

**НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ  
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ  
ННІ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ**

**ПОГОДЖЕНО**  
Директор ННІ енергетики,  
автоматики і енергозбереження

**ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ**  
Завідувач кафедри  
інженерії енергосистем

проф., д.т.н. \_\_\_\_\_ **КАПЛУН В.В.**  
(підпис)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2025 р.

доц., к.т.н. \_\_\_\_\_ **АНТИПОВ Є.О.**  
(підпис)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2025 р.

**МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

на тему: **«Управління надійністю електроенергетичних систем у контексті реалізації концепції “розумних” мереж»**

Спеціальність 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
Орієнтація освітньої програми освітньо-професійна

**Гарант освітньої програми**

\_\_\_\_\_ **К.Т.Н., ДОЦЕНТ**  
(науковий ступінь та вчене звання)

\_\_\_\_\_ (підпис)

**Усенко С.М.**  
(ПІБ)

**Керівник магістерської кваліфікаційної роботи**

\_\_\_\_\_ **проф., д.т.н.**  
(науковий ступінь та вчене звання)

\_\_\_\_\_ (підпис)

**Каплун В.В.**  
(ПІБ)

**Виконав**

\_\_\_\_\_ (підпис)

**Рубанка С.В.**  
(ПІБ)

**КИЇВ – 2025**

**НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ  
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ  
ІНСТИТУТ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ**

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

**Завідувач кафедри інженерії  
енергосистем**

к.т.н., доц. \_\_\_\_\_

Антипов Є.О.

(підпис)

« \_\_\_\_\_ »

2025 р.

**ЗАВДАННЯ**

**ДО ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ  
ЗДОБУВАЧУ**

**Рубанки Сергія Володимировича**

Спеціальність 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Орієнтація освітньої програми освітньо-професійна

Тема магістерської кваліфікаційної роботи: «Управління надійністю електроенергетичних систем у контексті реалізації концепції “розумних” мереж»

затверджена наказом від \_\_\_\_\_

Термін подання завершеної роботи на кафедру 14. 11 . 2025

Вихідні дані до магістерської кваліфікаційної роботи: технічні параметри мережі 35/10 кВ, статистичні показники надійності, кількість споживачів, економічні показники вартості недовідпущеної електроенергії, а також характеристики впроваджуваних Smart Grid-технологій.

Перелік питань, що підлягають дослідженню:

- 1) Про реалізацію концепції «розумних» мереж.
- 2) Цифрова підстанція як базовий елемент «розумних» мереж.
- 3) Проектні рішення електричної частини ПС 35/10 кВ.
- 4) Впровадження секціонування на основі реклоузерів як складова підвищення надійності «розумних» мереж.
- 5) Розрахунок надійності електричних мереж основі нових граничних рішень.

Перелік графічного матеріалу (за потреби)

\_\_\_\_\_

Дата видачі завдання « \_\_\_\_\_ » р.

**Керівник магістерської  
кваліфікаційної роботи**

\_\_\_\_\_ (підпис)

**Каплун В.В.**  
(ПІБ)

**Завдання прийняв до виконання**

\_\_\_\_\_ (підпис)

**Рубанка С.В.**  
(ПІБ)

<b>ЗМІСТ</b> .....	<b>3</b>
ВСТУП.....	5
<b>РОЗДІЛ 1. ПРО РЕАЛІЗАЦІЮ КОНЦЕПЦІЇ «РОЗУМНИХ» МЕРЕЖ</b> .....	<b>7</b>
1.1. Сутність і еволюція концепції «розумних» мереж.....	7
1.2. Переваги впровадження технологій «розумних» мереж.....	8
1.3. Основні елементи та функціональна структура «розумних» мереж.....	10
1.4. Міжнародний досвід впровадження «розумних» мереж.....	13
1.5. Особливості реалізації «розумних» мереж в Україні.....	15
<b>РОЗДІЛ 2. ЦИФРОВА ПІДСТАНЦЯ ЯК БАЗОВИЙ ЕЛЕМЕНТ «РОЗУМНИХ» МЕРЕЖ</b> .....	<b>19</b>
2.1. Загальні відомості про цифрові підстанції.....	19
2.2. Архітектура цифрової підстанції.....	21
2.3. Інтелектуальні електронні пристрої як складові цифрових підстанцій...	24
2.4. Комунікаційні протоколи у відповідності до стандарту ІЕС 61850.....	27
2.5. Системи моніторингу та керування.....	31
2.6. Впровадження цифрових підстанцій як елемент «розумних» мереж.....	34
<b>РОЗДІЛ 3. ПРОЕКТНІ РІШЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПС 35/10 кВ</b> .....	<b>37</b>
3.1. Призначення та загальна характеристика підстанцій 35/10 кВ.....	37
3.2. Вибір конфігурації підстанції 35/10 кВ.....	40
3.3. Розрахунок потужності трансформаторів.....	42
3.4. Вибір комутаційного обладнання.....	46
3.5. Розробка схем релейного захисту та автоматики.....	49
3.6. Економічне обґрунтування вибору конфігурації та обладнання підстанції.....	51
<b>РОЗДІЛ 4. ВПРОВАДЖЕННЯ СЕКЦІОНУВАННЯ НА ОСНОВІ РЕКЛОУЗЕРІВ ЯК СКЛАДОВА ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ «РОЗУМНИХ» МЕРЕЖ</b> .....	<b>55</b>

4.1. Загальні принципи секціонування електричних мереж.....	55
4.2. Реклоузери: основні характеристики та призначення.....	58
4.3. Типи реклоузерів та їх класифікація.....	61
4.4. Алгоритм роботи реклоузера.....	63
4.5. Місце реклоузерів у системі «розумних» мереж.....	67
4.6. Приклад застосування реклоузерів у мережах України.....	70
РОЗДІЛ 5. РОЗРАХУНОК НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ НА ОСНОВІ НОВИХ ГРАНИЧНИХ РІШЕНЬ .....	73
5.1. Основні показники надійності електричних мереж.....	73
5.2. Вихідні дані для розрахунку.....	76
5.3. Розрахунок ефективності.....	78
5.4. Економічний ефект від впровадження «розумних» мереж.....	80
ВИСНОВКИ.....	84
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	87

## ВСТУП

Сучасний розвиток електроенергетики характеризується масштабними трансформаціями, спрямованими на підвищення надійності, ефективності та стійкості енергосистем. Традиційні електричні мережі, побудовані на принципах централізованого генераційного та радіального розподілу, поступово вичерпують свій потенціал у контексті зростаючих навантажень, появи розподіленої генерації, підключення відновлюваних джерел енергії та зростання вимог до якості й безперервності електропостачання.

Одним із ключових напрямів модернізації є впровадження концепції «розумних» електричних мереж (Smart Grid), яка забезпечує інтеграцію цифрових технологій, автоматизації та засобів телекомунікації у традиційну електроенергетичну інфраструктуру. Концепція Smart Grid дозволяє здійснювати оперативне керування режимами, зменшувати втрати, підвищувати надійність та створювати умови для активної участі споживачів у керуванні енергоспоживанням.

Особливу роль у формуванні Smart Grid відіграють цифрові підстанції, системи автоматичного секціонування мереж, реклоузери, а також комплексні алгоритми оцінки надійності з урахуванням сучасних вимог до безпеки, кіберзахисту та гнучкості енергосистеми. Важливість цифрової трансформації українських електричних мереж додатково зумовлена необхідністю відновлення та модернізації енергетичної інфраструктури в умовах військових викликів та інтеграції до європейської енергосистеми ENTSO-E.

Метою магістерської роботи є дослідження методів підвищення надійності електроенергетичних систем на основі впровадження концепції Smart Grid, цифрових підстанцій, автоматизованих комутаційних пристроїв та сучасних методів розрахунку надійності.

Для досягнення поставленої мети необхідно виконати такі завдання:

- проаналізувати принципи побудови «розумних» електромереж;
- дослідити архітектуру та функціональні можливості цифрових підстанцій;

- обґрунтувати проєктні рішення електричної частини підстанції 35/10 кВ;
- розглянути застосування реклоузерів як засобу автоматичного секціонування;
- виконати розрахунок показників надійності з використанням сучасних методів аналізу.

Об'єктом дослідження є електроенергетичні системи розподільчого рівня.

Предметом дослідження є методи підвищення надійності електричних мереж на основі впровадження інтелектуальних технологій.

Наукова новизна роботи полягає у комплексному підході до оцінки та підвищення надійності електроенергетичних систем із використанням цифрових технологій, інтелектуального керування та автоматизованих комутаційних пристроїв.

Практична значущість полягає у можливості застосування запропонованих рішень для модернізації та підвищення надійності розподільчих мереж України з урахуванням сучасних стандартів і вимог безпеки.

## РОЗДІЛ 1. ПРО РЕАЛІЗАЦІЮ КОНЦЕПЦІЇ «РОЗУМНИХ» МЕРЕЖ

### 1.1. Сутність і еволюція концепції «розумних» мереж

Концепція «розумних мереж» (Smart Grid) виникла як відповідь на глобальні виклики, що постали перед енергетичними системами у XXI столітті. Традиційні мережі, побудовані на централізованій генерації та радіальному розподілі електроенергії, виявилися недостатньо гнучкими для сучасних потреб — зростання обсягів споживання, появи нових типів навантажень, інтеграції відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) та необхідності підвищення енергоефективності. Smart Grid представляє собою якісно нову модель енергосистеми, у якій генерація, передача, розподіл і споживання електроенергії пов'язані в єдиний інформаційно-керований простір.

Еволюція концепції розумних мереж почалася з модернізації диспетчерських систем та впровадження автоматизованих систем обліку. З часом стало очевидно, що для забезпечення стійкості та оптимальної роботи енергосистеми необхідно не лише оновлювати окремі елементи, а й змінювати сам принцип її функціонування. Сучасна Smart Grid інтегрує мікропроцесорні пристрої, цифрові протоколи, телекомунікаційні технології, системи зберігання енергії та інтелектуальні алгоритми керування.

Особлива увага приділяється взаємодії між усіма учасниками енергоринку. Якщо у традиційній системі споживач відіграє пасивну роль, то у Smart Grid він стає активним учасником — може виробляти електроенергію, зберігати її, продавати надлишок у мережу та керувати власними режимами споживання. Це формує нову парадигму, у якій енергосистема є децентралізованою, гнучкою та динамічно адаптивною.

Концепція розумних мереж сьогодні активно впроваджується у США, Канаді, Японії, Кореї та країнах ЄС. Європейський Союз підтримує розвиток

Smart Grid як стратегічний напрям, що забезпечує енергетичну безпеку та сталий розвиток. Україна також рухається у цьому напрямі, враховуючи потребу модернізації електромереж, інтеграції до ENTSO-E та значне зростання обсягів ВДЕ у енергобалансі.

## **1.2. Переваги впровадження технологій «розумних» мереж**

Впровадження технологій Smart Grid є результатом глибокої еволюції електроенергетики, що переходить від пасивної лінійної схеми постачання електроенергії до динамічної, інтегрованої та інтелектуально керованої системи. Основними завданнями Smart Grid є підвищення ефективності, надійності, гнучкості та безпеки електричних мереж, а також створення умов для інтеграції нових джерел генерації, цифрових систем управління та активної участі споживачів. Її переваги мають комплексний характер, оскільки охоплюють технічні, економічні, екологічні та стратегічні аспекти функціонування енергосистеми.

Однією з ключових переваг Smart Grid є істотне підвищення надійності електропостачання. Завдяки цифровим технологіям моніторингу та автоматизації система здатна виявляти та локалізувати аварії у режимі реального часу та виконувати автоматичне відновлення живлення критичних ділянок мережі. Технології самовідновлення (self-healing) дозволяють уникнути масштабних відключень, зменшують тривалість аварійних перерв та забезпечують стійкість до відмов обладнання. На практиці це виражається у суттєвому покращенні індикаторів SAIDI, SAIFI та CAIDI, що є базовими критеріями оцінки надійності енергосистем.

Крім того, Smart Grid створює умови для оптимізації роботи мережі через застосування прогнозних алгоритмів, автоматизованого управління режимами та розподілом навантажень. Інтелектуальні системи контролю дозволяють мінімізувати втрати електроенергії, підвищити коефіцієнт

завантаження обладнання та продовжити його ресурс за рахунок рівномірного розподілу навантажень. Важливою перевагою є можливість точного вимірювання та аналізу якісних параметрів електроенергії, що забезпечує дотримання стандартів якості та захищає високочутливе обладнання споживачів.

Не менш значущий напрямок — інтеграція відновлюваних джерел енергії та розподіленої генерації. Традиційні електромережі не пристосовані до інтенсивного включення ВДЕ, оскільки вони проектувалися для одностороннього потоку енергії та стабільної генерації великими електростанціями. Smart Grid істотно змінює цю paradigm — вона допускає двосторонню енергосистему, де електроенергія може генеруватися на різних рівнях мережі, у тому числі споживачами-проз'юмерами. Інтелектуальні алгоритми балансування, накопичувачі енергії та цифрові моделі керування дають змогу ефективно інтегрувати сонячні, вітрові, біоенергетичні та інші джерела без ризику нестабільності енергосистеми.

Важливою перевагою є розвиток інтелектуальних систем обліку та управління попитом. Smart-лічильники забезпечують точний збір інформації про споживання, підтримують багатотарифні режими роботи, а також дають споживачеві можливість контролювати та оптимізувати використання електричної енергії. Це стимулює формування нової культури енергоспоживання, сприяє економії ресурсів та створює прозору систему фінансових розрахунків.

У контексті кібербезпеки Smart Grid пропонує значно вищий рівень захисту, ніж традиційні мережі. Цифрові комунікації супроводжуються впровадженням криптографічних засобів захисту, контролем доступу, моніторингом мережевого трафіку та системами виявлення аномалій. В умовах сучасних загроз та гібридних викликів, особливо актуальних для України, такі можливості мають критичне значення для збереження стабільності енергосистеми.

З економічної точки зору Smart Grid забезпечує суттєве зниження операційних витрат за рахунок скорочення аварійних простоїв, підвищення ефективності роботи персоналу, мінімізації втрат та зростання ресурсу обладнання. Інвестиції в цифровізацію окупаються за рахунок зменшення витрат на обслуговування та зростання ефективності мережі. Крім того, розумна енергосистема створює умови для децентралізованого розвитку енергетики, залучення приватних інвесторів і підвищення конкурентоспроможності ринку електроенергії.

Таким чином, Smart Grid формує нову модель електроенергетики, у якій ефективність, надійність, екологічність, цифровізація та клієнтоорієнтованість є взаємодоповнюючими складовими. Впровадження таких технологій є не лише технічним удосконаленням, а й стратегічним кроком до побудови майбутньої енергетики, здатної відповідати вимогам сталого розвитку, енергетичної безпеки та інтеграції з європейським енергетичним простором.

### **1.3. Основні елементи та функціональна структура «розумних» мереж**

Формування сучасної електроенергетичної системи на основі концепції Smart Grid передбачає інтеграцію широкого спектра технологічних компонентів, що взаємодіють між собою через цифрову комунікаційну інфраструктуру та інтелектуальні алгоритми керування. Традиційні мережі розглядають як статичну структуру для транспортування електроенергії від централізованих електростанцій до споживачів, тоді як Smart Grid — це динамічна система, здатна аналізувати стан мережі, прогнозувати режими роботи, адаптуватися до змін навантаження та автоматично керувати ключовими елементами інфраструктури.

Одним із базових компонентів Smart Grid є цифрові підстанції нового покоління, які забезпечують повну інтеграцію вимірювальних, керуючих і релейних систем на основі стандарту ІЕС 61850. Вони є центрами збирання та обробки інформації, де реалізується логіка керування та автоматизації. Їхня роль полягає не лише в комутації електричних потоків, а й у моніторингу стану обладнання, діагностиці та підвищенні надійності мережі.

Другим ключовим елементом є системи автоматизованого обліку електроенергії та інтелектуальні лічильники. Дані, які вони формують у режимі реального часу, дозволяють не тільки оптимізувати споживання електроенергії з боку користувачів, але й забезпечити прозорість енергоринку, автоматичний контроль втрат та запобігання несанкціонованим підключенням. Такі системи формують основу для інтелектуальних тарифних моделей та керування попитом (Demand Response), що є важливим фактором підвищення ефективності енергорозподілу.

Не менш значущу роль відіграють розподілені джерела енергії (сонячні, вітрові, біоенергетичні установки, когенераційні системи), які в Smart Grid інтегруються як активні учасники енергосистеми. На відміну від традиційного підходу, розподілена генерація не розглядається як додатковий ризик для стабільності мережі, а як інструмент підвищення гнучкості та енергетичної незалежності. Завдяки цифровим платформам керування та накопичувачам енергії вдається згладжувати коливання генерації та забезпечувати стійкість локальних енергетичних балансів.

Важливим компонентом Smart Grid є енергетичні накопичувачі, які виконують роль стабілізуючого елемента і дозволяють здійснювати балансування потужностей у пікові періоди та забезпечувати аварійне живлення критичних споживачів. У поєднанні з алгоритмами оптимізації накопичувачі створюють умови для автономної роботи окремих сегментів мережі у режимі мікромереж (microgrid), що є ключовим фактором енергетичної стійкості та безпеки.

Функціональна структура Smart Grid передбачає наявність єдиної інформаційної системи, яка забезпечує комунікацію між усіма елементами мережі — від високовольтних підстанцій до побутових приладів споживачів. Інтелектуальні датчики та сенсори стану мережі передають дані у диспетчерські центри, де відбувається їх обробка за допомогою SCADA, DMS та інших інформаційно-аналітичних платформ. Використання телекомунікаційних технологій, включаючи оптичні канали, бездротовий зв'язок та захищені протоколи передачі даних, забезпечує швидкість обміну інформацією, відповідну вимогам реального часу.

Також важливим компонентом є системи релейного захисту нового покоління, що реалізуються через інтелектуальні електронні пристрої. Вони поєднують функції захисту, автоматики, реєстрації аварійних сигналів і комунікацій між підстанціями та диспетчерськими центрами. Використання цифрових сигналів і алгоритмів прийняття рішень дозволяє суттєво скоротити час ліквідації аварій та підвищити надійність мережі.

Таким чином, Smart Grid — це комплекс взаємопов'язаних технічних рішень, що працюють у єдиному цифровому середовищі. Його структура включає цифрові підстанції, системи автоматизації розподілу, розподілену генерацію, накопичувачі енергії, інтелектуальний облік, системи кіберзахисту, аналітичні платформи та інтелектуальні пристрої на всіх рівнях. Взаємодія цих компонентів створює унікальну інфраструктуру, здатну забезпечити високу гнучкість, адаптивність, стійкість та економічну ефективність енергосистеми.

У результаті Smart Grid формує нову модель енергетики, де споживачі стають активними учасниками енергетичного процесу, а електромережа перетворюється на саморегульовану систему з високим рівнем автономності і цифрового керування. Це є ключовим етапом розвитку електроенергетичного комплексу України та відповідає стратегічним напрямкам інтеграції до європейської енергетичної спільноти.

#### 1.4. Міжнародний досвід впровадження «розумних» мереж

Впровадження концепції Smart Grid є глобальним трендом розвитку електроенергетичних систем, який визначає технологічну конкурентоздатність країн та їхню енергетичну безпеку. Світовий досвід демонструє, що успішний перехід до інтелектуальних мереж вимагає не лише модернізації технічної інфраструктури, але й комплексної трансформації підходів до управління енергетикою, включаючи нормативно-правове регулювання, стандартизацію, розвиток цифрових технологій, а також залучення споживачів до процесів енергоменеджменту.

Одним із найбільш розвинених напрямів у сфері Smart Grid є практики країн Європейського Союзу, де цифровізація енергетичного сектору розглядається як частина стратегії «зеленого переходу» та підвищення енергетичної стійкості. У країнах ЄС активно впроваджується інтелектуальний облік, автоматизуються розподільчі мережі, а також інтегруються відновлювані джерела енергії. Німеччина, Данія та Нідерланди демонструють високі темпи розвитку децентралізованої генерації та мікромереж, що дозволяє зменшити залежність від традиційних енергоресурсів і підвищити гнучкість енергосистеми. При цьому важлива увага приділяється стандартизації інформаційної взаємодії енергетичних об'єктів, зокрема на основі IEC 61850 та європейських профілів сумісності.

США є лідером за масштабністю інвестицій та різноманітністю проєктів Smart Grid. В країні активно розвиваються системи оперативного управління мережами, впроваджуються технології Advanced Metering Infrastructure, автоматичні системи керування навантаженнями, програми Demand Response та інтегровані інтелектуальні платформи управління енергосистемою. Важливу роль у цьому відіграє Агентство з досліджень у сфері енергетики (ARPA-E), яке фінансує інноваційні проєкти зі створення автономних мікромереж, накопичувачів енергії та систем кіберзахисту. В результаті

енергетична система США поступово переходить від централізованої моделі до гнучкої мережевої структури з високим рівнем автоматизації та участі споживачів.

Азіатські країни також активно впроваджують Smart Grid, демонструючи особливо високий рівень розвитку цифрових технологій. Японія акцентує увагу на створенні мікромереж та енергетичних кластерів, здатних автономно забезпечувати живлення у разі стихійних лих або надзвичайних ситуацій. Після аварії на Фукусімі у 2011 році було розгорнуто масштабні програми створення локальних енергосистем із використанням відновлюваних джерел енергії, водневих технологій та накопичувачів енергії. Південна Корея, зі свого боку, фокусується на повній цифровізації енергетичної інфраструктури, застосуванні штучного інтелекту та впровадженні широкосмугових мереж передачі даних для енергетики. Її національна Smart Grid-платформа вважається однією з найбільш технологічно розвинених у світі.

Китай демонструє швидкі темпи масштабного впровадження Smart Grid, інвестуючи у високовольтні мережі постійного струму (HVDC), цифрові підстанції, системи енергозберігання та IoT-інфраструктуру для енергетики. Державна енергетична компанія State Grid Corporation of China реалізує комплексну програму, яка передбачає створення “енергетичного інтернету”, здатного забезпечувати обмін енергетичними ресурсами між регіонами та підтримувати гнучкість національної енергосистеми.

Загальний досвід провідних країн світу демонструє, що ефективна Smart Grid розвивається на стику енергетики, цифрових технологій та політики. Технічне оснащення підстанцій та мереж повинно супроводжуватися розробкою нормативних актів, стандартів взаємодії, моделей кіберзахисту та механізмів управління енергетичним ринком. Важливою умовою є також навчання персоналу, розвиток компетентностей у сфері цифрової енергетики та стимулювання інновацій у промисловості.

Для України міжнародний досвід є надзвичайно актуальним, особливо з огляду на виклики, пов'язані з відновленням енергетичної інфраструктури, інтеграцією до ENTSO-E та необхідністю захисту критичних ресурсів. Успішні приклади впровадження Smart Grid у світі підтверджують, що цифровізація енергосистеми здатна підвищити її стійкість, забезпечити ефективну інтеграцію відновлюваних джерел та створити передумови для розвитку економіки на основі чистої енергії. Для України це означає можливість адаптації найкращих світових практик до національних умов і формування сучасної енергетичної системи, що відповідає стандартам ЄС та вимогам безпеки.

### **1.5. Особливості реалізації «розумних» мереж в Україні**

Розвиток Smart Grid в Україні є одним з ключових напрямів модернізації електроенергетичної системи, що обумовлено необхідністю підвищення її стійкості, надійності та інтеграції до європейського енергетичного простору. Українська енергосистема тривалий час функціонувала на основі традиційних централізованих підходів до генерації та розподілу електроенергії. Натомість сучасні тенденції розвитку енергетики, а також виклики, спричинені зростанням частки відновлюваних джерел, потребують впровадження гнучких та інтелектуальних систем управління.

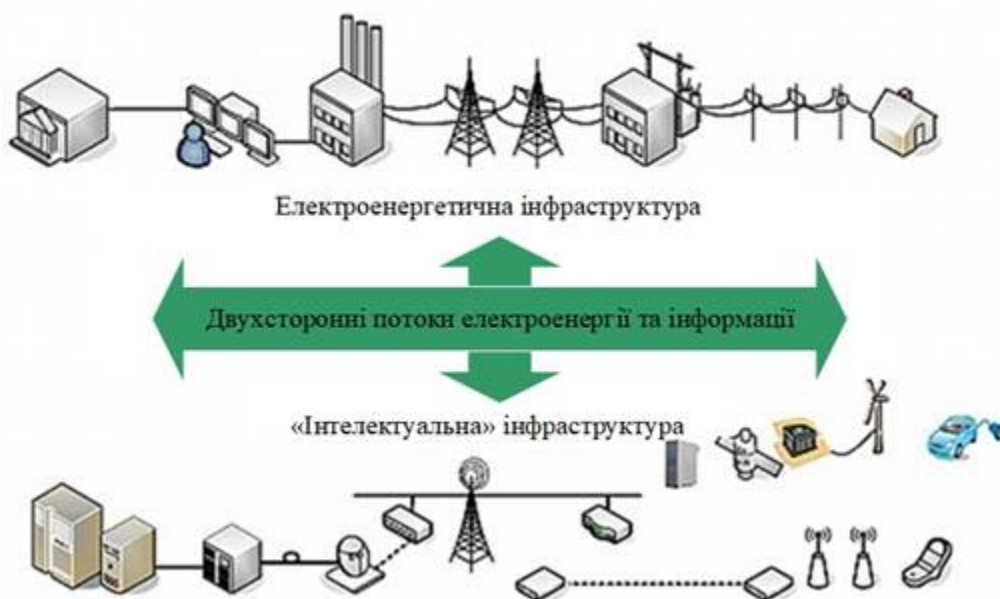


Рис. 1.1. Інтеграція цифрових потоків інформації в енергосистему

Ключовим стимулом до трансформації енергетичної системи України є інтеграція до ENTSO-E, що передбачає дотримання європейських стандартів у сфері диспетчеризації, захисту, телекомунікаційних протоколів та якості електроенергії. Цей процес вимагає широкого застосування цифрових систем управління та впровадження стандартів ІЕС, зокрема ІЕС 61850, який забезпечує інтероперабельність обладнання та формує основу для побудови цифрових підстанцій. Вже сьогодні нові енергетичні проекти в Україні передбачають використання цифрових каналів зв'язку, силових комунікацій на оптоволоконній основі та високі вимоги до кіберзахисту енергетичної інфраструктури.

Важливим компонентом розвитку Smart Grid в Україні є модернізація систем передачі та розподілу електроенергії. Державна компанія «Укренерго» реалізує програми реконструкції підстанцій високої напруги із впровадженням сучасних цифрових систем релейного захисту, автоматизації, телемеханіки та комунікацій. Такі проекти спрямовані на створення мереж з високим рівнем автоматизованого керування, здатних до адаптації в умовах змінних навантажень та можливих аварійних ситуацій. Аналогічні заходи

здійснюються операторами систем розподілу, зокрема групою ДТЕК, що впроваджує автоматизовані системи керування розподільними мережами та технології прогнозування навантаження.

Важливо також враховувати специфіку енергетичної безпеки України в умовах воєнних загроз. Масовані атаки на енергетичну інфраструктуру у 2022–2023 роках продемонстрували актуальність створення самовідновлюваних та гнучких енергетичних систем. Тому Smart Grid в Україні розглядається не лише як технологічний прогрес, але і як елемент критичної національної оборони. У цьому контексті особливе значення набуває розвиток мікромереж, систем накопичення енергії та автономних джерел живлення, здатних підтримувати роботу критичних об'єктів у разі масштабних аварій або втрати зв'язку з магістральною мережею.

Однією з ключових передумов впровадження Smart Grid є створення інтелектуальної інфраструктури обліку електроенергії. Станом на сьогодні впровадження smart-лічильників в Україні здійснюється поступово, з урахуванням технічних та економічних обмежень. Разом з тим, нормативні документи та державні стратегії вже передбачають перехід до розподілення даних у реальному часі, оптимізацію керування навантаженням і впровадження динамічних тарифів, що відповідає європейським практикам енергетичного менеджменту.

У сфері нормативного забезпечення поступово адаптуються міжнародні стандарти та регламенти. Україна має значний потенціал для розвитку ринку розподіленої генерації, однак його реалізація потребує вдосконалення регулювання, зокрема прозорих механізмів підключення, тарифоутворення, балансування та ринкової участі приватних генераторів.

Окрему роль відіграють міжнародні енергетичні та донорські програми підтримки, що сприяють реалізації пілотних проєктів цифрових підстанцій, впровадженню систем автоматизації мереж та розвитку систем накопичення. Варто також відзначити зростання уваги до кіберзахисту енергетичної галузі,

що визначено одним із стратегічних напрямів реформування енергетичної системи України.

У перспективі розвиток Smart Grid в Україні передбачає широке впровадження цифрових підстанцій, систем оперативного управління енергоресурсами, інтелектуального обліку, мікромереж і технологій накопичення. Це дозволить забезпечити стабільність роботи енергосистеми, підвищити її енергоефективність і прискорити інтеграцію до європейського ринку електроенергії.



Рис. 1.2. Мапа перерв в електропостачанні в Областях України

Таким чином, розвиток Smart Grid в Україні є комплексним процесом, що поєднує технологічну модернізацію, гармонізацію з європейськими стандартами, створення цифрової інфраструктури та формування умов для масштабного використання відновлюваної та децентралізованої генерації. Smart Grid стає фундаментом майбутньої енергетики України — стійкої, гнучкої, кіберзахищеної та здатної до автономного функціонування в умовах високої невизначеності та зовнішніх викликів.

## РОЗДІЛ 2. ЦИФРОВА ПІДСТАНЦІЯ ЯК БАЗОВИЙ ЕЛЕМЕНТ «РОЗУМНИХ» МЕРЕЖ

### 2.1. Загальні відомості про цифрові підстанції

Сучасний розвиток електроенергетичних систем тісно пов'язаний із процесом цифрової трансформації, який передбачає поступовий відхід від традиційних аналогових схем керування та переходу до інтегрованих цифрових технологій. Центральним елементом такого підходу стала цифрова підстанція, що забезпечує новий рівень автоматизації, гнучкості, точності та надійності в управлінні потоками енергії. Її поява є відповіддю на виклики, пов'язані зі збільшенням складності електроенергетичних систем, зростанням частки відновлюваних джерел енергії, посиленням вимог до надійності постачання та підвищенням стандартів кібербезпеки.

Цифрова підстанція визначається як енергетичний об'єкт, який використовує інтелектуальні електронні пристрої, цифрові засоби вимірювання, комунікаційні мережі та стандартизовані протоколи обміну даними замість традиційних аналогових систем і великої кількості мідних кабелів. У таких підстанціях усі процеси збору та передачі даних, логіка керування, функції релейного захисту та автоматики реалізуються за допомогою програмно-апаратних комплексів. Джерелом істотного технологічного прогресу є застосування стандарту IEC 61850, що уніфікує обмін даними, дозволяє підключати обладнання різних виробників і значно спрощує модернізацію системи.

На відміну від традиційних підстанцій, де аналогові сигнали з трансформаторів струму та напруги передаються до релейних шаф багатожильними кабелями, цифрові підстанції використовують цифровий обмін інформацією через оптоволоконні лінії. Це забезпечує істотне

скорочення обсягів кабельного господарства, покращує електробезпеку та зменшує ризик впливу електромагнітних перешкод. Крім того, цифрові трансформатори та сенсори дозволяють передавати вибірки миттєвих значень струму і напруги, що суттєво підвищує точність вимірювання та швидкість реагування систем захисту.

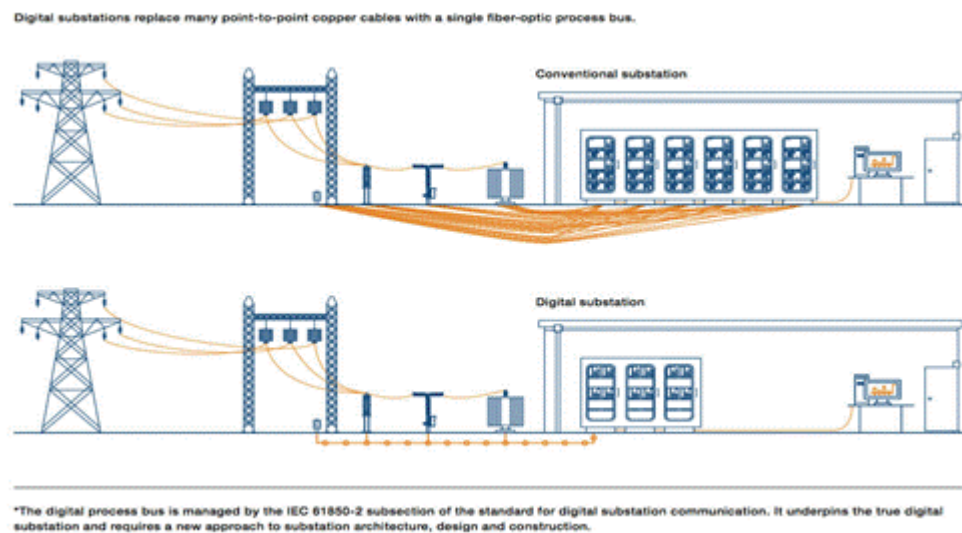


Рис. 2.1. Відмінності між традиційною і цифровою підстанцією

Архітектура цифрової підстанції традиційно базується на трирівневій структурі: рівні процесу, рівні приєднань та станційному рівні. На рівні процесу розташовуються пристрої, що безпосередньо взаємодіють з первинним обладнанням — трансформаторами, вимикачами, роз'єднувачами. Саме тут здійснюється перетворення аналогових сигналів у цифрові потоки та формування інформації про стан обладнання. Рівень приєднань включає інтелектуальні електронні пристрої, які виконують логіку релейного захисту, автоматики та оперативного керування. Їх роль полягає у швидкісній обробці інформації та формуванні команд на відключення або підключення обладнання, що дозволяє реагувати на аварійні події протягом тисячних часток секунди. Станційний рівень відповідає за централізоване управління підстанцією, де функціонують сервери SCADA, системи реєстрації подій, діагностики та засоби візуалізації параметрів.

Важливою особливістю цифрових підстанцій є можливість резервування каналів зв'язку та використання протоколів підвищеної надійності, що забезпечує стійкість до збоїв та зовнішніх загроз. У випадку відмови одного з елементів система здатна продовжувати функціонування без втрати керованості, що суттєво підвищує загальну надійність електропостачання. Крім того, цифрові підстанції забезпечують повну інтеграцію із сучасними диспетчерськими системами та платформами аналізу даних, що дозволяє здійснювати прогнозування режимів роботи мережі, проводити діагностику обладнання в режимі реального часу та оптимізувати режими енергорозподілу.

Ще однією перевагою цифрових підстанцій є можливість їх адаптації до умов розвитку ринку електроенергії та швидкої інтеграції нових технологічних рішень, включаючи відновлювані джерела енергії, системи накопичення та мікромережі. Таким чином, цифрова підстанція виступає ключовою ланкою у формуванні сучасної енергетичної інфраструктури, здатної забезпечувати високу надійність, ефективність і стійкість електропостачання у динамічно змінюваних умовах.

Загалом, впровадження цифрових підстанцій є критично важливим етапом модернізації електроенергетичної системи України, враховуючи необхідність підвищення її надійності, збільшення частки децентралізованої генерації та інтеграції до європейського енергетичного простору. Масштабування таких рішень дозволить створити основу для побудови повноцінної Smart Grid-архітектури, яка забезпечить швидку адаптацію системи до сучасних та майбутніх технічних викликів.

## **2.2. Архітектура цифрової підстанції**

Архітектура цифрової підстанції базується на інтеграції сучасних інформаційно-комунікаційних технологій та електротехнічного обладнання, з

метою забезпечення максимальної автоматизації, підвищення точності вимірювань і мінімізації часу реагування системи на аварійні ситуації. Така підстанція формує єдиний інформаційний простір, у якому дані збираються, передаються і опрацьовуються на високій швидкості, а управління здійснюється як локально, так і централізовано з диспетчерських центрів.

Цифрова архітектура замінює традиційні аналогові канали зв'язку цифровими мережами передачі даних, що функціонують на базі стандарту IEC 61850. Це дозволяє об'єднати всі елементи підстанції в єдину систему з можливістю взаємодії в реальному часі. Ключовою особливістю є можливість масштабування та модернізації системи без потреби зміни кабельної інфраструктури та фізичних релейних схем. Внаслідок цього структура підстанції стає більш гнучкою, універсальною і зручною для технічного обслуговування.

Архітектура цифрової підстанції побудована за принципом розподілу функцій на три основні рівні: рівень процесу, рівень приєднань та станційний рівень. Рівень процесу відповідає за взаємодію з первинним обладнанням — трансформаторами, вимикачами, роз'єднувачами, вимірювальними трансформаторами струму та напруги. Тут відбувається первинний збір та перетворення сигналів у цифрову форму, формування вимірювальної інформації, а також передача даних у внутрішню мережу. Центральним елементом цього рівня є цифрові трансформатори та пристрої об'єднання сигналів, які забезпечують передачу вимірювальної інформації у вигляді потоків *Sampled Values* з мінімальною затримкою.

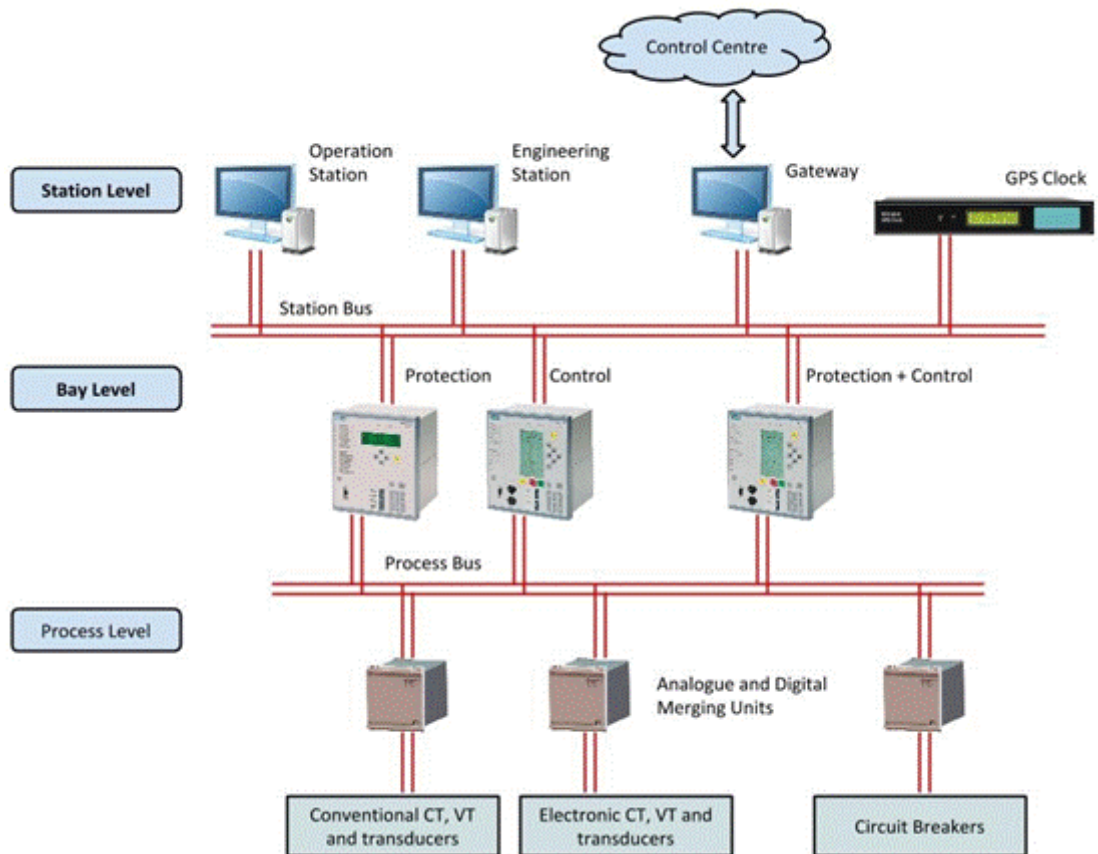


Рис. 2.2. Рівні процесів в цифровій підстанції

Рівень приєднань виконує функції локальної логіки керування та релейного захисту. На цьому рівні працюють інтелектуальні електронні пристрої, які аналізують дані, отримані з рівня процесу, і приймають рішення щодо відключення або включення обладнання в аварійних режимах. Завдяки цифровим каналам зв'язку IED-пристрої можуть взаємодіяти між собою практично миттєво, що істотно зменшує час реакції захисту і підвищує надійність системи. Додатковою перевагою є можливість дистанційного конфігурування і оновлення логіки захистів без зміни апаратних рішень.

Станційний рівень відповідає за централізоване управління підстанцією, моніторинг її стану, аналіз технологічних процесів та передачу даних у диспетчерські центри. Тут функціонують сервери SCADA, автоматизовані робочі місця оперативного персоналу, сервери синхронізації часу та інші інформаційні системи. Завдяки цьому оператор отримує повну картину стану

обладнання, можливість дистанційного керування комутаційними апаратами, доступ до архівів подій та діагностичної інформації.

Суттєву роль у архітектурі цифрової підстанції відіграє комунікаційна інфраструктура, яка забезпечує швидкий і надійний обмін даними між усіма рівнями. Оптиволоконні лінії зв'язку, протоколи реального часу, резервування каналів зв'язку та синхронізація за стандартом IEEE 1588 створюють умови для безперебійної та безпомилкової роботи системи навіть у складних умовах. Крім того, цифрова архітектура передбачає високий рівень кіберзахисту, що стає ключовим аспектом для національної енергетичної безпеки.

Таким чином, архітектура цифрової підстанції забезпечує повну інтеграцію електричної та інформаційної інфраструктури, що дозволяє досягти високої оперативності, точності та надійності. Вона формує основу для переходу до енергетичних систем нового покоління, де управління здійснюється не постфактум, а на основі прогнозування, аналітики та автоматизованого прийняття рішень. Для України це є стратегічно важливим напрямом розвитку, оскільки дозволяє підвищити стійкість енергосистеми, зменшити експлуатаційні витрати і забезпечити відповідність європейським стандартам ENTSO-E.

### **2.3. Інтелектуальні електронні пристрої як складові цифрових підстанцій**

Центральним елементом цифрової підстанції є інтелектуальні електронні пристрої (IED). Саме вони забезпечують цифрову логіку керування та релейного захисту, приймають рішення щодо роботи комутаційного обладнання та здійснюють аналіз параметрів електроенергетичної системи в режимі реального часу. На відміну від традиційних електромеханічних реле та аналогових систем керування, IED поєднують у собі функції збору даних,

обробки інформації, діагностики, виконання команд і комунікації з іншими системами, що робить їх ключовими компонентами сучасної енергетичної інфраструктури.

Інтелектуальний електронний пристрій є мікропроцесорною системою, яка виконує широкий комплекс функцій: вимірює електричні параметри, аналізує їх поведінку, визначає аварійні режими та реалізує алгоритми захисту. Окрім традиційних задач релейного захисту, IED здатні автоматично реєструвати аварійні події, фіксувати осцилограми, контролювати технічний стан обладнання та передавати зібрану інформацію до SCADA-систем. Це дозволяє підвищити ефективність експлуатації електромереж і значно скоротити час ліквідації аварійних ситуацій.

У цифровому середовищі підстанції IED працюють у тісній взаємодії один з одним та з центральними серверними системами. Передача сигналів і виконання аварійних команд здійснюється через мережеві протоколи стандарту IEC 61850, зокрема за рахунок високошвидкісних GOOSE-повідомлень, що забезпечують реакцію системи за час менше 4 мс. Завдяки цьому підстанція здатна практично миттєво реагувати на порушення режимів роботи, мінімізуючи масштаб і наслідки аварій. Саме швидкодія, точність та інтелектуальність рішень відрізняють цифрові системи захисту від традиційних схем.

При цьому модернізація логіки роботи IED може здійснюватися дистанційно, шляхом зміни програмних алгоритмів, що суттєво спрощує процес адаптації підстанції до нових схем мережі або вимог експлуатації. Важливою характеристикою є можливість самодіагностики, що дозволяє оперативно виявляти несправності та прогнозувати ймовірні відмови.

Таблиця 2.1.

## Типи IED за функціональним призначенням

Тип пристрою	Основні функції
Захисні IED	Реалізація релейного захисту ліній, шин, трансформаторів
Контролери вимикачів та приєднань	Оперативне керування комутаційним обладнанням
Логічні контролери	Автоматизація технологічних процесів, АВР, АПВ
Осцилографічні реєстратори	Запис аварійних подій та перехідних процесів
Вимірювальні модулі	Вимірювання та моніторинг параметрів електроенергії
Комунікаційні шлюзи	Передача даних до SCADA/DMS, синхронізація мережі

Завдяки такій різноманітності функцій IED можуть замінювати десятки традиційних пристроїв та панелей, концентруючи управління й захист у компактних цифрових пристроях.

Інтелектуальні пристрої розміщуються на рівні приєднань цифрової підстанції, де відбувається аналіз усієї технологічної інформації. Вони отримують дані від цифрових трансформаторів струму та напруги або від пристроїв об'єднання сигналів, що працюють на рівні процесу. Станційний рівень, у свою чергу, використовує інформацію IED для диспетчерського управління, архівування даних та аналітики режимів роботи мережі.

Завдяки інтеграції інтелектуальних пристроїв цифрова підстанція отримує можливість працювати як адаптивна система, яка автоматично реагує на зміни навантаження, відмови обладнання та інші технологічні фактори. У

випадку порушення режимів роботи IED здатні самостійно локалізувати аварію, визначити необхідний алгоритм дій та виконати команду на відключення пошкодженої ділянки без участі персоналу. Це значно підвищує рівень надійності електропостачання та скорочує час простою.

У контексті розвитку енергетики України інтелектуальні електронні пристрої відіграють особливо важливу роль, оскільки забезпечують можливість створення автоматизованої, стійкої та гнучкої інфраструктури розподілу електроенергії. Їх масове впровадження на підстанціях різних рівнів напруги є необхідною умовою модернізації електромереж та інтеграції у європейський енергетичний простір ENTSO-E.

Таким чином, IED є ключовим елементом цифрової підстанції, що поєднує функції релейного захисту, автоматизації, вимірювання і комунікації. Вони забезпечують високу швидкодію, точність, надійність та можливість віддаленого керування, що робить їх основою сучасних електроенергетичних систем. Використання таких пристроїв є стратегічно важливим етапом реформування енергетичної інфраструктури та переходу до технологій Smart Grid.

#### **2.4. Комунікаційні протоколи у відповідності до стандарту IEC 61850**

Перехід до цифрових підстанцій був би неможливий без створення єдиного комунікаційного стандарту, який забезпечує взаємодію обладнання різних виробників, уніфікує обмін даними та формує основу для автоматизованих процесів управління. Саме таку роль у сучасній електроенергетиці відіграє міжнародний стандарт IEC 61850, який став фундаментальною технологічною базою цифровізації підстанцій та впровадження концепції Smart Grid.

IEC 61850 — це не лише набір комунікаційних протоколів. Це комплексний підхід до цифрової архітектури, що охоплює моделі даних,

структуру повідомлень, синхронізацію, кіберзахист, вимоги до надійності та принципи відмовостійкої автоматизації. Його головна мета — забезпечити повну інтероперабельність, тобто можливість безперешкодно об'єднувати в одну систему обладнання різних виробників без необхідності індивідуального налаштування кожного компонента.

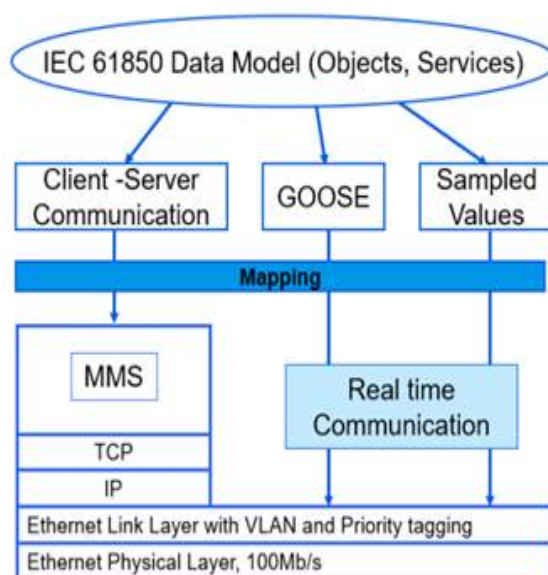


Рис. 2.3. Протокол ІЕС 61850

В основі стандарту лежить концепція об'єктно-орієнтованого представлення обладнання підстанції. Замість передачі простих бінарних сигналів у цифровому середовищі використовуються логічні вузли (Logical Nodes), які описують функціональні властивості обладнання. Завдяки цьому дані стають самодокументованими, а система керування — прозорою, масштабованою і гнучкою. Наприклад, вузол, що відповідає за комутаційний апарат (XCVR), містить інформацію про його стан, команди керування, діагностику та інші параметри. Це забезпечує уніфікований спосіб обміну інформацією без прив'язки до конкретних апаратних рішень.

Однією з ключових переваг ІЕС 61850 є використання мережевих протоколів реального часу, які дозволяють передавати аварійні сигнали протягом кількох мілісекунд. Найважливіші серед них — GOOSE (Generic

Object-Oriented Substation Event) та Sampled Values (SV). Перший забезпечує надшвидку обробку аварійних подій і формування команд вимикання, другий використовується для передачі миттєвих значень струму та напруги від цифрових трансформаторів до IED-пристроїв. Завдяки цьому функції захисту та автоматики реалізуються програмно та мають значно більшу швидкодію, точність та адаптивність, ніж традиційні аналогові схеми.

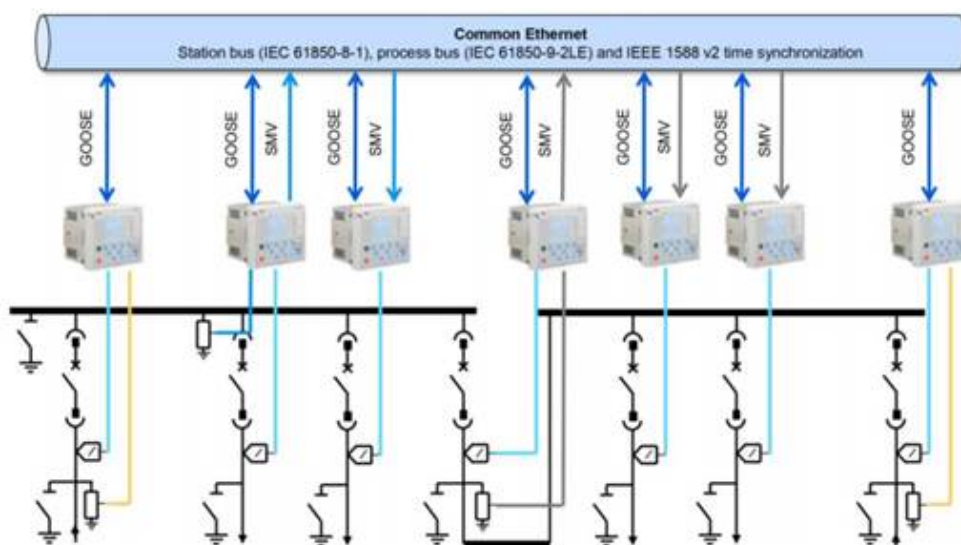


Рис. 2.4. Архітектура протоколу

Підтримку централізованого контролю забезпечує протокол MMS (Manufacturing Message Specification), який використовується для обміну даними між пристроями релейного захисту та системами SCADA на станційному рівні. Він дозволяє переглядати параметри обладнання, читати архіви, передавати телеметрію та виконувати команди керування. Таким чином, стандарт охоплює весь інформаційний цикл — від низькорівневих сигналів до диспетчерського управління.

Таблиця 2.2.

Нижче наведено коротку характеристику основних протоколів стандарту:

Протокол	Призначення
GOOSE	Передача аварійних сигналів у реальному часі (затримка <4 мс)
SV (Sampled Values)	Потоки миттєвих значень струму й напруги
MMS	Інформаційна взаємодія з SCADA та серверами
IEEE 1588 PTP	Високоточна синхронізація часу

Важливим аспектом ІЕС 61850 є резервування комунікаційних каналів, необхідне для забезпечення безперебійного функціонування підстанції. Стандарт підтримує такі механізми, як PRP (Parallel Redundancy Protocol) та HSR (High-availability Seamless Redundancy). Обидва забезпечують передачу даних двома незалежними шляхами одночасно, що дозволяє системі залишатися працездатною навіть при пошкодженні або виході з ладу мережевого сегменту. Це критично важливо для безпеки електромережі, де кожна затримка може призвести до масштабних аварій.

Окрім технічних аспектів, стандарт передбачає рекомендації щодо кіберзахисту, адже цифрова енергетика є об'єктом підвищеного ризику з точки зору кібератак. Використання шифрування, автентифікації, захищених сегментованих мереж і засобів моніторингу трафіку дозволяє створити стійкий до загроз інформаційний контур.

Для України впровадження ІЕС 61850 має особливу стратегічну вагу. Перехід до цього стандарту не лише підвищує надійність і керованість енергосистеми, але й забезпечує синхронізацію технологічних рішень з

європейським енергетичним простором ENTSO-E. Це створює умови для інтеграції відновлюваних джерел енергії, побудови гнучких мереж та розвитку систем автономного мікрогенерування. Більшість нових підстанцій, що будуються або реконструюються в Україні, уже проектується з урахуванням вимог ІЕС 61850, а такі компанії, як НЕК «Укренерго» та ДТЕК, впроваджують його у свої мережеві об'єкти високого та середнього класу напруги.

Таким чином, ІЕС 61850 є системоутворюючою технологією для сучасної цифрової енергетики. Він забезпечує уніфіковану модель комунікацій, підвищену швидкодію, адаптивність та безпеку, формуючи основу для побудови надійних, масштабованих і керованих енергетичних мереж нового покоління. Його впровадження створює фундамент для розвитку Smart Grid-інфраструктури, підвищує рівень автоматизації управління та відкриває шлях до повної цифровізації електроенергетичного комплексу України.

## **2.5. Системи моніторингу та керування**

Цифрові трансформатори струму і напруги (або цифрові вимірювальні трансформатори) є одним із ключових елементів архітектури цифрової підстанції, що дозволяють реалізувати повністю цифровізовану систему збору та передачі вимірювальних сигналів. На відміну від традиційних вимірювальних трансформаторів, які формують аналогові сигнали і передають їх по мідних кабелях, цифрові трансформатори генерують цифровий потік вибірок миттєвих значень електричних величин. Цей підхід забезпечує істотно вищу точність вимірювання, електробезпеку та сумісність із сучасними системами релейного захисту та автоматики.

Цифрові трансформатори складаються з первинного сенсора, системи перетворення сигналу та пристрою об'єднання (Merging Unit), який формує стандартизований цифровий потік даних Sampled Values відповідно до

протоколу IEC 61850-9-2. Така структура дозволяє отримувати інформацію з мінімальними затримками і передавати її через оптоволоконні лінії зв'язку без викривлень, характерних для аналогових систем. Крім того, цифрові вимірювальні трансформатори зазвичай мають функції самодіагностики та моніторингу, що дозволяє своєчасно виявляти відхилення та потенційні несправності.

Основна перевага цифрових трансформаторів полягає у значному підвищенні точності та динамічної чутливості вимірювання. Традиційні електромагнітні трансформатори можуть мати похибки, пов'язані з насиченням магнітопроводу, температурними впливами чи паразитними наводками у кабелях. У цифрових трансформаторах ці ефекти мінімізовані, що особливо важливо для сучасних систем релейного захисту, які функціонують на основі комплексних математичних алгоритмів і потребують максимально достовірних даних. Використання оптичних технологій, таких як інтерферометричні та фотонні датчики струму й напруги, забезпечує ще вищу точність та можливість вимірювання в широкому діапазоні навантажень.

Таблиця 2.3

Порівняльна характеристика технологій наведена нижче:

Параметр	Традиційні ТС/ТН	Цифрові ТС/ТН
Тип сигналу	Аналоговий	Цифровий (SV)
Стійкість до перешкод	Низька	Висока
Кабельна інфраструктура	Мідні кабелі	Оптоволоконно
Похибки вимірювання	Залежні від режимів і насичення	Мінімальні, стабільні

Самодіагностика	Відсутня	Підтримується
Сумісність із Smart Grid	Обмежена	Повна

Ще однією важливою перевагою цифрових трансформаторів є їхній внесок у підвищення безпеки. Передача низькорівневих сигналів по волоконних лініях виключає ризики ураження електричним струмом персоналу та зменшує небезпеку перенапруг і пожеж. Таким чином, експлуатація цифрового вимірювального обладнання є не тільки ефективно технічно, але й безпечно з точки зору промислової безпеки.

Цифрові трансформатори також забезпечують модульність та простоту інтеграції в інтелектуальні енергетичні системи. Їх використання дозволяє проектувати підстанції без традиційних вторинних ланцюгів, що значно скорочує витрати на монтаж та технічне обслуговування. За наявності Merging Unit цифрова інформація може бути розподілена до кількох інтелектуальних пристроїв одночасно, що підвищує відмовостійкість і надійність.

Важливою характеристикою цифрових трансформаторів є можливість інтеграції з системами предиктивної діагностики. Аналіз даних у реальному часі та використання алгоритмів машинного навчання дозволяє прогнозувати потенційні відмови обладнання та планувати ремонтно-обслуговувальні заходи завчасно. Це значно підвищує ефективність технічного обліку та знижує експлуатаційні витрати.

З огляду на тенденцію збільшення частки відновлюваної енергетики, технологія цифрових трансформаторів стає особливо актуальною. Мережева інфраструктура, що включає сонячні та вітрові електростанції, характеризується динамічними режимами, високими швидкостями зміни параметрів та потребою в точних вимірюваннях. Цифрові трансформатори здатні задовольнити ці вимоги і забезпечити сумісність розподіленої генерації з електричними мережами.

Таким чином, цифрові трансформатори струму та напруги є невід’ємним елементом цифрової підстанції, забезпечуючи точність, надійність, безпеку і адаптивність вимірювальних процесів. Їх впровадження створює передумови для повноцінного переходу енергетичних систем до цифрових мереж, підвищує стійкість та продуктивність інфраструктури і сприяє реалізації концепції Smart Grid в Україні.

## **2.6. Впровадження цифрових підстанцій як елементу «розумних» мереж**

Реалізація концепції цифрових підстанцій і технологій Smart Grid активно просувається у світі та в Україні, що підтверджується низкою успішних практичних проєктів. Ці приклади демонструють, як цифрова трансформація електроенергетичного сектору сприяє підвищенню надійності, оптимізації режимів роботи, інтеграції розподіленої генерації та забезпеченню кіберстійкості енергосистем.

У світовій практиці надзвичайно показовими є проєкти в Європейському Союзі, де перехід до цифрової інфраструктури енергомереж підтримується національними урядами та регуляторами. Наприклад, у Німеччині створено низку повністю цифрових підстанцій у межах програм модернізації мереж і збільшення частки ВДЕ у балансі. Компанія Siemens реалізувала масштабний проєкт цифрової підстанції у Франкфурті, де весь вторинний ланцюг побудований на основі IEC 61850, GOOSE-комунікацій та волоконно-оптичних інтерфейсів. Такий підхід дозволив скоротити довжину кабельних трас більш ніж на 80%, пришвидшити реагування релейного захисту та забезпечити повну інтеграцію з системами моніторингу.

У скандинавських країнах цифровізація підстанцій тісно пов’язана з розвитком інтегрованих систем відновлюваної енергетики. Наприклад, у Данії реалізовано мережеві проєкти, що поєднують цифрові підстанції, сонячні та

вітрові генератори, накопичувачі енергії та автоматизоване керування споживанням на рівні комунальних систем. Така інфраструктура дозволила створити енергетичні кластери, здатні працювати як у складі загальної мережі, так і в режимі мікрогрід, забезпечуючи автономність у разі порушення магістрального енергоживлення.

Одним із найбільш технологічно розвинутих напрямів є цифрова енергетика Південної Кореї. У межах програми Jeju Smart Grid Test-bed було реалізовано понад 100 інноваційних енергетичних об'єктів, включаючи цифрові підстанції, системи керування зарядною інфраструктурою електротранспорту, енергетичні сховища та будівельні системи керування навантаженнями. Отримані результати підтвердили можливість повної цифрової інтеграції сценаріїв реального попиту та пропозиції електроенергії.

Суттєвий прогрес у впровадженні цифрових підстанцій демонструє і Китай. Створена у Шанхаї цифрова підстанція UHV-класу стала зразком масштабного застосування технологій IEC 61850, цифрових вимірювальних трансформаторів, високошвидкісної синхронізації РТР та комп'ютерних платформ для управління вторинними процесами. Це дозволило підвищити пропускну здатність і гнучкість мережі, підтримуючи широкомасштабну інтеграцію ВДЕ на рівні гігаватних потужностей.

В Україні впровадження цифрових підстанцій та Smart Grid рішення активізувалося у зв'язку із модернізацією енергетичного сектору та інтеграцією до ENTSO-E. НЕК «Укренерго» реалізує програму реконструкції високовольтних підстанцій із переходом на цифрові системи релейного захисту, телекомунікацій та диспетчерського управління. У межах таких проектів впроваджуються оптичні вимірювальні лінії, інтелектуальні електронні пристрої, серверні системи управління та цифрові технології АСУ ТП. Як приклад, модернізація підстанцій 330 кВ у південних і центральних регіонах України включає впровадження IEC 61850-архітектури, GOOSE-

обміну, цифрових трансформаторів та інтеграцію SCADA-систем нового покоління.

Оператори розподілу, зокрема ДТЕК, реалізують програми цифровізації середньо- та низьковольтних мереж. У Дніпрі, Києві та на заході України впроваджено автоматизовані системи управління розподільними мережами, системи моніторингу навантаження трансформаторних підстанцій, smart-лічильники та модулі дистанційного керування секціонуванням мереж із застосуванням реклоузерів. Це дозволило зменшити кількість аварійних відключень, скоротити тривалість ліквідації пошкоджень і забезпечити пріоритетне відновлення живлення критичних споживачів.

Окремо варто відзначити роль цифрових технологій у підтримці енергетичної стійкості України в умовах воєнних загроз. Автономні енергетичні кластерні проєкти з використанням цифрових засобів захисту, локальної генерації та резервного живлення стають елементами критичної інфраструктури, здатними забезпечити живлення об'єктів оборонного та цивільного призначення навіть у разі масштабних руйнувань мережевих вузлів.

Загалом міжнародні та українські приклади впровадження цифрових підстанцій демонструють, що успіх цифрової трансформації енергетики базується на поєднанні кількох факторів: технологічної стандартизації, інвестицій у телекомунікаційну інфраструктуру, розвитку аналітичних платформ, підготовки персоналу та забезпечення кіберзахисту. Досвід різних країн підтверджує, що цифрова електроенергетика є не лише технічним рішенням, а й новою моделлю управління енергетикою, спрямованою на підвищення стійкості, гнучкості і здатності адаптуватися до викликів майбутнього.

## РОЗДІЛ 3. ПРОЕКТНІ РІШЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПС 35/10 кВ

### 3.1. Призначення та загальна характеристика підстанцій 35/10 кВ

Підстанції напругою 35/10 кВ є ключовими вузлами системи електропостачання, що забезпечують перетворення та розподіл електричної енергії між магістральними та розподільчими мережами. Вони виконують функцію проміжної ланки між системою передачі високої напруги та споживачами середньої та низької напруги, забезпечуючи необхідний рівень якості, стабільності та надійності електроенергії.

Основним призначенням підстанції 35/10 кВ є пониження напруги з рівня 35 кВ до рівня 10 кВ з метою подальшого розподілу електричної енергії між споживачами. Зазвичай такі підстанції забезпечують живлення міських районів, промислових підприємств, об'єктів комунального господарства та сільських населених пунктів. Вони відіграють важливу роль у формуванні радіальних або кільцевих схем живлення, забезпечуючи ефективний розподіл потужності та резервування.

Загальні функції та компоненти підстанції

Типова підстанція 35/10 кВ складається з таких основних елементів:

- силових трансформаторів, що здійснюють перетворення напруги;
- комутаційного обладнання (вимикачів, роз'єднувачів, запобіжників);
- шинних систем, які забезпечують з'єднання електричних ланцюгів;
- вимірювальних трансформаторів струму та напруги;
- пристроїв релейного захисту, автоматики та систем керування;
- обладнання заземлення та блискавкозахисту.

У сучасних умовах проектування все частіше реалізується концепція цифрової підстанції, що передбачає інтеграцію мікропроцесорних пристроїв, цифрових протоколів зв'язку (IEC 61850) та централізованих систем

моніторингу. Це дозволяє підвищити швидкодію захисту, покращити керованість мережі та створити передумови для переходу до повноцінної Smart Grid-архітектури.

Підстанції 35/10 кВ поділяються на такі основні типи:

- живильні (приймальні) — отримують електроенергію з мереж 110 або 35 кВ та передають її до споживачів 10 кВ;
- трансформаторні — забезпечують пониження рівня напруги для локальних розподільчих мереж;
- секційні — використовуються для перетоку потужності між різними ділянками мережі, що дозволяє підвищити гнучкість електропостачання.

За способом приєднання підстанції можуть бути тупиковими, наскрізними або кільцевими. Тупикові підстанції живляться з одного джерела і характеризуються простотою, але меншою надійністю. Наскрізні та кільцеві підстанції мають декілька джерел живлення, що дозволяє реалізувати критерій N–1, тобто збереження працездатності системи при відмові одного елемента.

Типова потужність підстанцій цього класу становить від  $2 \times 4$  до  $2 \times 10$  МВА, що забезпечує можливість живлення від декількох десятків до кількох сотень споживачів середнього навантаження. Напруга на стороні 10 кВ використовується для подальшого розподілу через розподільчі пункти або трансформаторні підстанції 10/0,4 кВ, які забезпечують живлення кінцевих споживачів.

На стороні 35 кВ зазвичай встановлюються масляні або елегазові вимикачі, роз'єднувачі та апарати вимірювання, тоді як на стороні 10 кВ — вакуумні вимикачі або комірки типу КРУ (комплектні розподільчі установки). В останні роки дедалі більшого поширення набувають елегазові КРУЕ (компактні розподільчі пристрої), що забезпечують високу надійність, пожежну безпеку та мінімальні габарити.

Підстанція 35/10 кВ може працювати в нормальному, аварійному або ремонтному режимах. У нормальному режимі відбувається рівномірний розподіл навантаження між трансформаторами, а система автоматики контролює стан обладнання, температурні режими, рівні струмів і напруг. У разі відмови одного з трансформаторів чи ліній передбачається автоматичне перемикавання навантаження або резервування за рахунок другого трансформатора. Це забезпечується завдяки схемі з двома секціями шин, з'єднаними секційним вимикачем, і можливістю роботи за критерієм N-1.

У контексті розвитку «розумних» мереж підстанції 35/10 кВ набувають нового функціонального значення. Вони перетворюються на цифрові вузли управління, які не лише розподіляють енергію, але й збирають, аналізують та передають дані про стан системи. Такі підстанції забезпечують:

- моніторинг у реальному часі параметрів енергосистеми;
- автоматичне секціонування при пошкодженнях;
- інтеграцію з системами SCADA та енергетичними платформами;
- підтримку двостороннього обміну енергією з об'єктами розподіленої генерації.

У межах Smart Grid підстанція виступає активним елементом енергосистеми, здатним приймати локальні рішення — наприклад, ізолювати пошкоджену ділянку або перенаправити потоки потужності без втручання диспетчера. Це дозволяє підвищити надійність електропостачання, зменшити експлуатаційні витрати та оптимізувати енергетичний баланс мережі.

Отже, підстанції 35/10 кВ є невід'ємною частиною сучасної електроенергетичної системи. Вони забезпечують не лише трансформацію напруги та розподіл потужності, але й реалізують функції автоматизації, моніторингу та управління. В умовах переходу до Smart Grid такі підстанції виступають ядром цифрової інфраструктури, що поєднує традиційні технології з інтелектуальними засобами керування та комунікації. Їх

модернізація є одним із головних напрямів підвищення ефективності, надійності та безпеки електропостачання в Україні.

### **3.2. Вибір конфігурації підстанції 35/10 кВ**

Конфігурація підстанції 35/10 кВ визначається вимогами до надійності електропостачання, рівнем навантаження, особливостями схеми живлення, специфікою споживачів, перспективами розвитку району електропостачання та вимогами нормативних документів. На етапі проєктування важливо забезпечити оптимальний баланс між надійністю, функціональністю та економічною доцільністю.

Підстанції напругою 35/10 кВ можуть будуватися за різними схемами: однолінійними, кільцевими, з резервуванням по трансформаторах і секціях, або повністю дубльованими. Вибір схеми напряму впливає на живучість об'єкта, можливість ремонтів без відключення споживачів, а також на обсяг капітальних витрат. Згідно з сучасними вимогами Smart Grid, такі підстанції повинні забезпечувати можливість гнучкого управління мережевими режимами та мінімізацію аварійних простоїв.

У типових проєктах для міських і промислових районів застосовується конфігурація із двома силовими трансформаторами та двома секціями шин 10 кВ із секційним вимикачем. Така схема відповідає критерію надійності N-1, що означає можливість забезпечення електроживлення при виході з ладу одного трансформатора або лінії живлення. Наявність секційного вимикача дозволяє виконувати оперативні перемикання та ізолювати дефектні ділянки без необхідності повного знеструмлення підстанції.

З боку 35 кВ зазвичай передбачається один або два вводи, що визначається топологією мережі. Для підвищення стійкості енергопостачання у проєкті може передбачатися автоматичне повторне включення (АПВ), автоматичний ввід резерву (АВР) та можливість дистанційного керування із

диспетчерського центру. На стороні 10 кВ передбачаються фідери для живлення розподільних мереж, технологічних об'єктів та резервування між суміжними підстанціями.

Таблиця 2.4

## Порівняння типових конфігурацій підстанцій 35/10 кВ:

Конфігурація	Опис	Надійність	Коментар	Конфігурація
1 трансформатор, 1 секція	Мінімальна схема	Низька	Тільки для малих навантажень, без резерву	1 трансформатор, 1 секція
2 трансформатори, 1 секція	Два Т, але без розділення шин	Середня	Є резерв трансформатора, але немає резерву шин	2 трансформатори, 1 секція
2 трансформатори, 2 секції шин (з секц. вимикачем)	Класична надійна схема	Висока	Оптимальне рішення N–1, мінімум відключень	2 трансформатори, 2 секції шин (з секц. вимикачем)
Кільцева мережа 10 кВ	Кільце між ПС	Дуже висока	Підвищена стійкість, складніший захист	Кільцева мережа 10 кВ
Цифрова ПС (ІЕС 61850)	Тотальна цифровізація, PRP/HSR	Максимальна	Smart Grid, найвища надійність	Цифрова ПС (ІЕС 61850)

Як бачимо, оптимальним варіантом для сучасних умов, з урахуванням економічної доцільності та вимог до надійності, є двотрансформаторна підстанція з двома секціями шин і секційним вимикачем. Така конфігурація дозволяє проводити технічне обслуговування та аварійні ремонти з мінімальними перервами живлення.

У рамках цього проєкту обрана конфігурація:

- 2 силові трансформатори 35/10 кВ
- 2 секції шин 10 кВ
- Секційний вимикач
- Можливість АВР між секціями
- Реклоузери на вихідних лініях 10 кВ
- Цифрова вторинна система захисту і автоматики (IED + IEC 61850)

Це рішення забезпечує:

- відповідність стандарту надійності N–1;
- можливість подальшої цифровізації і створення Smart Grid-вузла;
- підвищену операційну гнучкість;
- скорочення тривалості аварійних відключень;
- можливість приєднання майбутніх DER (сонячні станції, накопичувачі).

Таким чином, обрана схема є технічно обґрунтованою, економічно раціональною та відповідає вимогам сучасної енергетичної інфраструктури.

### **3.3. Розрахунок потужності трансформаторів**

Одним з ключових етапів проєктування підстанції 35/10 кВ є визначення необхідної потужності силових трансформаторів. Вибір виконується з урахуванням реального та перспективного навантаження, коефіцієнта потужності, можливих втрат у мережі та нормативної вимоги забезпечити електропостачання при виході з ладу одного з трансформаторів (критерій надійності N–1). Це дає можливість гарантувати безперервність роботи

споживачів навіть в аварійних ситуаціях або під час планових ремонтів обладнання.

У даному проєкті максимальне активне навантаження на шинах 10 кВ становить приблизно **7,5** МВт. Оскільки електричні мережі працюють з урахуванням реактивної складової, необхідно перевести це значення у повну потужність, беручи до уваги коефіцієнт потужності. Для мереж розподільчого рівня типовим є  $\cos \varphi = 0,92$ . Таким чином, розрахунок повної потужності ведеться за формулою:

$$S_{\text{поточ}} = \frac{P_{\text{max}}}{\cos \varphi}$$

$S_{\text{поточ}}$  — поточна (розрахункова) повна потужність, кВА або МВА.

$P_{\text{max}}$  — максимальна активна потужність навантаження, кВт або МВт.

$\cos \varphi$  — коефіцієнт потужності (відношення активної потужності до повної).

3.1.

Підставивши вихідні дані, отримуємо:

$$S_{\text{поточ}} = \frac{7.5}{0.92} \approx 8.15 \text{ МВА}$$

Однак при передачі електроенергії виникають втрати, а також необхідно врахувати споживання власних потреб підстанції. У середньому приймається поправочний коефіцієнт близько 1,05:

$$S_{\text{поточ}} = 8.15 \cdot 1.05 \approx 8.56 \text{ МВА}$$

Слід також враховувати перспективний приріст навантаження. Для проєктування підстанцій зазвичай передбачають запас на період 5–10 років, який може становити 20–30%. Приймаємо коефіцієнт перспективного розвитку 1,25. Тоді розрахункова повна потужність становитиме:

$$S_{\text{перс}} = 8.56 \cdot 1.25 \approx 10.7 \text{ МВА}$$

Таким чином, для нормальної роботи підстанції в прогнозованому режимі потрібно забезпечити можливість передачі близько 10,7 МВА.

Враховуючи вимоги надійності, рішенням є встановлення двох трансформаторів, кожен з яких повинен бути здатним забезпечити живлення споживачів у випадку виходу з ладу іншого. За нормативами та технічними характеристиками трансформаторів допустиме короткочасне перевантаження може досягати 30–40% від номіналу. Це дозволяє одному трансформатору короткочасно працювати із навантаженням, що перевищує його паспортні дані, що особливо важливо при аварійному режимі.

Розглянемо номінальні варіанти силових трансформаторів, типово застосовуваних на ПС 35/10 кВ — 6,3 МВА, 10 МВА та 16 МВА. Трансформатор потужністю 6,3 МВА навіть у перевантаженому режимі (до +30%) забезпечить приблизно 8,2 МВА, що нижче необхідного значення 10,7 МВА. Таким чином, він не задовольняє умову надійності N–1. Трансформатор номіналом 10 МВА при можливому короткочасному перевантаженні здатний передавати близько 13 МВА, що повністю відповідає вимогам. Варіант із трансформатором 16 МВА також є технічно допустимим, проте призводить до перевищення необхідних резервів, тобто є економічно недоцільним.

Окремо виконаємо перевірку номінальних струмів на стороні 10 кВ. Для трансформатора потужністю 10 МВА він визначається за формулою:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_2}$$

$I_{\text{НОМ}}$  — номінальний струм трансформатора або лінії, А.

$S_{\text{НОМ}}$  — номінальна повна потужність трансформатора, кВА або МВА.

$U_2$  — номінальна лінійна напруга на стороні низької напруги (НН), кВ.

$\sqrt{3}$  — коефіцієнт, що враховує зв'язок між фазною та лінійною величинами в трифазній системі.

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{10 \cdot 10^6}{1.732 \cdot 10^4} \approx 577 \text{ А}$$

При аварійному навантаженні з урахуванням коефіцієнта перевантаження 1,3 отримаємо:

$$I_{\text{ав}} \approx 577 \cdot 1.3 \approx 750 \text{ А}$$

Це значення використовується далі для перевірки обладнання комутації та захисту на стороні 10 кВ.

Для розрахунку струму короткого замикання на шинах 10 кВ використовується відсотковий імпеданс трансформатора. Для потужності 10 МВА і стандартного значення  $u_k = 10.5\%$ :

$$I_k'' = \frac{I_{\text{НОМ}}}{u_k/100}$$

$I_k''$  — розрахунковий струм короткого замикання (початковий ударний струм), А.

$I_{\text{НОМ}}$  — номінальний струм трансформатора на стороні НН, А.

$u_k$  — напруга короткого замикання трансформатора, %.

3.3.

$$I_k'' = \frac{577}{0.105} \approx 5.5 \text{ кА}$$

Цей результат підтверджує необхідність вибору комутаційного обладнання та шин, розрахованих на струми не менше 12,5–16 кА, що є типовим для сучасних КРУ 10 кВ.

У результаті розрахунків та техніко-економічного обґрунтування для даної підстанції прийнято рішення встановити два силових трансформатори

номінальною потужністю по 10 МВА кожен, з групою з'єднання обмоток  $\Delta/Y-11$  та регулюванням напруги під навантаженням (РПН) у діапазоні  $\pm 10-12\%$ . Така конфігурація забезпечує відповідність критерію N-1, надійність електропостачання, перспективу нарощування споживання і можливість роботи в умовах сучасних Smart Grid вимог.

### **3.4. Вибір комутаційного обладнання**

Вибір комутаційного обладнання для підстанції 35/10 кВ є одним з ключових етапів проектування, оскільки від правильності прийнятих рішень залежить надійність та безперервність електропостачання, а також безпека персоналу та обладнання. Комутаційні апарати забезпечують увімкнення, вимкнення та переключення електричних кіл у нормальних та аварійних режимах, а також захищають мережу від наслідків коротких замикань, перевантажень та інших порушень режиму.

Під час вибору апаратури враховуються номінальна напруга та струм, здатність обладнання витримувати динамічні та термічні навантаження при короткому замиканні, вимоги щодо забезпечення селективності та швидкодії комутаційних процесів, а також сучасні стандарти експлуатації об'єктів енергетичної інфраструктури.

Основу комутаційного обладнання складають вимикачі. На стороні 35 кВ зазвичай використовуються елегазові ( $SF_6$ ) вимикачі завдяки їх високій надійності, компактності та здатності ефективно гасити дугу навіть при значних струмах КЗ. На стороні 10 кВ переважно застосовуються вакуумні вимикачі, які є технологічно простішими, екологічнішими та мають великий ресурс механічної зносостійкості.

Відповідно до попередніх розрахунків, номінальний струм трансформатора на стороні 10 кВ становить приблизно 577 А, а розрахунковий струм короткого замикання — близько 5,5 кА. Це визначає

основні параметри комутаційних апаратів — номінальний струм не менше 630 А, а відключаюча здатність вакуумних вимикачів повинна бути не нижчою за 12,5–16 кА, що відповідає типовій стандартній лінійці обладнання середньої напруги.

На стороні 35 кВ, з урахуванням потенційних короткозамкнених струмів у мережі передачі, приймаються вимикачі з відключаючою здатністю не менше 25–31,5 кА і номінальним струмом не менше 630–1250 А, залежно від конфігурації підстанції та живильної лінії. Розміщення вимикачів у схемі залежить від рішення про конфігурацію підстанції: для двотрансформаторної підстанції із секціонуванням шин передбачаються окремі вимикачі на вводах, на трансформаторах і на секційному приєднанні.

Роз'єднувачі встановлюються для забезпечення видимого розриву електричного кола та безпечного проведення ремонтних робіт. На стороні 35 кВ застосовуються роз'єднувачі зовнішньої установки, на стороні 10 кВ — у складі комірок КРУ. Зазвичай вони комплектуються заземлювальними ножами, що дає можливість заземлення відключених ділянок перед виконанням робіт. Розрахункові струмові параметри повинні відповідати номінальному струму лінії та перевищувати термічну стійкість при струмах КЗ, яка зазвичай дорівнює діючому значенню струму протягом 1–3 секунд.

Для правильного функціонування систем релейного захисту, автоматики та обліку необхідно підібрати трансформатори струму (ТТ) і напруги (ТН). Для ланцюгів 10 кВ номінальні параметри ТТ підбираються з урахуванням номінального струму 630 А і класів точності, що забезпечують вимірювання та захист (клас 0.5S/0.2 для обліку та 5P20/10P10 для захисту). Для ТН стандартним є виконання з коефіцієнтом трансформації  $11000/\sqrt{3} / 100/\sqrt{3}$  В і класом точності 0.5–1.0.

На стороні 35 кВ використовуються ТТ з трансформаційним відношенням, наприклад, 600/1 або 800/1, залежно від струмів лінії та режимів

роботи. Це дозволяє забезпечити коректну роботу захистів з урахуванням високих протікальних струмів при аваріях.

У проєкті приймається використання комплектних розподільчих установок (КРУ) на 10 кВ у закритому виконанні. Це забезпечує компактність, підвищену безпеку, механічну міцність та можливість інтеграції системи з цифровими пристроями релейного захисту (IED). Вибір шин та комутаційного обладнання визначається номінальним струмом 630 А та протіканням аварійного струму до 5,5 кА.

На стороні 35 кВ розглядається використання відкритого розподільчого пристрою 35 кВ або закритого елегазового КРУЕ, що значною мірою залежить від умов майданчика, бюджету проєкту та вимог до компактності. Однак з урахуванням тенденцій цифровізації та компактного виконання енергооб'єктів усе частіше застосовуються саме газоізольовані комутаційні комплекси.

Комутаційне обладнання тісно пов'язане з системами автоматики і релейного захисту. На сучасних підстанціях використовується інтеграція вакуумних вимикачів із цифровими терміналами РЗА, що дозволяє реалізувати швидке й селективне відключення пошкоджених ділянок мережі. Для забезпечення роботи автоматичного вводу резерву (АВР) та автоматичного повторного включення (АПВ) передбачаються відповідні функції у IED-пристроях та SCADA-системі.

Таким чином, для реалізації проєкту підстанції 35/10 кВ обрано схему із застосуванням вакуумних вимикачів на стороні 10 кВ, елегазових вимикачів на стороні 35 кВ, комплектних розподільчих установок, роз'єднувачів із заземлювальними ножами, а також трансформаторів струму та напруги, що відповідають вимогам точності, струмовим параметрам і стандартам безпеки. Прийняті рішення забезпечують високу надійність роботи, безпечність експлуатації та готовність до інтеграції у цифрову інфраструктуру Smart Grid з подальшим розширенням можливостей системи автоматизації.

### 3.5. Розробка схем релейного захисту та автоматики

Проектування систем релейного захисту та автоматики (РЗА) на підстанції 35/10 кВ є ключовим етапом, що визначає надійність, стійкість та безпеку роботи електричної мережі. Релейний захист має забезпечувати швидке виявлення пошкоджень, точне визначення їх місця та негайне відключення аварійної ділянки без негативного впливу на інші елементи системи. Автоматика підстанції доповнює роботу захисту, забезпечуючи автоматичне відновлення живлення, секціонування мережі та мінімізацію часу перерв в електропостачанні споживачів.

У проєкті передбачається застосування цифрової системи РЗА, побудованої на базі інтелектуальних електронних пристроїв (IED) за стандартом IEC 61850. Це забезпечує як класичні функції захисту, так і розширені можливості для автоматизації, самодіагностики та інтеграції із системою диспетчерського управління. Одним із основних принципів є реалізація децентралізованої архітектури, де кожен IED відповідає за захист певного елемента, а між пристроями здійснюється обмін сигналами за допомогою GOOSE-повідомлень. Це суттєво підвищує швидкодію і виключає залежність від жорсткого дротового міжрелейного зв'язку.

На стороні 35 кВ для захисту трансформаторних приєднань застосовуються диференційний захист трансформатора, газовий захист, захист від перевантаження, мінімальна напруга та дистанційний захист введів у разі потреби. Диференційний захист забезпечує селективне виявлення внутрішніх пошкоджень трансформатора з мінімальним часом спрацювання, що є критичним при можливості виникнення міжвиткових замикань. Газовий захист реагує на внутрішні пошкодження із газоутворенням та забезпечує відключення трансформатора з подачею сигналу про аварійний режим. Додатково реалізується захист від мінімальної напруги, що запобігає роботі

обладнання у ненормованих режимах, та автоматика синхронізації у випадку резервного підживлення.

На стороні 10 кВ головним способом захисту ліній є струмовий захист з максимально-струмовими та мінімально-струмовими реле, а також струмовий захист від замикань на землю. Оскільки більшість аварій у розподільчих мережах відбувається на кабельних або повітряних лініях, важливо забезпечити не лише швидке відключення пошкодженої ділянки, а й можливість автоматичного повторного включення (АПВ), що значно зменшує кількість тривалих відключень. Особливо актуальним це є для сільських і протяжних радіальних мереж, де короточасні пошкодження (гілки, блискавки, тимчасові пробої ізоляції) становлять більшість аварій.

Для підвищення надійності та скорочення зони відключення у проєкті також застосовуються реклоузери та секціонування мережі 10 кВ, що буде розкрито у наступному розділі. Використання реклоузерів у поєднанні з цифровими алгоритмами захисту дозволяє забезпечити локалізацію аварії на мінімальній ділянці, тоді як інші споживачі зберігають живлення без втручання диспетчера.

У системі автоматики передбачається реалізація АВР (автоматичного вводу резерву) між двома секціями шин 10 кВ. Це забезпечує подачу живлення на секцію, що залишилася без напруги у випадку відмови трансформатора або вимикача, гарантуючи безперервність живлення критичних споживачів. Алгоритм АВР реалізується на платформі IED з контролем напруги, частоти та станів вимикачів. Логічні функції програмуються відповідно до вимог оперативної селективності та захисту від зустрічного живлення.

Важливим елементом є цифрова система синхронізації часу РТР (IEEE 1588), що забезпечує точність часових міток для коректної роботи диференційних та логічних функцій. Для обміну оперативними командами використовується оптоволоконна мережа Ethernet із резервуванням

протоколів PRP або HSR, що робить систему стійкою до відмов каналів зв'язку.

Для контролю і керування передбачається інтеграція системи РЗА у SCADA-систему підстанції із можливістю передачі даних у диспетчерський центр. Це дозволяє здійснювати дистанційне керування, аналіз аварійних подій, моніторинг параметрів режиму та діагностику стану обладнання. Запис аварійних осцилограм, протоколів роботи реле та журналів подій забезпечує високу точність аналізу аварій і скорочує час на їх усунення. Такий підхід відповідає принципам Smart Grid і формує підґрунтя для предиктивного технічного обслуговування.

Таким чином, запропонована система релейного захисту та автоматики підстанції 35/10 кВ поєднує традиційні перевірені схеми та сучасні цифрові технології. Вона дозволяє забезпечити високий рівень надійності, швидкодію, селективність відключення, можливість глибокої автоматизації мережі та перспективу подальшої інтеграції з комплексною платформою управління енергосистемою.

### **3.6 Економічне обґрунтування вибору конфігурації та обладнання підстанції**

Економічна оцінка вибору технічних рішень є одним із найважливіших етапів проектування електричних підстанцій, оскільки визначає рівень капітальних вкладень, експлуатаційних витрат та загальну ефективність інвестицій. Під час розробки підстанції 35/10 кВ необхідно забезпечити оптимальний баланс між технічною надійністю, довговічністю обладнання та економічною доцільністю, враховуючи як початкові витрати на будівництво, так і довгострокову економію за рахунок підвищеної надійності та мінімізації витрат електроенергії.

Вибір двотрансформаторної конфігурації з двома секціями шин 10 кВ та секційним вимикачем був визначений як оптимальний не лише з точки зору надійності та відповідності критерію N–1, але й з позиції економіки. Порівняно з однострансформаторною схемою, така система вимагає більших капітальних вкладень, однак значно знижує ризики втрат від зупинки електропостачання у разі аварії чи планового відключення. Якщо розглядати експлуатаційні витрати в довгостроковій перспективі, багатотрансформаторна схема є виправданою, оскільки дозволяє уникнути штрафів за недопоставлення електроенергії, втрат виробництва та соціальних збитків.

Економічна доцільність визначається через аналіз сукупної вартості володіння (Total Cost of Ownership), яка складається з капітальних витрат, експлуатаційних витрат і втрат електроенергії у трансформаторах і мережевому обладнанні. Загальна формула оцінки ефективності може бути подана у вигляді:

$$TCO = C_{\text{кап}} + C_{\text{експл}} + C_{\text{втр}}$$

де

$C_{\text{кап}}$  — капітальні витрати на обладнання та будівельно-монтажні роботи,

$C_{\text{експл}}$  — річні експлуатаційні витрати,

$C_{\text{втр}}$  — приведена вартість втрат електроенергії.

3.4

Оскільки трансформатори працюють значну частину часу із навантаженням нижче номінального, важливим є вибір номінальної потужності, що забезпечує не лише покриття максимального навантаження, а й мінімальні втрати при часткових режимах. Розрахунки показали, що трансформатори по 10 МВА забезпечують оптимальний режим роботи, тоді як трансформатори 6,3 МВА призвели б до перевантаження у аварійному

режимі, а застосування 16 МВА трансформаторів створило б надлишкову інвестиційну та експлуатаційну складову.

Загальна енергетична ефективність трансформатора визначається активними втратами холостого ходу та під навантаженням. Приведені втрати за рік можна визначити як:

$$P_{\text{втр}} = P_x \cdot T_0 + P_k \cdot T_{\text{нагр}}$$

де

$P_x$  — втрати холостого ходу,

$P_k$  — втрати короткого замикання,

$T_0$  — час роботи у режимі холостого ходу,

$T_{\text{нагр}}$  — час роботи під навантаженням.

### 3.5

Вибрані трансформатори мають оптимальне співвідношення втрат і потужності, що дозволяє мінімізувати приведені витрати на втрати електроенергії протягом усього терміну служби обладнання.

Окремої уваги заслуговує вибір вакуумних вимикачів на стороні 10 кВ та елегазових вимикачів на стороні 35 кВ. Попри дещо більшу вартість SF<sub>6</sub>-вимикачів у порівнянні з повітряними альтернативами, вони забезпечують довший термін служби, менші витрати на технічне обслуговування та підвищену надійність. Це дає змогу скоротити експлуатаційні витрати у довгостроковій перспективі та підвищити безвідмовність всієї системи.

Важливим фактором економічної оцінки є також впровадження цифрової системи РЗА та комунікацій ІЕС 61850. На етапі будівництва такі рішення потребують вищих початкових затрат у порівнянні з класичною релейною технікою, проте вони значно скорочують кількість кабельних з'єднань, зменшують трудомісткість монтажу, прискорюють пусконаладження та спрощують подальше технічне обслуговування. Крім того, цифрова

платформа забезпечує можливість аналітики стану обладнання в реальному часі, що дозволяє відмовитися від планового ремонту на користь сервісу за станом і тим самим зменшити витрати на обслуговування.

У загальному підсумку економічне обґрунтування підтверджує, що прийняті технічні рішення є оптимальними. Вони забезпечують не лише високу надійність і гнучкість експлуатації, але й мінімізують сумарну вартість володіння підстанцією протягом усього життєвого циклу. Вибір двох трансформаторів по 10 МВА, сучасної комутаційної апаратури та цифрової платформи РЗА зводить до мінімуму витрати на аварійні простої, технічне обслуговування і втрати електроенергії, що робить проєкт економічно доцільним і перспективним.

## **РОЗДІЛ 4.**

### **ВПРОВАДЖЕННЯ СЕКЦІОНУВАННЯ НА ОСНОВІ РЕКЛОУЗЕРІВ ЯК СКЛADOVA ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ «РОЗУМНИХ» МЕРЕЖ**

#### **4.1. Загальні принципи секціонування електричних мереж**

Секціонування електричних мереж є ключовим інженерним рішенням, спрямованим на підвищення надійності та живучості системи електропостачання. Суть секціонування полягає у розподілі мережі на окремі ділянки, що можуть бути автоматично або вручну відокремлені одна від одної у випадку аварійної ситуації. Це дає можливість локалізувати пошкодження, скоротити тривалість перерв в електропостачанні та забезпечити живлення для максимальної кількості споживачів навіть за умов виникнення аварій на окремих фрагментах мережі.

У розподільчих мережах 10 кВ секціонування має особливе значення, оскільки саме на цьому рівні напруги зосереджена значна кількість споживачів різного типу: промислових підприємств, комунальних об'єктів, приватних домоволодінь та інфраструктурних вузлів. Природа пошкоджень у таких мережах, зокрема грозові перенапруги, механічні пошкодження повітряних ліній, старіння ізоляції кабелів та вплив природних факторів, робить їх найбільш уразливим сегментом системи електропостачання. Саме тому ефективно секціонування дає можливість мінімізувати негативні наслідки аварій, обмежити відключення лише пошкодженою ділянкою та забезпечити стабільність роботи енергосистеми.

У традиційних мережах секціонування реалізується шляхом встановлення роз'єднувачів або вимикачів, які дозволяють оперативному персоналу вручну відключити аварійну ділянку. Проте, сучасні вимоги до швидкодії та безперервності живлення зумовлюють широке впровадження

автоматизованих систем секціонування, що включають вакуумні вимикачі, автоматичні реклоузери, швидкодіючі контролери та інтеграцію з системами SCADA. Завдяки цьому забезпечується виявлення аварії, її ізоляція та відновлення живлення у сусідніх ділянках у проміжок часу, що вимірюється секундами, або навіть долями секунд.

При секціонуванні враховуються параметри мережі, такі як довжина ліній, рівень навантаження, наявність резервних джерел живлення та схема живлення підстанцій. Оптимальним є підхід, коли мережа будується за принципом кільцевих або радіальних схем із можливістю переведення живлення з резервної лінії шляхом автоматичного вводу резерву (АВР). У таких випадках секціонування дозволяє підтримувати живлення більшості споживачів навіть при виході з ладу окремої лінії або обладнання.

Одним із фундаментальних принципів ефективного секціонування є забезпечення селективності захисту — тобто спрацювання саме того елемента, який безпосередньо межує з місцем аварії. Це досягається шляхом коректного налаштування релейного захисту на підстанції та реклоузерів у мережі. Завдяки селективності відключення пошкодженої лінії не призводить до знеживлення інших районів мережі, що робить систему більш стабільною та передбачуваною.

З технічної точки зору секціонування вимагає забезпечення відповідності обладнання вимогам щодо номінальних струмів, стійкості до струмів короткого замикання, механічної надійності та атмосферостійкості. Крім того, сучасні системи автоматизації передбачають обмін інформацією між реклоузерами, контролерами та підстанційними пристроями РЗА, що дозволяє оптимізувати алгоритми управління та підвищити рівень автоматизації без втручання людини. Такий підхід відповідає концепції Smart Grid, у якій кожен елемент мережі не лише виконує свою основну функцію, а й бере участь у комплексному управлінні системою.



Рис. 4.1. Конструкція низьковольтного модуля реклоузера

Особливої уваги заслуговує взаємодія секціонування з локальними джерелами генерації, що стають характерною ознакою сучасних мереж. У разі наявності розосереджених джерел живлення, таких як сонячні та вітрові електростанції, система секціонування має забезпечувати коректне функціонування захисту та виключати утворення «островів» з автономним живленням без належного контролю. Це вимагає відповідних алгоритмів і застосування сучасних IED-реле, здатних до обміну швидкісними повідомленнями та адаптивної роботи.

Отже, секціонування електричних мереж 10 кВ є невід'ємною складовою сучасного підходу до підвищення надійності електропостачання. Воно дозволяє суттєво скоротити кількість аварійних відключень, забезпечити стабільне живлення критично важливих споживачів, знизити експлуатаційні витрати та підвищити загальну ефективність функціонування системи. Реалізація секціонування у поєднанні з сучасною автоматикою, релейним

захистом та цифровими засобами керування створює основу для глибокої модернізації електричних мереж та переходу до інтелектуальної енергетичної інфраструктури.

#### **4.2. Реклоузери: основні характеристики та призначення**

Реклоузер є одним із ключових елементів сучасних систем розподіленої автоматизації мереж, що забезпечує автоматичне повторне включення лінії після короткочасного пошкодження. У мережах 10 кВ більшість аварій мають тимчасовий характер і можуть бути усунуті без втручання персоналу — наприклад, унаслідок грозових імпульсів, випадкового доторкання гілок дерев до проводів, забруднення ізоляції або короткочасного пробоя кабельної лінії. Саме тому застосування реклоузерів дозволяє суттєво зменшити кількість тривалих відключень і підвищити показники безперебійності електропостачання.

Реклоузер являє собою автоматичний високовольтний вимикач, оснащений вбудованою системою мікропроцесорного релейного захисту, контролером автоматики та комунікаційним модулем. Він працює повністю автономно, аналізуючи параметри мережі в режимі реального часу та приймаючи рішення про відключення, повторне включення та блокування, якщо пошкодження є сталим. Типова логіка роботи передбачає кілька послідовних циклів АПВ, після чого реклоузер переходить у стан відключення для забезпечення безпеки мережі та виключення повторного впливу аварії.

На відміну від звичайних вимикачів, реклоузер виконує функцію селективної локалізації пошкодженої ділянки без відключення живлення на інших частинах мережі. Це особливо важливо в радіальних та розгалужених мережах сільської та приміської інфраструктури, де на одній лінії може бути

підключена значна кількість споживачів, включаючи соціальні об'єкти, критичну інфраструктуру та промислові підприємства.

Сучасні реклоузери виконуються переважно на основі вакуумних дугогасильних камер, що забезпечує їх високу надійність і низькі експлуатаційні витрати. Вакуумна технологія дозволяє здійснювати велику кількість комутаційних операцій без суттєвого зносу контактів, що робить ці пристрої ефективними для мереж з інтенсивними режимами АПВ та секціонування. Реклоузери комплектуються трансформаторами струму та напруги, засобами контролю навантаження і вбудованими алгоритмами захисту, що дозволяє їм функціонувати як повноцінні елементи автоматизації розподільчої мережі.

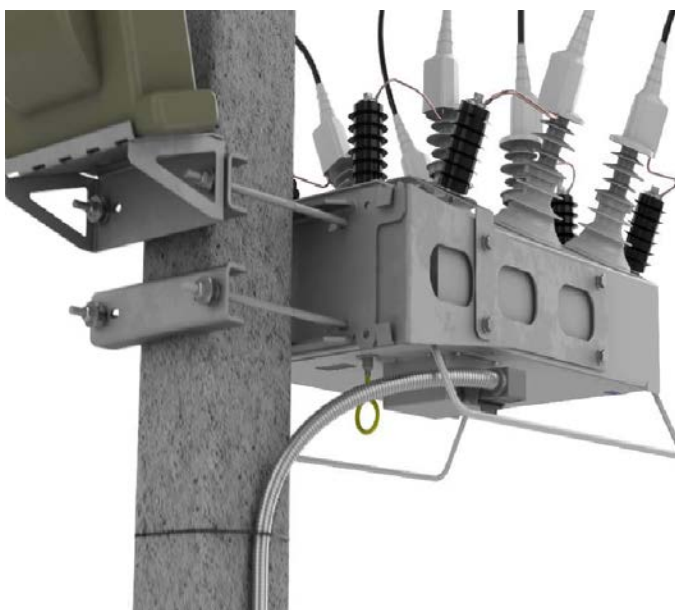


Рис. 4.2. – Загальний вигляд реклоузера з кріпленням на опорі

Завдяки підтримці цифрових протоколів зв'язку, включаючи IEC 61850, DNP3, Modbus та SCADA-інтерфейси, реклоузери можуть взаємодіяти із підстанційними контролерами, системами АСКУЕ та диспетчерськими центрами. Це дає можливість реалізації концепції «розумних» мереж, де керування проводиться на основі аналізу поточних режимів, прогнозування

навантажень та миттєвого виявлення аварійних умов. У деяких конфігураціях мережі реклоузери можуть обмінюватися інформацією між собою, забезпечуючи координацію роботи без необхідності участі центрального контролера.

Експлуатаційні переваги реклоузерів полягають у їх здатності працювати автономно та мінімізувати участь оперативного персоналу. Для обслуговування реклоузера не потрібно постійного доступу до обладнання — у разі аварії або зміни параметрів роботи інформація передається до диспетчерського центру, що істотно скорочує час реагування. Це особливо корисно у важкодоступних районах, де доступ ремонтних бригад обмежений погодними умовами або географічними особливостями місцевості.

Окремим аспектом є економічна ефективність використання реклоузерів. Хоча їх вартість перевищує вартість роз'єднувачів або ручних комутаційних апаратів, економія досягається за рахунок суттєвого скорочення кількості аварійних виїздів, зменшення штрафів за недоотпуск електроенергії, зниження тривалості перерв у живленні та можливості автоматичного переключення на резервні лінії. Додатково реклоузери можуть виконувати функції обліку та моніторингу якості електроенергії, що розширює їх застосування в системі технічного обслуговування за станом (Condition Based Maintenance).

Таким чином, реклоузери виступають важливим елементом модернізації розподільчих електричних мереж, забезпечуючи поєднання функцій комутації, захисту та автоматизації у компактному та високонадійному пристрої. Їх застосування відповідає сучасним вимогам енергетичного сектору, спрямованим на підвищення надійності, ефективності та адаптивності електричних мереж у контексті переходу до інтелектуальних систем Smart Grid.

### 4.3. Типи реклоузерів та їх класифікація

Реклоузери, як ключові елементи сучасних розподільчих мереж 6–35 кВ, відрізняються конструктивними, функціональними та технологічними характеристиками, що визначають їх застосування залежно від умов експлуатації, рівня автоматизації та вимог до надійності мережі. У сучасній електроенергетиці реклоузери розглядаються не лише як комутаційні апарати, але і як повноцінні інтелектуальні вузли управління мережею, здатні забезпечувати локалізацію аварій, моніторинг режимів та взаємодію з диспетчерськими системами.

Найпоширенішим критерієм класифікації є принцип гасіння електричної дуги. В сучасних системах переважають вакуумні реклоузери, які забезпечують високу надійність та тривалий термін служби за рахунок герметичної камери та відсутності агресивного середовища всередині дугогасної системи. Вакуумні реклоузери є оптимальними для мереж 10 кВ, оскільки здатні виконувати велику кількість комутацій та витримувати цикли автоматичного повторного включення без критичного зносу контактів. Вони відзначаються мінімальними вимогами до обслуговування та високим ресурсом комутаційних операцій, що робить їх стандартом у сучасних розподільчих мережах.

Іншим типом є елегазові реклоузери, в яких гасіння дуги відбувається в середовищі газу SF<sub>6</sub>. Такі пристрої застосовуються у мережах з підвищеними вимогами до електричної міцності, наприклад на напругах 20–35 кВ. Елегазові апарати забезпечують високий рівень ізоляції та надійності, проте потребують періодичного контролю газового середовища. З огляду на глобальні тенденції декарбонізації та поступової відмови від використання SF<sub>6</sub>, вакуумні технології переважають як більш екологічна альтернатива, але елегазові системи продовжують застосовуватись у специфічних технічних або просторових умовах.

За конструктивним виконанням реклоузери поділяються на однофазні та трифазні. Однофазні конструкції застосовуються переважно у повітряних мережах ПЛ 10 кВ у сільській місцевості, де характерні однофазні короткі замикання. Вони дозволяють відключати лише пошкоджену фазу, зберігаючи живлення по двох інших, що знижує кількість порушень живлення. Трифазні реклоузери є більш типовими для міських мереж та підстанційних вузлів, де застосовується комплексний підхід до захисту та автоматизації, а також існує потреба у швидкодіючому секціонуванні всієї трифазної групи.

З точки зору рівня автоматизації та інтеграції у SCADA системи розрізняють автономні реклоузери та реклоузери з можливістю дистанційного керування і телеметрії. Автономні моделі виконують базові функції захисту та АПВ, але не передають інформацію у диспетчерський центр. Сучасні цифрові реклоузери оснащуються контролерами, здатними виконувати складні логічні алгоритми, підключатися до комунікаційних мереж по протоколах IEC 61850, DNP3, Modbus, а також передавати дані в системи верхнього рівня. Це забезпечує можливість побудови гнучких систем автоматизації, де реклоузери координують свої дії з іншими вузлами мережі, виконують селективне відключення ділянок та взаємодіють із пристроями на підстанції.

Окремим класом є реклоузери з функціями вимірювання параметрів якості електроенергії та аналізу навантаження в реальному часі. Завдяки наявності вбудованих датчиків напруги, струму, температури та систем обліку, такі пристрої забезпечують можливість ведення глибокої діагностики, що дозволяє застосовувати стратегії технічного обслуговування за станом. Це відповідає сучасній концепції цифрових мереж, де елементи комутації одночасно виконують функції інтелектуальних вузлів моніторингу.

Таким чином, тип реклоузера обирається на основі умов експлуатації, напруги мережі, типу лінії, рівня автоматизації та стратегії управління. Вакуумні пристрої здебільшого використовуються на рівні 10 кВ і вважаються

базовим рішенням для мереж Smart Grid завдяки поєднанню високої надійності, довговічності та технологічної гнучкості. Елегазові реклоузери застосовуються у мережах вищої напруги та особливих умовах, тоді як однофазні та трифазні пристрої забезпечують різні сценарії селективності в залежності від характеру навантажень і структури мережі.

#### **4.4. Алгоритм роботи реклоузера**

Алгоритм роботи реклоузера в розподільчих мережах 10 кВ ґрунтується на принципі автоматичного відновлення живлення після усунення короткочасних пошкоджень та блокуванні повторного включення при сталих аварійних режимах. Його функціонування забезпечує комплекс вбудованих технологічних процесів — від аналізу електричних параметрів мережі до передачі сигналів у суміжні пристрої автоматики та диспетчерську систему.

Реклоузер постійно контролює струмові та напругові параметри лінії. При виникненні короткого замикання відбувається різке зростання струму, зміна фазових співвідношень та падіння напруги. Вбудований мікропроцесорний захист визначає тип порушення, оцінює його параметри та приймає рішення про відключення лінії. У випадку короткочасних дефектів — які за статистикою складають більшість аварій у мережах середньої напруги — пошкодження часто самоліквідується після відключення, тому застосування автоматичного повторного включення є ефективним інструментом покращення надійності.

Після розмикання контакторів реклоузер ініціює витримку паузи, необхідної для гасіння дуги та розсіювання іонізованого середовища. Час цієї паузи залежить від налаштувань пристрою і зазвичай становить від часток секунди до кількох секунд. Після завершення паузи реклоузер здійснює повторне включення. Якщо коротке замикання було тимчасовим, мережа

повертається до нормального режиму, а реклоузер фіксує факт спрацювання в журналі подій.

У разі якщо дефект носить сталий характер і коротке замикання не ліквідується після першої комутації, реклоузер повторно відключає лінію. Залежно від заданої програми, він може виконувати два або більше циклів АПВ з різними часовими інтервалами. Така стратегія дозволяє врахувати специфіку різних типів пошкоджень, наприклад пробую ізоляції, контакту проводу із деревиною або короткого замикання, що утворилось унаслідок грозового перенапруження.

Після виконання програмованої кількості спроб повторного включення пристрій переходить у режим блокування. У цьому стані контакти залишаються розімкненими, а реклоузер блокує подальші спроби увімкнення, щоб уникнути небезпечних режимів та механічного зносу. Диспетчер і персонал отримують інформацію про характер події, що дозволяє оперативно спрямувати бригади на ліквідацію пошкодження.

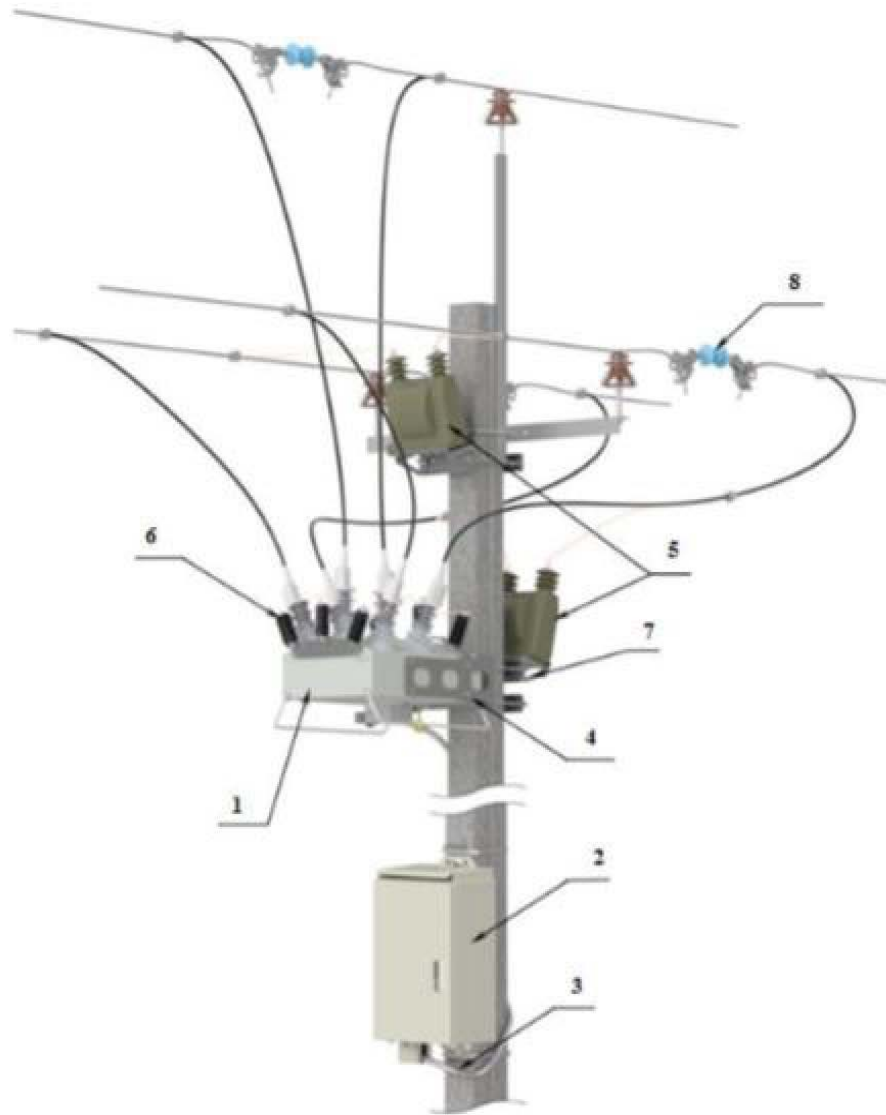


Рис. 4.3. – Загальний вигляд реклоузера встановленого на 1-ій опорі 1 – комутаційний модуль із вбудованими датчиками струму та напруги (1 шт), 2 – шафа керування (1 шт). 3 – сполучний пристрій (1 шт); 4 – монтажний комплект (1 шт). 5 – трансформатор власних потреб (1 або 2 шт); 6 – обмежувач перенапруг (6 шт); 7 – монтажний комплект трансформатора власних потреб (1 або 2 шт). 8 – ізолятор (3 шт)

Важливою складовою алгоритму є селективність. Реклоузер узгоджує свої дії з іншими елементами мережі, включаючи релейний захист підстанції та сусідні комутаційні апарати. Для цього використовуються функції

міжпристроєвої координації і, при необхідності, обмін інформацією через канали зв'язку. Селективність забезпечує локалізацію аварії — тобто відключення лише тієї ділянки, де виникло пошкодження, без порушення живлення на інших ділянках мережі. Така функція особливо важлива для розгалужених радіальних мереж, де неправильно налаштована автоматика може призвести до каскадного відключення ліній.

Механізм роботи реклоузера також передбачає можливість плавної інтеграції із системами АВР та секціонування. У разі стійкого пошкодження на одній ділянці та наявності альтернативного джерела живлення, реклоузер може передати команду на резервний комутаційний пристрій для здійснення автоматичного переключення споживачів на іншу лінію. Це підвищує готовність мережі до аварійних режимів та скорочує час простою споживачів.

Сучасні реклоузери підтримують режим дистанційного управління з можливістю модифікації алгоритмів АПВ, зміни уставок захисту та глибокого аналізу параметрів роботи. Це дозволяє оперативно адаптувати роботу пристрою до характеристик конкретної мережі, сезонних змін навантаження або умов експлуатації. Наприклад, у грозовий період інженери можуть встановити коротші інтервали повторних включень або збільшити кількість циклів АПВ, тоді як при підозрі на серйозні пошкодження — навпаки, зменшити кількість спроб відновлення живлення.

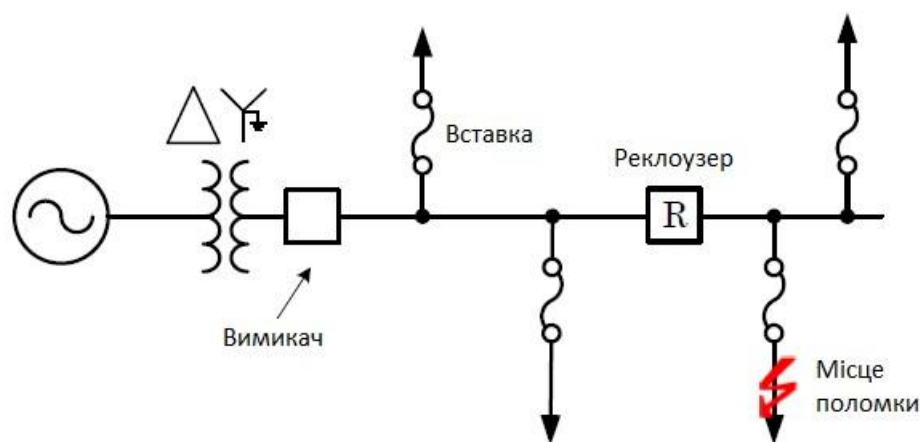


Рис. 4.4. Принцип спрацювання реклоузера в лінії електропередачі.

Таким чином, алгоритм роботи реклоузера є комплексним і багаторівневим механізмом, що поєднує функції селективного захисту, автоматичного повторного включення та інтелектуального аналізу стану мережі. Впровадження реклоузерів дозволяє значно підвищити надійність електропостачання, знизити експлуатаційні витрати та мінімізувати перерви живлення споживачів, що є важливою складовою переходу до концепції Smart Grid та цифрової трансформації енергосистеми.

#### **4.5. Місце реклоузерів у системі «розумних» мереж**

Реклоузери відіграють ключову роль у сучасних розподільчих електричних мережах, які трансформуються в бік концепції Smart Grid. В умовах цифровізації енергетичної інфраструктури вони перестали бути лише автоматичними комутаційними апаратами для усунення короточасних пошкоджень. Сьогодні реклоузер — це інтелектуальний елемент мережі, здатний виконувати функції захисту, моніторингу та дистанційного управління, забезпечуючи підвищення надійності та гнучкості системи електропостачання.

У традиційних мережах реклоузери встановлювалися переважно з метою автоматичного повторного включення. Проте сучасний підхід у Smart Grid передбачає інтеграцію реклоузерів у комплексну систему керування, де вони працюють у складі мережевих комунікаційних платформ, обмінюються даними з підстанційними контролерами, диспетчерськими центрами та іншими елементами мережі. Це дозволяє реалізувати адаптивні режими роботи, що враховують змінні умови навантаження, відмови мережевих елементів та присутність розподіленої генерації.

Особливого значення реклоузери набувають у системах із локальною генерацією, зокрема сонячними електростанціями, мікротурбінами та вітровими установками. Реклоузери можуть контролювати можливість

формування «островового» режиму роботи мережі, забезпечуючи безпечне від'єднання локального енергетичного модуля у разі зникнення напруги від основної мережі. Така функціональність є критично важливою для запобігання небезпечним режимам та забезпечення ізоляції ділянки, що втратила централізоване живлення.

У Smart Grid-інфраструктурі реклоузери підтримують протоколи цифрової комунікації, включаючи IEC 61850, що дає можливість обміну інформацією між різними вузлами в реальному часі. Використання GOOSE-повідомлень дозволяє забезпечити швидкодіючі сигнали координації, необхідні для миттєвого відключення аварійної ділянки або перемикання постачання на резервне джерело. Завдяки цьому мережа набуває ознак самовідновлювальної — тобто такої, що здатна автономно відновлювати подачу електроенергії без участі людини.

Сучасні реклоузери є джерелом важливих діагностичних даних. Вони здатні вимірювати струм, напругу, рівень дисбалансу фаз, фіксувати наявність дугових замикань, вести статистику аварійних режимів і кількість спрацювань. Завдяки цьому оператор отримує повну картину стану мережі та може планувати технічні заходи на основі фактичних даних, що відповідає концепції технічного обслуговування за станом (Condition Based Maintenance), а не за календарним графіком. Це знижує витрати на експлуатацію мережі та збільшує її загальну ефективність.

Ще одним важливим аспектом використання реклоузерів у Smart Grid є їхня роль у покращенні індикаторів надійності електропостачання, таких як SAIDI, SAIFI та ENS. Завдяки швидкій локалізації пошкоджень та відновленню живлення для неушкоджених ділянок мережі, значно скорочується середній час відновлення та кількість відключень споживачів. Це є ключовою вимогою як для регуляторів, так і для кінцевих користувачів, особливо для підприємств із безперервним виробничим циклом або життєво важливих об'єктів інфраструктури.

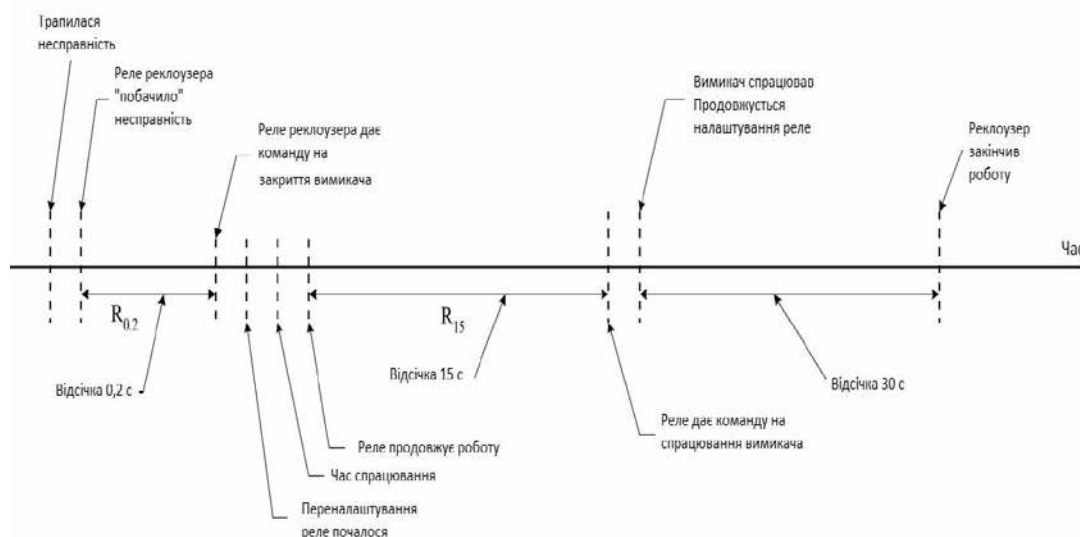


Рис. 4.5. - Принцип роботи/спрацювання реклоузера.

У рамках цифрових енергосистем реклоузери стають основою архітектури розподіленого інтелекту, де рішення приймаються не лише на рівні диспетчерського центру, а й на рівні локальних вузлів, що забезпечують миттєву реакцію на змінні умови. Це підвищує живучість мережі та її стійкість до аварійних процесів, створює можливості для інтеграції накопичувачів енергії, мікромереж, електромобільних зарядних станцій та інших компонентів енергетичного майбутнього.

Таким чином, роль реклоузерів у системі Smart Grid виходить далеко за межі класичної функції АПВ. Це інтелектуальні пристрої, що поєднують функції комутації, захисту, моніторингу та цифрового обміну даними, формуючи основу адаптивної, автономної та відмовостійкої електричної мережі. Саме завдяки таким пристроям стає можливою реалізація концепції «розумної» енергетики, де висока автоматизація, прозорість даних і оперативне управління виступають фундаментом для підвищення ефективності та надійності електропостачання.



Рис. 4.6. - Приклади розміщення реклоузерів в РМ [10].

#### **4.6. Приклад застосування реклоузерів у мережах України**

Впровадження реклоузерів у системах електричних мереж України є одним із найбільш показових напрямів переходу від традиційної моделі експлуатації до сучасних технологій Smart Grid. Протягом останнього десятиліття оператори систем розподілу активно модернізують мережеву інфраструктуру, зокрема у сегменті повітряних і кабельних ліній 10 кВ у міських та сільських регіонах. Це обумовлено необхідністю підвищення надійності електропостачання, скорочення тривалості аварійних відключень та забезпечення можливості інтеграції розподіленої генерації.

Одним з найбільш поширених сценаріїв застосування реклоузерів в Україні є обладнання вузлів секціонування на протяжних повітряних лініях у сільських мережах. У таких районах переважають довгі радіальні лінії, які часто проходять через лісові масиви, сільськогосподарські угіддя та території зі складним рельєфом місцевості. Природні фактори, зокрема погодні явища, обледеніння, падіння дерев або гілок, стають основними причинами

короткочасних пошкоджень. Використання реклоузерів дозволяє автоматично ізолювати аварійну ділянку лінії та відновити живлення для більшості споживачів без залучення аварійної бригади. Це особливо важливо для територіальних громад та аграрних регіонів, де тривалі знеструмлення можуть призводити до значних економічних збитків.

Типовим прикладом є модернізація сільських мереж у центральній частині України, де на протяжності понад 20 км повітряної лінії 10 кВ було встановлено декілька цифрових реклоузерів із можливістю дистанційного керування. До впровадження автоматизації аварії на лінії вимагали виїзду оперативної бригади, локалізації пошкодження, відключення ділянки вручну та подальшого вручного відновлення напруги. Час відновлення електропостачання в середньому становив від 1 до 3 годин, а у складних погодних умовах — значно більше. Після впровадження реклоузерів локалізація пошкодженої ділянки стала займати лічені секунди, а живлення споживачів відновлюється автоматично по найближчій непошкодженій ділянці. Це дозволило знизити середній показник SAIDI для даного району більш ніж на 40–60%, що є вагомим кроком у підвищенні якості послуг.

У міських мережах України реклоузери використовуються на кабельних лініях 10 кВ, особливо там, де існує висока концентрація критично важливих об'єктів — лікарень, транспортних вузлів, промислових підприємств, насосних станцій водопостачання та об'єктів військової інфраструктури. У деяких мережевих вузлах було реалізовано схему автоматичного резервування із застосуванням реклоузера на кабельній перемичці між двома секціями живлення. У разі аварії на одній ділянці кабелю реклоузер автоматично перемикає живлення на альтернативну лінію, тим самим забезпечуючи практично безперервну роботу об'єкта. Реалізація таких схем дозволила скоротити кількість довготривалих відключень майже до нуля для абонентів, підключених через критичні точки мережевої архітектури.

Важливим напрямом застосування реклоузерів в Україні є інтеграція їх у системи SCADA та телеметрії. На окремих ділянках оператори системи розподілу впровадили механізми дистанційного моніторингу та керування, що дозволяє оперативному персоналу спостерігати за станом лінії в реальному часі та втручатися у роботу реклоузера, змінюючи алгоритм АПВ, уставки захисту чи виконуючи дистанційні команди ввімкнення й вимкнення. Такий підхід скорочує потребу у фізичних виїздах на місце події, що є особливо релевантним в умовах складної логістики, погодних обмежень або військового стану, коли доступ до певних ділянок мережі може бути тимчасово ускладненим.

Окремої уваги заслуговує використання реклоузерів у мікромережах та проєктах з інтеграцією відновлюваних джерел енергії. У декількох регіонах України були реалізовані пілотні проєкти, що передбачали зв'язок реклоузера із сонячними електростанціями та іншими джерелами генерації. У таких системах реклоузер виконує не лише захисні функції, а й контролює паралельну роботу генерації з мережею, забезпечуючи відключення в разі втрати напруги з боку підстанції. Це попереджає розвиток так званої «островної» роботи, яка може становити небезпеку як для обладнання, так і для персоналу.

Таким чином, досвід застосування реклоузерів в Україні підтверджує їхню ефективність як інструмента підвищення надійності та гнучкості розподільчих мереж. Вони демонструють високу ефективність у різних умовах — від протяжних сільських повітряних ліній до міських кабельних систем та енергетичних комплексів з розосередженою генерацією. Це свідчить про перспективність подальшого впровадження реклоузерів у рамках масштабної модернізації української електроенергетики та розвитку інтелектуальних енергетичних систем.

## РОЗДІЛ 5.

### РОЗРАХУНОК НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ НА ОСНОВІ НОВИХ ГРАНИЧНИХ РІШЕНЬ

#### 5.1. Основні показники надійності електричних мереж

Надійність електропостачання є однією з ключових характеристик електроенергетичної системи, що визначає її здатність забезпечувати споживачів електричною енергією необхідної якості та в необхідному обсязі протягом заданого періоду часу. У сучасній енергетиці, орієнтованій на принципи Smart Grid, оцінка надійності набуває особливої актуальності, оскільки інтеграція відновлюваних джерел енергії, розосереджених систем генерації та інтелектуальних засобів керування потребує більш високого рівня контролю та адаптивності мережі.

Для оцінки надійності електричних мереж використовують низку індикаторів, що характеризують частоту та тривалість відключень електропостачання. Найбільш поширеними й загальноприйнятими у світовій практиці є такі показники, як SAIDI, SAIFI та CAIDI. Вони застосовуються операторами систем розподілу в Україні і за кордоном, є нормативно визначеними у багатьох країнах та використовуються для контролю якості надання послуг електропостачання.

SAIDI — показник середньої тривалості перерв у електропостачанні

Індекс SAIDI (System Average Interruption Duration Index) показує середню загальну тривалість перерв у електропостачанні на одного споживача за певний період, зазвичай — за рік. Він відображає, скільки часу в середньому кожен користувач електричної мережі був позбавлений електроживлення за рік, враховуючи усі аварійні та планові відключення.

Формула розрахунку має вигляд:

$$SAIDI = \frac{\sum(t_i \times N_i)}{N}$$

де

$t_i$  — тривалість і-тої перерви, год;

$N_i$  — кількість споживачів, що зазнали перерви у і-му випадку;

$N$  — загальна кількість споживачів, приєднаних до мережі.

## 5.1

Чим менше значення SAIDI, тим більш надійною є система. Зменшення SAIDI є ключовою метою модернізації мереж, зокрема шляхом секціонування, автоматизації та застосування реклоузерів.

SAIFI — показник середньої кількості відключень

Індекс SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) характеризує, скільки разів на рік у середньому на одного споживача припадає факт відключення електропостачання.

$$SAIFI = \frac{\sum(k_i \times N_i)}{N}$$

де

$k_i$  — кількість відключень у і-му випадку;

$N_i$  — кількість споживачів, що зазнали впливу у і-му випадку;

$N$  — загальна кількість споживачів.

## 5.2

Цей показник відображає частоту аварій та технологічних порушень. Зниження SAIFI є одним із ключових індикаторів успішності модернізації системи релейного захисту, автоматизації мереж і підвищення оперативності усунення пошкоджень.

CAIDI — середня тривалість одного відключення

Показник CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index) характеризує середню тривалість одного відключення електропостачання з точки зору споживача. Він розраховується як відношення SAIDI до SAIFI:

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI}$$

## 5.3

Це значення демонструє, наскільки ефективно система реагує на аварії та як швидко відновлює електропостачання у випадку порушення. Для операторів системи розподілу CAIDI є важливим показником ефективності роботи персоналу, надійності обладнання та автоматизації процесів аварійного відновлення.

Загальна роль показників у системі управління надійністю

Усі наведені показники формують основу системи моніторингу та аналізу надійності електропостачання. Вони дозволяють:

- проводити порівняльну оцінку ефективності різних енергетичних систем;
- визначати пріоритети модернізації та реконструкції мереж;
- оцінювати доцільність впровадження інноваційних технологій, зокрема Smart Grid;
- здійснювати регуляторний контроль діяльності операторів електромереж.

Показники SAIDI, SAIFI і CAIDI є обов'язковими для звітності в більшості країн світу та служать основою для регуляторних рішень, зокрема визначення тарифних стимулів або штрафів для операторів мереж за неналежну якість електропостачання. В Україні також відбувається поетапне впровадження стандартів оцінки надійності, що відповідають європейській практиці.

У рамках розвитку Smart Grid технології реклоузери, цифрові підстанції, системи SCADA та автоматичного секціонування відіграють важливу роль у

зниженні SAIDI та SAIFI, скорочуючи кількість споживачів, що потрапляють під відключення, і зменшуючи час усунення аварій. Аналітика, отримана за допомогою цих показників, дозволяє більш ефективно розробляти стратегії розвитку електромереж та підвищення їх стійкості.

## 5.2. Вихідні дані для розрахунку

Для оцінювання ефективності впровадження технологій Smart Grid та автоматизованих систем керування надійністю в розподільчій електричній мережі проведено аналіз на прикладі реальної мережі напругою 10 кВ. Дана мережа характеризується типовою для українських умов структурою та протяжністю, а також наявністю великої кількості побутових та комерційних споживачів.

У межах дослідження розглядається мережа з кількістю споживачів  $N = 8200$ , що відповідає мережам середнього масштабу у регіональних енергетичних системах України. Для об'єктивної оцінки використовуються статистичні показники до та після модернізації мережі, що включає встановлення цифрової підстанції, автоматичних реклоузерів, системи секціонування та інтеграцію в єдину платформу диспетчерського управління.

До впровадження технологій Smart Grid робота мережі здійснювалася у традиційному режимі, що передбачав мінімальний рівень автоматизації, відсутність швидкодіючих алгоритмів секціонування та ручне відновлення електроживлення при виникненні аварій. У таких умовах показники надійності мали такі усереднені значення:

- SAIDI = 420 хв/рік — середня загальна тривалість відключень на одного споживача;
- SAIFI = 3.4 відкл./рік — середня кількість відключень на одного споживача на рік;
- CAIDI = 123 хв — середня тривалість одного відключення.

Значення SAIDI = 420 хв/рік означає, що кожний споживач у середньому перебував без електропостачання протягом понад семи годин на рік. Такий рівень надійності є типовим для розподільчих мереж пострадянського зразка, які характеризуються значним фізичним зносом обладнання, обмеженим рівнем автоматизації та залежністю від ручного оперативного втручання.

Після впровадження технологій Smart Grid, включаючи встановлення цифрової підстанції, системи дистанційного керування комутаційним обладнанням та реклоузерів, а також забезпечення секціонування мережі з підтримкою автоматичного повторного включення, показники надійності суттєво покращилися:

- SAIDI = 130 хв/рік — загальна тривалість відключень скоротилась більш ніж утричі;
- SAIFI = 1.1 відкл./рік — середня кількість перерв електропостачання скоротилась у три рази;
- CAIDI = 118 хв — середня тривалість одного відключення зменшилась незначно, оскільки аварії залишаються, але їх локалізація стала швидшою.

Значення SAIDI = 130 хв/рік свідчить, що середній споживач перебуває без електроенергії менше ніж дві години на рік, що відповідає рівню сучасних європейських стандартів для регіональних мереж. Зменшення показника SAIFI до 1.1 означає, що відключення стали не лише значно коротшими, а й рідкісними, що є результатом автоматичної локалізації аварійних ділянок і швидкого переключення живлення.

Порівняння показників до і після впровадження автоматизації демонструє значне підвищення стійкості мережі до аварійних ситуацій, скорочення часу ліквідації наслідків відмов та забезпечення більш стабільного електропостачання. Основними чинниками покращення стали:

- автоматична ізоляція пошкоджених ділянок мережі;
- зменшення часу виявлення та реагування на аварію;
- можливість дистанційного керування комутаційним обладнанням;

- зменшення кількості масових відключень завдяки секціонуванню;
- впровадження інтелектуальних алгоритмів АПВ та відновлення живлення.

Дані свідчать про високу ефективність автоматизації розподільчих мереж, що підтверджує доцільність інвестування у цифрову трансформацію електроенергетичної інфраструктури. Вказані показники використовуються як вихідні для подальших розрахунків економічної ефективності та аналізу впливу інноваційних рішень на надійність електропостачання.

### 5.3. Розрахунок ефективності

Для оцінювання результативності впроваджених заходів модернізації в електричній мережі 10 кВ, що включають застосування цифрової підстанції, систем автоматичного секціонування та реклоузерів, здійснимо розрахунок зміни ключових показників надійності — SAIDI та SAIFI. Ці індекси дозволяють визначити ступінь покращення рівня електропостачання споживачів та оцінити практичний ефект реалізації Smart Grid-технологій.

Початкові дані

Вихідні значення до модернізації:

- SAIDI<sup>до</sup> = 420 хв/рік
- SAIFI<sup>до</sup> = 3.4 відкл./рік

Показники після впровадження автоматизованих систем:

- SAIDI<sup>посл</sup> = 130 хв/рік
- SAIFI<sup>посл</sup> = 1.1 відкл./рік

Розрахунок зменшення аварійних показників

Зміна SAIDI

$$\Delta SAIDI = SAIDI_{\text{до}} - SAIDI_{\text{після}}$$

$$\Delta SAIDI = 420 - 130 = 290 \text{ хв/рік}$$

Це означає, що середня тривалість відключень для одного споживача скоротилась на 290 хвилин на рік, або майже на 5 годин.

Зміна SAIFI

$$\Delta SAIFI = SAIFI_{\text{до}} - SAIFI_{\text{після}}$$

$$\Delta SAIFI = 3.4 - 1.1 = 2.3 \text{ відкл./рік}$$

5.5

Це свідчить про зменшення числа відключень у середньому на 2,3 випадки на рік на одного споживача.

Порівняльна оцінка ефективності

Для визначення ступеня покращення показників розрахуємо кратність змін:

Покращення SAIDI

$$\frac{SAIDI_{\text{до}}}{SAIDI_{\text{після}}} = \frac{420}{130} \approx 3.23$$

Показник SAIDI покращився приблизно у 3,23 рази, тобто тривалість відключень скоротилась більш ніж утричі.

Покращення SAIFI

$$\frac{SAIFI_{\text{до}}}{SAIFI_{\text{після}}} = \frac{3.4}{1.1} \approx 3.09$$

Показник частоти відключень зменшився приблизно у 3,09 рази.

Інтерпретація результатів

Отримані значення свідчать про суттєве підвищення надійності роботи електричної мережі після впровадження технологій Smart Grid. Зниження SAIDI та SAIFI більш ніж утричі є надзвичайно високим результатом для

розподільчих мереж і демонструє ефективність комплексу рішень, що включає:

- автоматичне секціонування ліній;
- використання реклоузерів;
- скорочення часу локалізації пошкоджень;
- автоматичне відновлення живлення;
- дистанційне керування та моніторинг комутаційних пристроїв;
- підвищення точності діагностики аварійних процесів.

Важливим є те, що навіть за умов збереження певної тривалості окремих аварій (показник SAIDI змінився незначно), загальна кількість інцидентів та їхній вплив на споживача істотно скоротилися. Це означає, що система стала більш стійкою до локальних пошкоджень і здатною швидко реагувати на аварійні ситуації без значного втручання персоналу.

Таким чином, отримані результати підтверджують високу ефективність цифровізації електричних мереж та впровадження реклоузерів як елементів Smart Grid-архітектури. Зменшення показників SAIDI і SAIFI більш ніж утричі може вважатися стратегічним показником успіху модернізації, що відповідає кращим міжнародним практикам у сфері розподільчої енергетики.

#### **5.4. Економічний ефект від впровадження «розумних» мереж**

Оцінка економічного ефекту від впровадження сучасних систем автоматизації та Smart Grid-рішень є важливою складовою техніко-економічного обґрунтування модернізації електричних мереж. У сучасних енергетичних системах надійність електропостачання має безпосередній фінансовий вимір, оскільки перерви у живленні призводять до економічних збитків як для промислових і комерційних споживачів, так і для побутового сектору. Тому оцінювання вартості недовідпущеної електроенергії є ключовим елементом аналізу ефективності.

У цьому підрозділі виконується розрахунок економічного ефекту на основі зниження показника SAIDI у розподільчій мережі 10 кВ після впровадження цифрової підстанції, реклоузерів та системи автоматичного секціонування. Враховується середнє навантаження на одного споживача, кількість споживачів та середня вартість недовідпущеної електроенергії для економіки.

#### Вхідні параметри

- кількість споживачів:  $N = 8200$
- середнє навантаження одного споживача: 0.8 кВт
- середня вартість недовідпущеної електроенергії: 2.5 USD/кВт·год
- середня тривалість відключень до модернізації:  $SAIDI^{до} = 420$  хв/рік
- після модернізації:  $SAIDI^{посл} = 130$  хв/рік

#### Методика розрахунку

Втрати електроенергії внаслідок перерв у живленні визначаються за формулою:

$$\text{Втрати} = SAIDI \times P \times N / 60$$

де

SAIDI — тривалість відключень, хв/рік;

P — середня потужність одного споживача, кВт;

N — кількість споживачів;

60 — переведення хвилин у години.

5.6

Фінансові втрати від недовідпущеної електроенергії розраховуються як:

$$\text{Втрати}_{USD} = \text{Втрати}_{\text{кВт}\cdot\text{год}} \times 2.5$$

5.7

Розрахунок втрат до впровадження Smart Grid

$$\text{Втрати}_{\text{до}} = \frac{420 \times 0.8 \times 8200}{60} \approx 45920 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

$$\text{Втрати}_{\text{до,USD}} = 45920 \times 2.5 \approx 114800 \text{ USD} / \text{рік}$$

Отже, щорічні економічні збитки до модернізації склали близько 114,8 тис. USD.

Втрати після модернізації

$$\text{Втрати}_{\text{після}} = \frac{130 \times 0.8 \times 8200}{60} \approx 14173 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

$$\text{Втрати}_{\text{після,USD}} = 14173 \times 2.5 \approx 35432 \text{ USD} / \text{рік}$$

Після впровадження автоматизації річні втрати скоротилися до  $\approx 35,4$  тис. USD.

Економічний ефект

$$\text{Економія} = 114800 - 35432 \approx 79368 \text{ USD} / \text{рік}$$

Таким чином, економічний ефект від зниження тривалості перерв електропостачання складає близько 79,4 тис. USD на рік.

Отримані розрахунки підтверджують, що модернізація розподільчої мережі та впровадження інтелектуальних систем керування дозволяють отримати значний економічний ефект не лише за рахунок технічного покращення, а й завдяки прямому фінансовому результату. Економія близько 80 тис. USD щорічно є суттєвим аргументом на користь цифрової трансформації енергетичних мереж та підвищення рівня автоматизації.

Крім прямої економії, існує низка додаткових позитивних ефектів, які не завжди можна безпосередньо оцінити у грошовому вимірі, зокрема:

- підвищення рівня надійності та комфорту побутових споживачів;
- зменшення втрат продуктивності на підприємствах;
- запобігання аварійним ситуаціям та пошкодженню обладнання;

- підвищення конкурентоздатності регіональних електромереж;
- зменшення витрат на виїзди аварійних бригад.

Таким чином, впровадження Smart Grid-технологій є економічно обґрунтованим та створює значний довгостроковий ефект як для енергетичних компаній, так і для споживачів, підтверджуючи доцільність подальших інвестицій у цифровізацію електричних мереж.

## ВИСНОВКИ

У магістерській роботі проведено комплексне дослідження системи управління надійністю електроенергетичних мереж у контексті впровадження концепції «розумних» мереж (Smart Grid). Робота містить теоретичне обґрунтування, технічні рішення та прикладні розрахунки, що підтверджують актуальність та ефективність переходу до цифрової енергетичної інфраструктури.

Аналіз сучасного стану енергетичної галузі засвідчив, що традиційні електричні мережі не повністю відповідають сучасним вимогам щодо надійності, гнучкості та інтеграції розподілених джерел енергії. Основними проблемами залишаються застаріння обладнання, недостатня автоматизація, обмеженість засобів діагностики та низька швидкість ліквідації аварійних режимів. На основі вивчення світового досвіду встановлено, що концепція Smart Grid є базовим напрямом розвитку електроенергетичних систем у більшості країн, забезпечуючи оптимальне управління потоками енергії, інтеграцію розосередженої генерації, цифровізацію підстанцій та автоматизацію розподільчих мереж.

У роботі проведено технічний аналіз та синтез проєктних рішень для підстанції 35/10 кВ, яка виступає ключовим елементом розподільчої мережі. Розраховано необхідну потужність трансформаторів, обґрунтовано вибір сучасного комутаційного обладнання, трансформаторів струму та напруги, а також розроблено загальні принципи побудови систем релейного захисту та автоматики із застосуванням протоколів IEC 61850. Це забезпечило можливість створення цифрової підстанції з високим рівнем надійності, швидкодії та функціональності.

Особливу увагу приділено застосуванню реклоузерів та систем автоматичного секціонування мережі 10 кВ. Показано, що впровадження таких пристроїв дозволяє оперативно локалізувати аварійні ділянки,

автоматично відновлювати живлення неушкоджених споживачів та мінімізувати кількість і тривалість відключень. Розкрито алгоритм їхньої роботи, типологію, функціональні особливості та місце у структурі Smart Grid. Практичний приклад із мереж України підтверджує реальну ефективність таких рішень у сучасних умовах експлуатації.

На основі статистичних даних проведено кількісну оцінку показників надійності SAIDI, SAIFI та CAIDI до і після модернізації мережі. Встановлено, що:

- SAIDI зменшився з 420 до 130 хв/рік (покращення у 3,23 рази),
- SAIFI — з 3.4 до 1.1 відключень/рік (покращення у 3,09 рази).

Такі результати демонструють істотне підвищення надійності системи електропостачання та її стійкості до аварійних станів. Проведено також економічну оцінку ефекту від підвищення надійності, яка показала, що очікувана річна економія за рахунок недовідпущеної електроенергії становить близько 79,4 тис. USD на рік, що підтверджує економічну доцільність впровадження Smart Grid технологій.

Таким чином, на основі отриманих результатів можна зробити висновок, що цифровізація електричних мереж та використання інтелектуальних комутаційних пристроїв, таких як реклоузери, є стратегічно важливим напрямом розвитку електроенергетичного комплексу України. Запропоновані технічні рішення забезпечують високий рівень надійності, економічну ефективність та відповідність сучасним міжнародним стандартам.

Проведене дослідження підтверджує, що впровадження Smart Grid не лише покращує технічні параметри функціонування електричних мереж, але й створює передумови для розвитку нової енергетичної парадигми — з акцентом на цифрові технології, автоматизацію, гнучкість та енергоефективність. Результати роботи можуть бути використані при проектуванні нових підстанцій, модернізації розподільчих мереж, а також як

аналітична база для планування цифрових трансформацій в енергетичних компаніях.

Магістерська робота відповідає поставленим цілям і завданням, а отримані результати мають теоретичну значущість і практичну цінність для розвитку електроенергетичної галузі України.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Закон України «Про ринок електричної енергії» № 2019-VIII від 13.04.2017. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19>
2. Кодекс систем розподілу (НКРЕКП №375). <https://www.nerc.gov.ua/storage/app/media/KSR/ksr.pdf>
3. Кодекс систем передачі (НКРЕКП №307). <https://www.nerc.gov.ua/storage/app/media/ksp.pdf> ENTSO-E Annual Report, 2023. <https://www.entsoe.eu/news/2023/11/30/entsoe-annual-report-2023>
4. IEEE Std 1366-2012 — *Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices*. <https://ieeexplore.ieee.org/document/6209381>
5. IEC 61850 — *Communication Networks and Systems for Power Utility Automation*. <https://webstore.iec.ch/publication/6028>
6. IEC 62271-111:2019 — *High-voltage switchgear and controlgear – Part 111: Automatic circuit reclosers for AC systems*. <https://webstore.iec.ch/publication/29490>
8. Європейська комісія. *Smart Grids Task Force — Vision and Roadmap 2030*. Brussels, 2022. <https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/smart-grids-and-meters>
9. Fang, X., Misra, S., Xue, G., Yang, D. *Smart Grid – The New and Improved Power Grid: A Survey*. IEEE Communications Surveys, 2021. <https://ieeexplore.ieee.org/document/5694535>
10. Кудря С.О., Дяченко П.С. *Інтелектуальні електричні мережі (Smart Grid)*. – К.: Інститут відновлювальної енергетики НАН України, 2022. <https://uie.org.ua/smart-grid-book>
11. Українська енергетика. *Розвиток Smart Grid в Україні: проблеми і перспективи*. Київ, 2023. <https://ua-energy.org>

12. Сич О.М., Орлов В.В. *Сучасні тенденції розвитку Smart Grid в Європі та Україні.* // Вісник НТУ «ХПІ», 2022. <https://repository.kpi.kharkov.ua/handle/KhPI-Press/57212>
13. Величко О. *Цифрові підстанції та IEC 61850.* – Львів: ЛНУ «Львівська політехніка», 2022.
14. ABB Group. *Smart Substation Solutions. Technical White Paper.* Zurich, 2023. <https://new.abb.com/grid/digital-substation>
15. Siemens Energy. *Digital Substation Technology Overview.* Munich, 2022. <https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/power-transmission/digital-substation.html>
16. Schneider Electric. *Smart Grid & Substation Automation Guide.* Paris, 2023. <https://www.se.com/ww/en/work/solutions/for-business/electric-utilities/>
17. Дяченко В.І. *Моделювання цифрових підстанцій 35/10 кВ з використанням IEC 61850.* // Енергетика і автоматика, 2021.
18. Eaton Corporation. *Automatic Recloser Technology for Distribution Networks.* Dublin, 2021. <https://www.eaton.com/us/en-us/catalog/electrical-circuit-protection/reclosers.html>
19. GE Grid Solutions. *Distribution Automation Handbook.* Boston, 2022. <https://www.gegridsolutions.com/Automation/>
20. Schneider Electric. *Recloser Applications Guide.* Paris, 2022. <https://www.se.com/ww/en/work/products/medium-voltage-switchgear/reclosers>
21. Петрушенко О.В. *Автоматизація секціонування електричних мереж середньої напруги.* – Харків: ХНУРЕ, 2022.
22. Бондар В.П. *Реклоузери в системах автоматизації Smart Grid.* // Технічна електродинаміка, №3, 2023.
23. Power Engineering International. *Smart Reclosers and Distribution Automation in Eastern Europe.* 2023. <https://www.powerengineeringint.com>

24. IEEE Std C37.60-2020 — *Standard for Automatic Circuit Reclosers for AC Systems*. <https://ieeexplore.ieee.org/document/9153189>
25. Науменко І.Ф. *Надійність електроенергетичних систем*. – Харків: УкрЕнергоПрес, 2020.
26. Мельник Р.О. *Методи аналізу надійності систем електропостачання*. – К.: НУ «Львівська політехніка», 2021.
27. Dragicevic T., Siano P. *Reliability and Resilience in Smart Distribution Networks*. IEEE Access, 2022.
28. ENTSO-E. *Reliability Performance Indicators for European DSOs*. 2023.  
<https://www.entsoe.eu>
29. ДТЕК. *Стратегія цифрової трансформації електромереж*. Київ, 2023. <https://dtek.com/business/distribution/digital/>
30. Укренерго. *Звіт про роботу ОЕС України за 2023 рік*. <https://ua.energy/zvity/>
31. Міненерго України. *Концепція розвитку Smart Grid в Україні до 2035 року*. Київ, 2022. <https://mev.gov.ua>
32. IEA (International Energy Agency). *Digitalization and Energy Systems Transformation*. Paris, 2023. <https://www.iea.org/reports/digitalisation-and-energy>
33. McKinsey & Co. *Smart Grid Investment and ROI Trends 2023*. <https://www.mckinsey.com/industries/electric-power-and-natural-gas>