завдання місцевого управління обладнанням. Основною метою цього рівня є забезпечення оперативного моніторингу та контролю за станом ОЕ у РЧ.

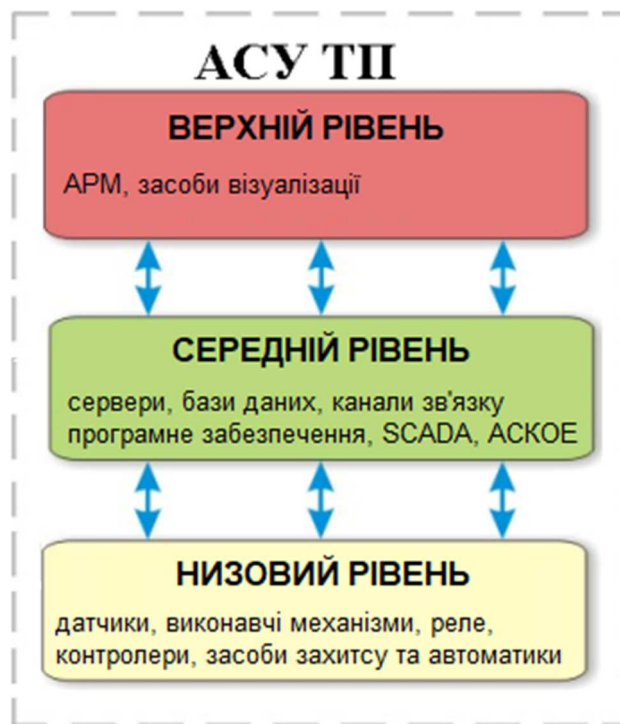


Рисунок 2.4 - Архітектура АСУ ТП

На цьому рівні важливу роль відіграє шлюз-концентратор, який забезпечує збір, обробку та накопичення цифрової інформації від пристроїв захисту. З його допомогою реалізується організація зв'язку між різними мережами. Для ефективної роботи він повинен характеризуватися потужними обчислювальними ресурсами та забезпечувати працездатність у безперервному (цілодобовому) режимі, навіть в умовах без обслуговування, таких як підстанції напругою 110 кВ і вище.

Розміщення пристроїв низового рівня біля силового і вимірювального обладнання зумовлене скороченням довжини зовнішніх кабельних зв'язків. Для побудови АСУ створюються оперативні пункти управління (ОПУ) на території підстанцій, які включають комплекс технічних засобів (КТЗ) захисту та управління, обробки і передачі інформації щодо стану силового обладнання, закріпленого за відповідними ОПУ.

Обмін інформацією між контролерами і цифровими терміналами реалізується за стандартними протоколами, наприклад як MODBUS, KBUS та IEC 60870-5-103. Як середовище передачі даних використовується кабель

типу PiMF (плоский кабель з індивідуально екранованими витими парами), який підключається до портів RS-485 реле захистів і контролера. Контролери всіх ОПУ об'єднані в єдину локальну мережу передачі даних, а як КЗ застосовуються волоконно-оптичні лінії Ethernet, що забезпечують захист інформації від перешкод на підстанції.

Основою низового рівня, зазвичай, є системний модуль розподільного пристрою, що складається з контролера та цифрових захистів, встановлених в одному ОПУ. Контролер виконує функції шлюзу-концентратора, організовуючи роботу цифрових захистів і забезпечуючи обмін інформацією з верхнім рівнем системи, який здійснюється тільки у разі зміни стану обладнання або за ініціативою верхнього рівня, що дозволяє оптимізувати обробку даних та підвищити ефективність управлінських рішень.

2.3.2 Середній рівень

Другий (середній) рівень АСУ ТП включає серверне обладнання, що виконує функції концентратора інформації. Цей рівень забезпечує управління мережею низових контролерів, веде обробку інформації в РЧ та формує і підтримує бази даних (БД) у добовому інтервалі. Центральним елементом, що відповідає за моніторинг та контроль всіх ТП на підстанції є ПЗ.

Обмін інформацією між низовими контролерами і концентратором реалізується за допомогою волоконно-оптичних КЗ, що забезпечує високий захист інформації від перешкод, які можуть виникати на підстанції й швидкість передавання даних. Завдяки використанню волоконної оптики, забезпечується надійність і безперервність інформаційних потоків, що в свою чергу впливає на безпеку та стабільність роботи технологічних систем.

На даному рівні виконуються автономні процеси управління, що дозволяє швидко реагувати на зміни в режимах роботи обладнання, а також автоматично виконувати команди, що надходять від верхнього рівня системи. Цей рівень виконує аналіз та обробку даних, що надходять від низових контролерів, що дозволяє формувати оперативні звіти та статистику ТП.

2.3.3 Верхній рівень

Третій (верхній) рівень АСУ ТП включає АРМ, яке оснащено моніторами. Він забезпечує оператора підстанції усією необхідною інформацією для супроводу та контролю ТП.

На верхньому рівні оператор має доступ до схем, таблиць, графіків, відомостей, контрольно-діагностичних даних, попереджувальних та аварійних повідомлень, а також рекомендацій щодо дій у нештатних ситуаціях. Крім того, система надає довідкові та архівні дані за функціональними завданнями, що дозволяє ефективно реагувати на будь-які зміни або аварійні ситуації.

Цей рівень виконує функції аналізу та прогнозування стану ТП, що дозволяє забезпечити надійність та безпеку в роботі підстанцій. Інтерфейси користувача, які забезпечуються на верхньому рівні, дозволяють диспетчеру здійснювати оперативний контроль, управління та моніторинг всіх ТП, що відбуваються на ОЕ, а також приймати зважені рішення на основі отриманої інформації.

Взаємодія між третім та другим рівнями системи відбувається через захищені КЗ, що гарантує надійний обмін інформацією і швидке реагування на будь-які зміни в режимах роботи. Це дозволяє підтримувати високу ефективність роботи ОЕ та забезпечує контроль за якістю ЕЕ.

Основним напрямком розвитку АСУ полягає в інтеграції систем контролю та управління різними структурними елементами регіональної енергомережі в єдину комп'ютеризовану систему. Оптимальним шляхом вирішення даного завдання є застосування стандартизованих рішень у технологіях, інформаційних системах та ПЗ, що використовуються в АСУ ЕК та мережевими підприємствами.

Розробка комп'ютеризованої системи ТК ОЕ полягає в забезпеченні надійного дистанційного управління режимами функціонування обладнання ЕК. Для реалізації системи необхідно встановити ефективний зв'язок із АРМ, що забезпечить оперативний обмін даними про поточний стан

електромережі.

Інформація про параметри режиму роботи обладнання повинна передаватися за допомогою дискретних телесигналів або аналогових сигналів, які несуть відомості про показники струму, напруги та потужності на шинах підстанцій. Використання пристроїв збору та передачі інформації в режимі РЧ дозволить відслідковувати робочий режим і стан ЕО, а також передавати команди управління з центру диспетчеризації.

ТЗ для реалізації системи висуваються вимоги надійності, відмовостійкості, довговічності, безпеки мережі та електромагнітної сумісності.

Таким чином, комп'ютеризована система ТК в енергетиці дозволить не лише підвищити надійність та швидкість управління ЕО, але й інтегрувати їх в єдину мережу для забезпечення максимально ефективного використання ЕЕ та зниження втрат при її передачі і розподілі.

3. РОЗРОБКА КОМП'ЮТЕРИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ ТЕЛЕКЕРУВАННЯ ОБ'ЄКТАМИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

3.1 Вимоги та функції проектованої системи

Проектована комп'ютеризована система призначена для телекерування ОЕ. Вимоги та характеристики телемеханічного обладнання для реалізації комп'ютеризованої системи телекерування об'єктами електроенергетики можна згрупувати за ключовими параметрами, зокрема КЗ, захисту даних, параметрів ТК, ТВ, ТС, функціональності та ін.

Параметри зв'язку та протоколів обміну даними є ключовими для реалізації проектованої системи. В якості протоколів зв'язку можуть використовуватися стандарти MODBUS, TCP/IP, МЕК 60870-5-104 для передачі даних на верхній рівень керування, та МЕК 60870-5-101 для обміну між ПКДЦ і КП. Швидкість передачі залежить від типу зв'язку, наприклад, 2400 б/с для вузькосмугового радіоканалу. КЗ зв'язку для телеметрії забезпечуються через сертифіковане обладнання, таке як VPN, радіорелейні лінії, оптоволоконні канали та широкосмугові канали радіозв'язку.

Захист даних досягається за рахунок односторонньої передачі даних від ПЕОМ АРМ диспетчера до сервера АСДК, що унеможлиблює доступ сторонніх осіб. Контроль виконання команд ТК реалізується за допомогою дозволу на виконання команд від оператора, що забезпечується замиканням контактів педалі. Обладнання повинно забезпечувати охоронні функції, такі як сигналізація про відкриття дверей, вікон та воріт на об'єкті.

Параметри телеметрії та діагностики забезпечують ефективне функціонування системи телекерування ОЕ. Передача даних з електронних засобів обліку ЕЕ реалізується через шину RS485, що забезпечує можливість використання лічильників різних типів. Обмін із пристроями захисту та автоматики виконується по протоколах, які підтримують ці пристрої, наприклад, MODBUS. Передача даних про події передаються системою та за

викликом виклику, зберігаючи мітки часу. Обладнання діагностує власну працездатність і передає дані на пункт керування.

Функції телемеханіки реалізуються шляхом перетворення аналогових сигналів з точністю не менше 1%, що визначається первинними давачами. Події реєструються з мітками часу у незалежній пам'яті з обсягом 2048 кБ. Відображення інформації на диспетчерському щиті про стан підстанцій і сигналізації.

Надійність та автономна робота є важливою умовою систем телекерування. Обладнання повинно забезпечувати безперервну роботу до 8 годин без зовнішнього живлення. Резервне живлення 220 В забезпечується від акумуляторної батареї. Умови експлуатації передбачають діапазон температур від -30 до +50°C при вологості до 93% при температурі 20°C.

Програмне забезпечення та функціональність дозволяють системі передавати дані про аварійні стани, положення вимикачів, струми навантаження та напругу шин. Передбачена можливість налаштування циклів запитів з тривалістю циклу опитування не більше 25 секунд.

Масштабованість проекрованої системи дозволяє її розширення системи шляхом інтеграції додаткового обладнання, нових пристроїв і КО. Можливість підключення модулів здійснюється через шину RS485 для розширення можливостей. Система забезпечує підтримку комунікації з додатковими системами:, зокрема інтеграцію з іншими системами на підстанціях, такими як відеонагляд та діагностика обладнання.

Система складається з обладнання АРМ та апаратури керування телемеханікою ОЕ, яке встановлюється приміщеннях, які опалюються, та в не опалюваних приміщеннях КО електромереж.

Для забезпечення роботи системи передбачається використання сертифікованого обладнання КЗ, зокрема:

- на базі лінійних модемів;
- на основі Ethernet-модемів;
- радіоканалів зв'язку на базі вузькосмугових радіомодемів;

- GPRS-модемів;
- на базі волоконно-оптичні лінії зв'язку;
- радіорелейних ліній зв'язку .

Пристроями зв'язку комплексу на базі вузькосмугових радіоканалів є стаціонарні УКХ-радіостанції з кутовою модуляцією, які забезпечують роботу в режимі одночастотного або двочастотного симплексу з розносом частот між каналами 12,5 кГц та 25 кГц. Вони працюють у діапазонах частот від 148 до 173 МГц і від 403 до 470 МГц, мають клас випромінювання F3 в режимі передачі даних та радіотелефонних переговорів, а також забезпечують обмін даними зі швидкістю 2400 біт/с.

Пристрої, які виконують функцію виведення інформації або команд управління повинні використовувати наступні інтерфейси RS232, RS485, Ethernet або USB.

Проектована система забезпечуватиме цілодобову роботу. Пристрої зв'язку функціонуватимуть в режимі модемного обміну та переговорів із співвідношенням тривалості режимів «прийом» та «передача» 3:1.

Система здійснюватиме контроль і збір даних з ОЕ, зокрема виконуючи функції ТК до 32 каналів, ТС до 48 (64) каналів, ТВ до 16 каналів, а також збір інформації з електронних пристроїв обліку ЕЕ.

Модульна структура проекрованої системи дозволяє за необхідності змінювати кількість каналів для ТК, ТС, ТВ та електролічильників може бути, при цьому крок нарощення складатиме: ТК - 8, ТС - 24/32, ТВ - 16.

Керування ОЕ реалізується за допомогою АРМ, де відображаються стани (ТС) і параметри (ТВ) об'єктів у вигляді мнемосхеми та текстової інформації, відповідно до виконавчих схем первинних з'єднань. Підключення обладнання відбувається через послідовний порт передачі даних RS 232 або USB-2.

Обмін даними між АРМ та ОК відбувається за допомогою одного КЗ, який використовується для передачі як штатних, так і аварійних повідомлень. Додатково, у системі передбачено можливість функціонування в

двоканальному режимі, зокрема

- основний канал призначений для обліку даних під час роботи системи;
- аварійний канал - використовується для прийому та обробки сигналів аварійної сигналізації.

Система забезпечує інтеграцію АРМ в обчислювальні мережі шляхом використання модему з доступом для адміністратора мережі до даних програм. Протокол передачі даних повинен відповідати міжнародним стандартам.

Під час виконання монтажних та пуско-налагоджувальних робіт передбачена можливість ведення технологічних радіопереговорів через основний та аварійний канали зв'язку.

Живлення обладнання системи здійснюється від мережі змінного струму з частотою 50 Гц і напругою $220\text{ В} \pm 10\%$.

3.2 Розробка структурної схеми системи

Комп'ютеризована система телекерування об'єктами електроенергетики складається з наступних підсистем, що забезпечують дистанційне керування і моніторинг, виконуючи специфічні функції.

1. Підсистема телемеханіки відповідає за відправлення команд на обладнання та отримання інформації про його стан. Вона включає наступне обладнання:

- АРМ диспетчера з керуючим комп'ютером для управління та моніторингу;
- сервер автоматизованої системи диспетчерського керування (АСДК) сервер для зберігання і обробки даних;
- обладнання керування щитом, що забезпечує управління і моніторинг безпосередньо на розподільчому щиті;
- різні типи шаф для розміщення обладнання, яке виконує функції

комунікації, контролю та ретрансляції команд, зокрема шафа ретранслятора, керування (ШК), каналного обладнання (ШКО), тощо;

- системні годинники GPS для синхронізації часу для всієї системи;
- антеннофідерний пристрій АФП, який забезпечує передачу радіосигналів для зв'язку.

2. Підсистема телеметрії реалізує передачу даних про параметри роботи ЕО та включає:

- 3G router для передачі даних через мобільну мережу;
- комутатор Ethernet для з'єднання мережевих пристроїв для обміну даними;
- промисловий комп'ютер, який виконує функції контролю та обробки даних у складних умовах;
- перетворювач RS232/RS485-Ethernet для адаптації даних з різних видів з'єднань для передачі по Ethernet;
- антенний пристрій для телеметрії.

3. Підсистема радіозв'язку забезпечує комунікацію між обслуговуючим персоналом. Її складові включають:

- шафа радіозв'язку (ШРЗ) для розміщення радіобладнання.
- антенний пристрій для передачі радіозв'язку.

Проектована система телекерування об'єктами електроенергетики має гнучку конфігурацію і може змінюватися або доповнюватися додатковими підсистемами залежно від конкретних вимог.

Робота система базується на принципі «ведучий-ведений», де основними елементи є:

- пристрій керування диспетчерським центром (ПКДЦ) є ініціатором усіх процесів обміну інформацією тобто «ведучим»;
- контрольно-керуючі комунікаційні пристрої (КККП) відповідають за безперервний моніторинг обладнання КО і є «веденим».

Згідно з даним принципом, ПКДЦ циклічно звертається до КККП для збору інформації про стан обладнання. Відбувається періодичне опитування

всіх пристроїв і на основі отриманих від них даних обирається один з режимів роботи:

- штатна робота - якщо в процесі моніторингу не виявлено змін, КККП надсилає короткий сигнал, який підтверджує відсутність оновлень;
- реакція на аварійні ситуації - якщо на КККП відбуваються якісь нештатні події, наприклад зміна стану телесигналізації, це фіксується пристроєм. При наступному сеансі зв'язку ці дані передаються на ПКДЦ.

Всі дані передаються із мітками часу, синхронізованими з GPS-системою, що забезпечує точний збіг часу подій на всіх пристроях. Це дозволяє відстежувати події та їх послідовність з високою точністю.

Для забезпечення стабільної роботи системи телекерування можуть використовуватися різні КЗ. Їх вибір визначається специфічними вимогами проекту установки обладнання системи. Це забезпечує гнучкість і надійність роботи системи в різних умовах. Коли КО розташовані у складних, пересічених місцевостях, система передбачає використання радіорелейного ретранслятора для передачі інформації. Це дозволяє налагодити стабільний зв'язок між КО та ПКДЦ, навіть якщо пряма передача сигналу утруднена через природні перешкоди (гори, ліс тощо).

При наявності великої кількості КО, понад 10, для забезпечення швидкого збору даних систему слід перевести в двоканальний паралельний режим роботи, що дозволяє одночасно передавати інформацію по двох КЗ, що суттєво зменшує час на зняття та обробку даних з усіх КО.

Для переходу на двоканальний режим необхідно оснастити ПКДЦ двома комунікаційними шафами, кожна з них відповідає за один КЗ, забезпечуючи паралельну передачу даних. Паралельний режим дозволяє розподілити навантаження між двома КЗ, знижуючи загальний час опитування та підвищуючи оперативність роботи системи.

Система передбачає механізм автоматичного резервування у випадку виходу з ладу одної з комунікаційних шаф. Система автоматично переходить

на роботу через одну комунікаційну шафу. При цьому забезпечується робота обох радіоканалів зв'язку, що дозволяє підтримувати функціональність системи навіть у випадку часткової відмови. Застосування паралельного режиму зв'язку підвищує «живучість» системи, тобто її здатність зберігати працездатність у несприятливих умовах.

Структурна схема побудови низового рівня системи наведена в додатку А та верхнього в додатку Б.

Система забезпечує передачу даних про стан роботи телемеханічного обладнання на верхній рівень керування за протоколом IEC 60870-104, що є загальновизнаним стандартом для передавання даних в енергетичних системах. Цей протокол може також використовуватися для зв'язку між обладнанням КО та обладнанням ПКДЦ.

Для захисту системи від несанкціонованого втручання з боку користувачів корпоративної мережі загального користування передбачено:

- фізичне від'єднання керуючої ПЕОМ АРМ диспетчера від корпоративної мережі загального користування, що унеможлиблює зовнішній доступ до керування системою;
- передача даних на верхній рівень виключно через сервер АСДК, підключений до АРМ диспетчера тільки однією лінією RxD (тільки прийом). Це означає, що сервер АСДК отримує дані з АРМ диспетчера, але не може надсилати команди на керуючу ПЕОМ, що забезпечує одностороннє передавання інформації.

Передача даних на верхній рівень відбувається наступним чином:

- АРМ диспетчера виконує запити на дані про роботу обладнання КО, отримуючи відповідну інформацію;
- дані з КО приймаються як керуючою ПЕОМ АРМ диспетчера, так і сервером АСДК одночасно, що дозволяє серверу збирати всю інформацію про роботу обладнання та передавати її далі;
- вся інформація передається із мітками часу, синхронізованими з системним годинником GPS, що дозволяє зберегти точність подій при

передачі на верхній рівень.

Такий підхід з розмежуванням управлінських та інформаційних потоків через сервер АСДК і фізичну ізоляцію керуючої ПЕОМ підвищує безпеку проектованої системи.

У структурній схемі комп'ютеризованої системи ТК передбачена можливість інтеграції додаткових систем, таких як системи відеонагляду, діагностики роботи обладнання та інших систем, що використовуються на трансформаторних підстанціях. Ця інтеграція забезпечується як на апаратному, так і на програмному рівні, що дозволяє розширити функціональність системи та покращити моніторинг і управління ОЕ.

Для забезпечення надійної і швидкої передачі телеметричних даних у комп'ютеризованій системі ТК ОЕ використовуються різні КЗ, що дозволяють передавати дані з високою швидкістю, що є важливим для роботи з великими обсягами інформації та своєчасного реагування на зміни в стані ОЕ. Основними типам КЗ, що використовуються є:

- віртуальні приватні мережі (VPN) операторів зв'язку забезпечують захищену передачу даних між різними точками системи.
- радіорелейні лінії використовують направлені радіохвилі для передачі даних між двома точками, що може забезпечувати досить високу швидкість передачі даних та стійкість до зовнішніх впливів і є особливо зручним на пересіченій місцевості;
- оптоволоконні КЗ забезпечують високошвидкісну передачу даних і мають високу пропускну здатність, що підходить для передачі великих обсягів даних з низькою затримкою, відрізняються стійкістю до електромагнітних завад, що важливо в енергетичних об'єктах з високим рівнем електромагнітних полів.
- ширококутовий радіозв'язок забезпечує високу пропускну здатність і може використовуватися для покриття великих територій, дозволяючи передавати дані з віддалених об'єктів, є зручним для швидкого розгортання і часто використовується в якості резервного КЗ.

– інші типи сертифікованих КЗ, наприклад, мережі 4G/5G або супутниковий зв'язок, також можуть бути включені в структуру системи для забезпечення додаткової гнучкості і надійності зв'язку.

Структурні схеми прикладу побудови КЗ для КО та диспетчерського пункту (ДП) АРМ наведено в додатках В та Г відповідно.

Запропонована реалізація системи забезпечує надійну роботу, розширення функціональних можливостей, безпеку, точну передачу даних і готовність до об'єднання з іншими системами.

3.3 Реалізація проектованої системи

Комп'ютеризована система ТК ОЕ складається з комплектів обладнання та апаратури:

- ДП керування районними електромережами ПКДЦ;
- керування телемеханікою контрольованого пункту КККП;
- дистанційного керування реклоузером ОДКРЗ;
- каналу телеметрії ШКТ;
- ретранслятора;
- каналу радіозв'язку для ведення радіопереговорів.

Комп'ютеризована система забезпечує комплексне управління та моніторинг роботи енергетичної інфраструктури з високим рівнем автоматизації та надійності.

Централізоване управління дозволяє ефективно контролювати і управляти електричними мережами. Дистанційний моніторинг за станом обладнання дозволяє оперативно виявляти і усувати несправності. Автоматизоване управління надає можливість телекерування електричними пристроями на КО, такими як вимикачі, трансформатори, розподільчі щити, що оптимізує роботу електричних мереж.

КТЗ ДП керування районними електромережами ПКДЦ складається з компонентів, що наведені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 - Обладнання та апаратура ДП

№	Найменування	Кількість
1	Антенa	1
2	Шафа керування:	1
	Радіостанція Kenwood ТК 8302-2М	1
	Блок модема БМ	1
	Блок безперебійного живлення ББЖ-12В	1
	Реле контролю напруги e.control. V00	1
	Розрядник для захисту від перенапруги VAL-MS 230 FM-2	2
	Автомат захисту	1
3	Керуюча ПЕОМ АРМ диспетчера	1
4	ПЕОМ сервера АСДК	1
5	Блок системного годинника БСТ	2
6	Пристрій блокування передачі команд телекерування	1
7	Сервер АСДК	1
8	Грозозахист	1
9	Блок керування щитом БКЩ	
10	Перетворювачі USB-RS232, USB-RS485, RS485-RS232	
11	Малогабаритний блок живлення МБЖ	

Тип обладнання КЗ, реле напруги та автоматичного вимикача визначається конкретним проектом встановлення обладнання. Необхідна кількість БКЩ, перетворювачів та монтажних частин залежить від реалізації.

КТЗ для керування телемеханікою КО КККП комплектується у відповідності до таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 - КТЗ керування телемеханікою

№	Найменування	Кількість
1	Антенa	1
2	Грозозахист	1
3	Шафа каналного обладнання ШКО:	1
	Радіостанція Kenwood ТК 8302-2М	1
	Блок безперебійного живлення ББЖ-12В	1
	Розрядник для захисту від перенапруги VAL-MS 230 FM-2	2
	Реле контролю напруги e.control.V00	1
	Автомат захисту	1
	Блок для збору й передачі даних БЗПД	1
	Контролер для збору даних КЗД-М	
	Блок управління реле вкл / відкл антен	
	Блок керування ТС БТС-24 (БКТС, БТС-С)	
	Блок керування ТВ БТВ-16 (БКТВ, БТВ-С)	
4	Системний годинник	1

Керування телемеханікою КО забезпечує можливість дистанційно управляти електричними пристроями на ОЕ, такими як вимикачі, трансформатори, розподільчі щити, що оптимізує роботу електричних мереж. Система дозволяє отримувати і передавати важливу інформацію про стан обладнання та параметри мережі в реальному часі.

Реклоузер дозволяє автоматично відновити живлення на ділянці мережі після короткочасного відключення, що покращує надійність і стабільність енергопостачання. Це дозволяє зменшити час реакції на аварійні ситуації для усунення аварій завдяки автоматичному процесу керування.

Комплект обладнання дистанційного керування реклоузером ОДКРЗ включає елементи відповідно до таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 - Комплект обладнання дистанційного керування

№	Найменування	Кількість
1	Антенa	1
2	Системний годинник БСГ	1
3	Грозозахист	1
4	Шафа керування реклоузером ШКР:	1
	Радіостанція Kenwood ТК 8302-2М	1
	Блок безперебійного живлення ББЖ-12В	1
	Розрядник для захисту від перенапруги VAL-MS 230 FM-2	2
	Реле контролю напруги e.control. V00	1
	Автомат захисту	1
	Блок збору та передавання даних	1

Канал телеметрії в комп'ютеризованій системі ТК ЕО є елементом для збору, передачі та обробки даних про стан роботи обладнання та параметрів енергетичної мережі в РЧ. Його основною функцією є передача інформації про технічний стан різних пристроїв і систем, а також виконання необхідних моніторингових і управлінських завдань на віддалених пунктах мережі.

Висока швидкість і надійність передачі даних важливі для своєчасного реагування на зміни в роботі системи.

Комплект обладнання каналу телеметрії ШКТ включає складові наведені в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 - Комплект обладнання каналу телеметрії

№	Найменування	Кількість
1	3G роутер Teltonika RUT240 з антеною	3
2	Маршрутизатор 5-портовий Ubiquiti	2
3	Комутатор 5-портовий Ubiquiti	1
4	Комп'ютер промисловий з Windows	1
5	Блок безперебійного живлення ББЖ	1
6	Перетворювач RS232/485-Ethernet	2
7	Патч-корд UTP RJ-45	1
8	Реле контролю напруги e.control.V00	1
9	Автомат захисту	1

Обладнання ретранслятора та КЗ для ведення радіопереговорів включає компоненти наведені в таблицях 3.5 та 3.6 відповідно.

Таблиця 3.5 - Комплект обладнання ретранслятора

№	Найменування	Кількість
1	Антенa	1
2	Грозозахист	1
3	Шафа ретранслятора:	1
	Радіостанція Kenwood ТК 8302-2М	1
	Джерело безперебійного живлення	1
	Розрядник для захисту від перенапруг VAL-MS 230 FM-2	2
	Реле контролю напруги e.control. V00	1
	Автомат захисту	1
4	Блок модема БМ	1

Таблиця 3.6 - Комплект обладнання каналу радіозв'язку

№	Найменування	Кількість
1	Антенa	1
2	Грозозахист	1
3	Шафа радіозв'язку ШРЗ:	
	Радіостанція Kenwood ТК 8302-2М	1
	Блок безперебійного живлення ББЖ-12В	1
	Розрядник для захисту від перенапруги VAL-MS 230 FM-2	2
	Реле контролю напруги e.control. V00	1
4	Автомат захисту	1

Радіозв'язок є важливим у віддалених або важкодоступних місцях, де інші типи зв'язку можуть бути недоступними. Ретранслятор дозволяє покращити зв'язок у випадках, коли безпосередній КЗ має обмежену дальність або ймовірність втрат сигналу. Забезпечення можливості радіозв'язку для обслуговуючого персоналу та диспетчерів дозволяє оперативно реагувати на зміни або аварійні ситуації в РЧ.

ВИСНОВКИ

В результаті роботи була запропонована комп'ютеризована система телекерування об'єктами електроенергетики, яка забезпечує безперервний збір та обробку даних у режимі РЧ. Завдяки використанню кількох КЗ система гарантує надійну передачу інформації, забезпечуючи високу стійкість до можливих збоїв. Використання резервних та паралельних КЗ підвищує ефективність керування ОЕ, покращує швидкість передавання даних та забезпечує безперервність роботи навіть в умовах технічних проблем з окремими каналами.

Проведений аналіз інфраструктури та об'єктів енергетичної галузі дозволив визначити характеристики, функціональні зв'язки та взаємодії між основними компонентами енергетичного комплексу, зокрема системи генерації, передавання, розподілу та споживання ЕЕ.

Дослідження структури систем телекерування енергетичного комплексу дозволили визначити їх функції та сформулювати вимоги керування енергетичними об'єктами як об'єкта автоматизації

Дослідження структури систем телекерування енергетичного комплексу дозволили визначити їх функції та сформулювати вимоги до керування енергетичними об'єктами як об'єктами автоматизації. Розглянуто функцій систем телемеханіки, що дозволило визначити їх роль у зборі, обробці та передачі даних для моніторингу та управління енергетичними процесами. Дослідження комплексу телекерування дозволяють визначити архітектуру та основні компоненти кожного рівня, а також їх взаємодію для забезпечення стабільної роботи системи.

В результаті проведених досліджень сформульовано вимоги до проекту, розроблено структурну схему та реалізовано комп'ютеризовану систему, що забезпечує автоматизоване керування об'єктами електроенергетики та покращує контроль за їх станом в режимі РЧ.

Запропонована комп'ютеризована система ТЕ дозволяє оптимізувати процеси управління енергетичними об'єктами, підвищити їх надійність та

оперативність реагування на зміни в роботі мережі, що, в свою чергу, забезпечує стабільне і безперебійне енергопостачання для споживачів.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Бурбело, М.Й. Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків : навчальний посібник / М.Й. Бурбело, О.О. Бірюков, Л.М. Мельничук. – Вінниця: ВНТУ.- 2011. - 204 с.
2. Шкрабець Ф.П. Електропостачання: навч. посіб.- М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. - Д.: НГУ.- 2015. -540 с.
3. Василега П. О. Електропостачання : підручник. - Суми: Сумський державний університет.- 2019. – 521 с.
4. Денисевич К.Б. Енергетика: історія, сучасність і майбутнє. Розвиток атомної енергетики та об'єднаних енергосистем / К.Б. Денисевич, Ю.О. Ландау, В.О. Нейман та ін.; наук. ред. Ю.О. Ландау, І.Я. Сігал. - Київ: Б.в.- 2013. - 304 с.
5. Електроенергетика України: стан і перспективи. [Електронний ресурс].- Режим доступу: <https://blog.youcontrol.market/ieliektroienierghietika-ukrayini-stan-i-pierspiektivi/>
6. Об'єднана енергетична система України (ОЕСУ). [Електронний ресурс].- Режим доступу: <https://efront.in.ua/obyednana-energetychna-systema-ukrayiny-oesu/>
7. Галузі електроенергетики в Україні. [Електронний ресурс].- Режим доступу: <https://energy365.com.ua/tpost/70c1tfxms1-galuz-elektroenergetiki-v-ukran>
8. Хоменко І.В. Електроенергетика України. Структура, керування, інновації: монографія / І.В. Хоменко, О.А. Плахтій, В.П. Нерубацький, І.В. Стасюк. – Харків: НТУ «ХПІ», ТОВ «Планета-Прінт». 2020. - 132 с.
9. Бахор З.М. Проектування підстанцій електричних мереж / З.М. Бахор, А.Я. Яцейко.- Навчальний посібник. Львів: Видавництво Львівської політехніки.- 2023. - 304 с.
10. Пугачова Т.М. Удосконалення методів підвищення довговічності парових турбін: колективна монографія / Т.М. Пугачова, О.В. Кошельнік,

О.В. Круглякова, В.Г. Павлова, О.В. Долобовська. – Харків: Друкарня Мадрид.- 2021. – 105 с.

11. Канюк Г.І. Основи енерго- і ресурсозбереження: навчальний посібник / Г.І. Канюк, Т.М. Пугачова, В.Ф. Без'язичний, О.М. Близниченко, Д.І. Шматков.- Харків: друкарня "Мадрид".- 2016. – 230 с.

12. Відновлювані джерела енергії / За заг. ред. С.О. Кудрі. – Київ: Інститут відновлюваної енергетики НАНУ.- 2020. – 392 с.

13. Василів К.М. Експлуатація електричних станцій.- Навчальний посібник. -Львів: Видавництво Львівської політехніки.- 2022. - 236 с.

14. Панченко С.В. Основи безпечної експлуатації електроустановок: Підручник / С.В. Панченко, О.І. Акімов, М.М. Бабаєв та ін. – Харків: УкрДУЗТ.- 2021. – 149 с.

15. How power distribution is done and how is electricity generated transmitted and distributed. [Електронний ресурс].- Режим доступу: <https://automationforum.co/how-power-distribution-is-done-and-how-is-electricity-generated-transmitted-and-distributed/>

16. Mujeeb, Asad & Peng, Wang. Long Run Incremental Cost (LRIC) Distribution Network Pricing in UK, advising China's Distribution Network.-2020.

17. Сокол Є.І. Автоматика протиаварійного управління електроенергетичних систем / Є.І. Сокол, Г.А. Сендерович, О.Г. Гриб.- Харків: ФОБ Бровін О.В.- 2020. – 216 с.

18. Сокол Є.І. Релейний захист електроенергетичних систем / Є.І. Сокол, В.Н. Баженов, О.Г. Гриб.- Харків: ФОБ Бровін О.В.- 2020. – 306 с.

19. Інституту Мікропроцесорних Систем Керування Об'єктами Електроенергетики. [Електронний ресурс].- Режим доступу: <https://imskoe.org.ua/>

20. Sayed K., Gabbar A.H. SCADA and smart energy grid control automation. -20170.-10.1016/B978-0-12-805343-0.00018-8.

21. Говоров П.П. Автоматизація керування режимами міських електричних мереж: монографія / П.П. Говоров, В.Ф. Харченко,

В.П. Говоров; Харків. нац. унт міськ. госп-ва ім. О.М. Бекетова. – Харків: ХНУМГ ім. О. М. Бекетова.-2017. – 229 с.

22. Швачич Г.Г. Сучасні інформаційно-комунікаційні технології: Навчальний посібник / Г.Г. Швачич, В.В. Толстой, Л.М. Петречук, Ю.С. Іващенко, О.А. Гуляєва, О.В. Соболєнко. -Дніпро: НМетАУ, 2017.-230с.

23. Карпалюк І.Т. Комп'ютерні інформаційні технології в енергетиці / Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова ; уклад. І. Т. Карпалюк. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018.-118 с.

24. Плєшков П.Г. Телемеханіка та автоматизовані системи управління в електроенергетиці: навч. посіб. / П.Г. Плєшков, С.В. Серебрєнніков, К.Г. Петрова; М-во освіти і науки України, Кіров. нац. тех. ун-т. – Кіровоград: КНТУ, 2016. – 163 с.

25. Автоматизована система диспетчерського керування «Стріла». Технічний опис і інструкція з експлуатації. – Тернопіль.- 2010

26. Охріменко В. М. Автоматизовані системи диспетчерського управління; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків: ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2022. – 140 с.

27. Коцар О.В. Автоматизовані системи контролю, обліку та управління енерговикористанням. Навч. посібн. – К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, – Дніпро: Середняк Т.К., 2017. – 44 с

28. Борукаєв З., Блінов І., Остапченко К., Чемерис, О., Шкарупило В. Моделі та засоби автоматизації систем організаційного управління енергоринком: монографія. Publishing House «UKRLOGOS Group», 122. - 2022.- <https://doi.org/10.36074/mtzasoye-monograph.2022>