

## СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ ТА ЗБОРУ ІНФОРМАЦІЇ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 кВ СТ – 2

**Студьонов С.В., магістрант, Хоменко О.В., к.т.н., доцент**  
*КПІ ім. Ігоря Сікорського, кафедра автоматизації енергосистем*

**Вступ.** Безперебійне постачання електричної енергії споживачам є однією з основних задач, які потрібно постійно вирішувати енергетикам. З розвитком енергосистем з'явилась потреба у дистанційному зборі інформації про стан елементів енергосистеми і режими її роботи, сучасні засоби обчислювальної та інформаційної техніки забезпечують можливість дистанційного керування нею. Використання систем збору та дистанційного управління сприяє підвищенню ефективності керування енергосистемою, що в свою чергу підвищує якість обслуговування споживачів.

Трансформаторна підстанція ПС 110/35/10 кВ СТ-2 є понижувальною, призначена для живлення промислових об'єктів. Розташована СТ – 2 на території станції тепlopостачання (м. Київ, острів Рибальський). Від ПС живиться склад піску, Дарницька станція водопостачання, ПС центральна та інші великі споживачі. ПС відноситься до споживчих підстанцій. Живиться ПС по ЛЕП-110 кВ від ТЕЦ – 6 та ПС Оболонь. Від шин підстанції на стороні СН відходять 7 повітряних ліній, з боку НН відходять 29 кабельних ліній. На ПС встановлені два трансформатори, що забезпечує живлення споживачів I-ї категорії від двох незалежних джерел. Підстанція обслуговується черговими на щитах управління спільно з розподільними мережами.

**Мета дослідження.** Висвітлення можливостей мікропроцесорних пристроїв і апаратури збору інформації та дистанційного управління.

**Матеріали та результати досліджень.** Для забезпечення свого функціонування мікропроцесорні пристрої релейного захисту виконують вимірювання та аналого-цифрове перетворення контрольованих сигналів струмів та напруг. Фіксуються сигнали положення масляних вимикачів на вводах ПС, вимикачів на СН та НН трансформатора та секційних вимикачів, ліній 35 та 10 кВ, які відходять від шин ПС.

Первинним джерелом інформації про напруги і струми є трансформатори напруг, які встановлені на кожній секції ПС, і трансформатори струму, які знаходяться на вводах та всіх лініях що відходять. Також фіксуються значення аварійних параметрів у вигляді файлів подій та цифрових осцилограм.

Мікропроцесорні пристрої РЗА мають інтерфейс зв'язку для передачі інформації і можуть бути задіяні як джерело інформації для систем управління. Передача інформації від пристроїв РЗА зазвичай здійснюється інтерфейсами двох типів:

1. RS232 – забезпечує відстань передачі інформації до 20 метрів;
2. RS485 – до 1200 метрів по крученій екранованій парі без додаткових підсилювачів. З додатковим проміжним підсилювачем відстань зв'язку може бути збільшена до 2500 метрів.

Інформація, яка має бути передана на верхній рівень управління, в пристроях РЗА зберігається в оперативній пам'яті, та зчитується по запиті з верхнього рівня керування контролером або робочою станцією об'єкта.

На можливості отримання інформації від пристроїв РЗА суттєво впливає протокол зв'язку. Найбільш розповсюджені протоколи для зв'язку з РЗА – Modbus, Profibus, SPIbus, DNP 3.0.

Приклади схем з'єднань пристроїв у локальну мережу об'єкта наведені на рис. 1–3 [1]. Схема з'єднань локальної мережі ПС 110/35/10 СТ-2 показана на рис. 4.

Пристрої РЗА передають на верхній рівень управління інформацію про положення вимикачів, струми на шинах і відгалуженнях, активну та реактивну потужність, осцилограми коливань струмів та потужності.

Отримана інформація з пристроїв може відображатись на засобах робочої станції об'єкта у вигляді відповідного набору екранів. Кількість екранів та їх функціональне наповнення визначається конкретним типом схеми управління, що використовується на даному об'єкті. На ПС використовується система SCADA Zenon Energy Edition. Також інформація може передаватись на верхній рівень управління – диспетчеру відповідного рівня. Для передачі інформації на верхній рівень управління рекомендується використовувати протокол ІЕС (МЕК) 60870-5-101, використовуються також і інші протоколи зв'язку.

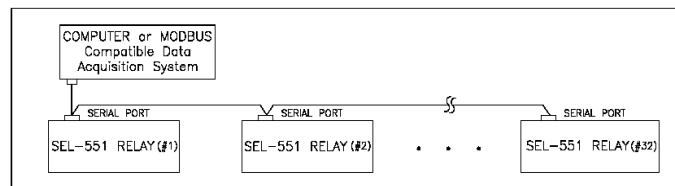


Рисунок 1 – Приклад схеми послідовного з'єднання елементів у локальну мережу

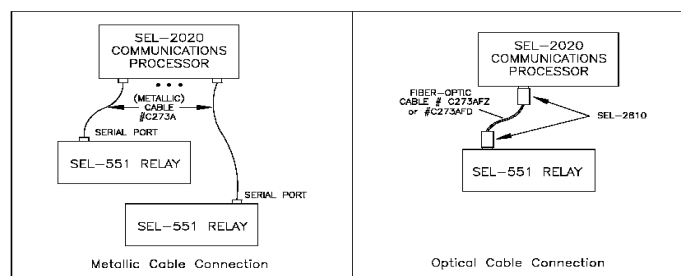


Рисунок 2 – Приклад схеми паралельного з'єднання елементів у локальну мережу за допомогою дроту та оптоволоконного кабелю

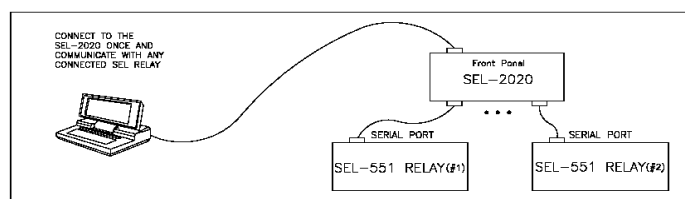


Рисунок 3 – Приклад схеми з'єднання елементів у локальну мережу через з'єднувальну панель

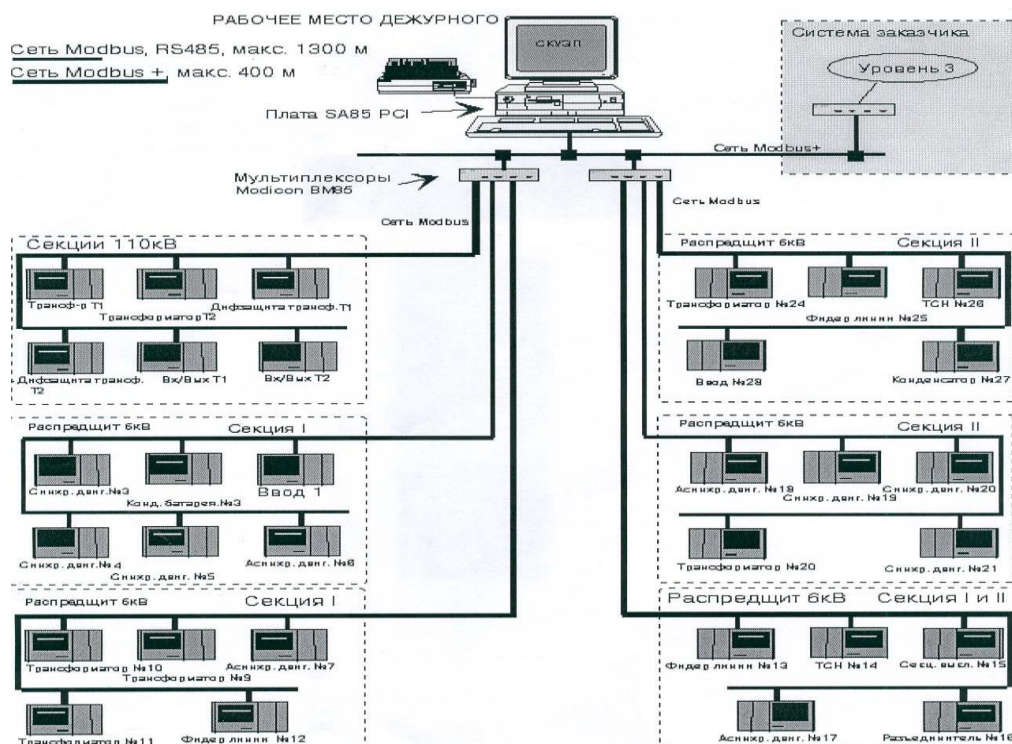


Рисунок 4 – Локальна мережа ПС 110/35/10 кВ СТ-2

Основними екранами відображення інформації на об'єкті є екрани мнемосхем з відображенням на них положення комутаційних апаратів. Екрани можуть уточнювати до екрана конкретного приєднання.

В пам'яті комп'ютера робочої станції об'єкта накопичуються сповіщення про аварії. Параметри нормального режиму (струми, напруги, потужності) виміряні через задані проміжки часу, можуть відображатися у вигляді графіків. Ці графіки дозволяють оперативному персоналу ефективно керувати об'єктом. Збір значень може проводитися як на одному об'єкті так і у всій мережі. За допомогою мікропроцесорних РЗА може бути зібрана і накоплена інформація про роботу всієї мережі. Це дозволить суттєво підвищити ефективність її роботи.

**Висновки.** Мікропроцесорні пристрої РЗА можуть бути об'єднані в одну систему, яка забезпечує збір оперативної інформації (значення струмів, напруги, потужності, положення вимикачів, роз'єднувачів тощо).

Також з'являється можливість дистанційного керування вимикачами та роз'єднувачами. Це все дозволяє швидко реагувати на аварійні ситуації, порушення режимів роботи об'єктів енергосистеми, а значить і підвищення якості постачання електричної енергії споживачам.

#### Перелік посилань

1. В.Г. Гловацкий, И.В. Пономарёв «Современные средства релейной защиты и автоматики», 2003.
2. Федосеев А.М. Релейная защита электроэнергетических систем. Релейная защита сетей. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 520 с.
3. А.В. Куксин «Релейная защита электроэнергетических систем», М.: Энергоатомиздат, 2021.