

АРХІТЕКТУРА СИСТЕМИ ЗВ'ЯЗКУ МІЖ ДВОМА ЦИФРОВИМИ ПІДСТАНЦІЯМИ

О.В. Дяченко, Т.С. Донецька

Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», Харків, Україна

Перехід до ЦПС відбуватиметься поетапно. На першому етапі встановлюється мікропроцесорна система безпеки відповідно до вимог стандарту IEC 61850. При цьому дані між терміналами передаються через цифровий інтерфейс Ethernet з використанням протоколу GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event) – повідомлення для пристроїв у високовольтних мережах рис. 1. Цей протокол описаний в IEC 61850-8-1 і призначений для передачі даних за технологією «видавець передплатники», призначеною для передачі широкомовних повідомлень (дискретних сигналів) про події на підстанціях [1-3].

Для середніх напруг передача даних до системи керування згідно з рекомендаціями IEC 61850 може здійснюватися через кабель керування без будь-яких змін у передачі даних. Далі перейти на використання (Manufacturing Message Specification, MMS), протоколу для передачі даних за технологією клієнт-сервер, як описано в стандарті IEC 61850-8-1. Він використовується для обміну даними, результатами вимірювань та діагностичними повідомленнями, а також для надсилання команд керування [2].

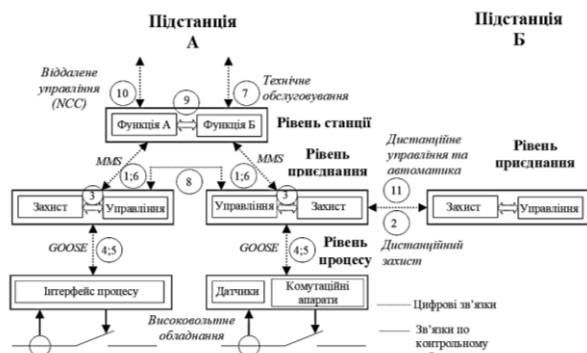


Рис. 1. Архітектура системи зв'язку між двома ЦПС

Перша глава стандарту опублікована у вигляді технічного звіту і служить вступом до серії стандартів IEC 61850. У главі описані основні принципи, що лежать в основі систем автоматизації, які працюють відповідно до IEC 61850. Перша глава стандарту визначає три рівневу архітектуру системи автоматизації, включаючи рівні процесу, приєднання та станції. Спочатку стандарт визначав системи автоматизації лише в межах одного об'єкта, а зв'язок між декількома підстанціями не був включений в модель. Згодом модель була розширена і описана в другій редакції стандарту, яка також визначила зв'язки між підстанціями в межах кожного рівня. Далі описано структуру обміну інформацією між рівнями та наведено перелік інтерфейсів і їх призначення рис. 1: 1 – обмін сигналами захисних функцій між рівнем приєднання та рівнем станції; 2 – обмін сигналами захисних функцій між рівнем приєднання однієї установки та рівнем приєднання сусідньої установки; 3 – обмін даними в межах рівня приєднання; 4 – пе-

редача миттєвих значень струму та напруги від вимірювального перетворювача (технологічний рівень) до обладнання на рівні приєднання; 5 – обмін сигналами функцій керування обладнанням на рівні приєднання; 6 – обмін сигналами функцій управління між рівнями з'єднань і рівнями станцій; 7 – обмін даними між рівнями станцій і віддаленими робочими місцями інженерів; 8 – прямий обмін даними між з'єднаннями, особливо для реалізації швидких функцій, таких як операційні блоки; 9 – обмін даними в межах рівнів станцій; 10 – обмін між рівнями станцій та віддаленими центрами управління; 11 – обмін сигналами функцій управління між рівнями з'єднань двох різних об'єктів, наприклад, дискретними сигналами для реалізації операційних блоків [1-3].

У разі поетапного переходу обладнання РЗА на об'єкті повинно бути встановлено для підтримки як класичної, так і цифрової схем вимірювання. На другому етапі виконуються наступні роботи: заміна або додаткове встановлення нових вимірювальних трансформаторів струму та напруги на цифровому принципі; перехід на повністю цифровий обмін між пристроями РЗА, а також управління комутаційними апаратами за стандартом IEC 61850. Дискретні виходи, які призначено для передачі команд управління на приводи комутаційних апаратів, залишаються задіяними для дублювання цифрової передачі під час управління [2].

На завершальному етапі замінюється основне обладнання енергооб'єкта та модернізуються інші системи: щити постійного струму та власного споживання, системи діагностики основного обладнання та ін.

Список літератури

- [1] Гриб О.Г., Сендерович Г.А., Дяченко О.В., Швець С.В., Ярова І. С. Від класичної до цифрової підстанції: Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Гідрравлічні машини та гідроагрегати: зб. наук. пр. / Нац. техн.ун-т «Харків. політехн. ін-т». – Х.: НТУ «ХПІ», 2021. № 1. С. 88-95.
- [2] Аналіз зарубіжної практики впровадження автоматизованих систем управління технологічними процесами в електроенергетиці. Київ: Науково-технічний центр електроенергетики, відділ інформаційно-аналітичного забезпечення зарубіжною інформацією ВП НТЦЕ ДП «НЕК Укренерго», 2014. 114 с.
- [3] Стандарт підприємства загальні технічні вимоги до автоматизованих систем керування технологічними процесами підстанцій 220-750 кВ ОЕС України. Київ: НЕК Укренерго, 2018. 46 с.