

РОЗВИТОК ТЕХНОЛОГІЙ БУДІВНИЦТВА ЦИФРОВИХ ПІДСТАНЦІЙ

У статті розглянуто питання розвитку технологій будівництва цифрових підстанцій. Досліджено сучасні інформаційні технології та інноваційні підходи до вирішення завдань автоматизації та управління енергооб'єктами, що дозволяють створювати підстанції нового типу.

Наведено принцип взаємодії обладнання цифрової підстанції.

Показані відмінності й цифрових підстанцій та аналогових підстанцій. Представлений принцип роботи класичної та цифрової підстанції.

Описаний міжнародний досвід впровадження й цифрових підстанцій.

Розкрито поняття «Інтелектуальний» трансформатор.

Представлений поетапний перехід до цифрової підстанції.

Ключові слова: цифрова підстанція, надійність, протокол обміну інформацією, принцип роботи, світовий досвід, інтелектуальний трансформатор.

Вступ.

В даний момент виникає питання, чи потрібно у наш складний час, удосконалювати старі і проваджувати нові технології в електроенергетиці. З появою нових міжнародних стандартів і прогресу розвитку сучасних інформаційних технологій відкриваються нові можливості інноваційних підходів до вирішення завдань автоматизації і управління енергооб'єктами, що дозволяє створити підстанцію нового типу - цифрову (ЦПС).

В світі почалося масове впровадження рішень класу «Цифрова підстанція», вводяться в експлуатацію додатки автоматизованих систем технологічного управління. Застосування технології «цифрової підстанції» повинно дозволити в майбутньому істотно скоротити витрати на проектування, пуско-наладку, експлуатацію та обслуговування енергетичних об'єктів.

Мета та завдання досліджень. Мета. Провести комплексний аналіз проектування та реалізація в енергосистемі України автоматизованої системи управління цифровими підстанціями, що є передумовою для забезпечення ефективної роботи сучасної електромережі.

Завдання. Дослідити сучасні інформаційні технології та інноваційні підходи до вирішення завдань автоматизації та управління енергооб'єктами, що дозволяють створювати підстанції нового типу.

Матеріал і результати досліджень.

На відміну від аналогової ПС, що використовує обмін електричними дискретними/аналоговими сигналами, ЦПС базується на «цифровій» взаємодії всіх підстанційних елементів.

Побудова ЦПС передбачає:

- підвищення надійності функціонування обладнання;
- зниження витрат на експлуатацію обладнання;
- підвищення ефективності використання основного обладнання.

На рис. 1 наведено принцип взаємодії обладнання ЦПС [1, 2].

Для повної «цифрової» взаємодії в ЦПС необхідно рішення багатьох задач.

Наведемо кілька основних:

- перехід від електромагнітних вимірювальних перетворювачів (трансформаторів струму (ТС) та напруги (ТН)) до перетворювачів з цифровим виходом. В якості останніх вже зараз використовуються оптичні ТС, котушки Роговського. У випадку неможливості використання вимірювальних перетворювачів з цифровими виходами, використовуються спеціальні пристрої SAMU - «stand alone merging unit». Вони забезпечують ввімкнення електромагнітного ТС або ТН в інфраструктуру передачі даних з використанням стандарту IEC TR 61850-90-3. Цей підхід дозволяє реалізувати усі необхідні функції релейного захисту для цифрової підстанції. Окрім того, будь-який вимірний аналоговий сигнал стає доступним будь-якому цифровому пристрою на даній підстанції з необхідною точністю;

- уніфікація протоколів обміну інформацією. Вже зараз переважна більшість мікропроцесорних пристроїв на підстанції використовують єдиний протокол обміну інформацією IEC-61850. Даний протокол

окрім уніфікації забезпечує побудову однотипної інформаційної моделі даних кожного окремого пристрою, єдиної моделі підстанції, протоколи вертикального (MMS) та горизонтального (GOOSE) обміну, протоколи передачі миттєвих значень струмів та напруги (SV). Всі інформаційні зв'язки на таких підстанціях виконуються цифровими по єдиній шині процесу. Це відкриває можливість швидкого прямого обміну інформацією між пристроями, що в кінцевому рахунку дає можливість скорочення числа мідних кабельних зв'язків і числа пристроїв, а також більш компактного їх розташування.

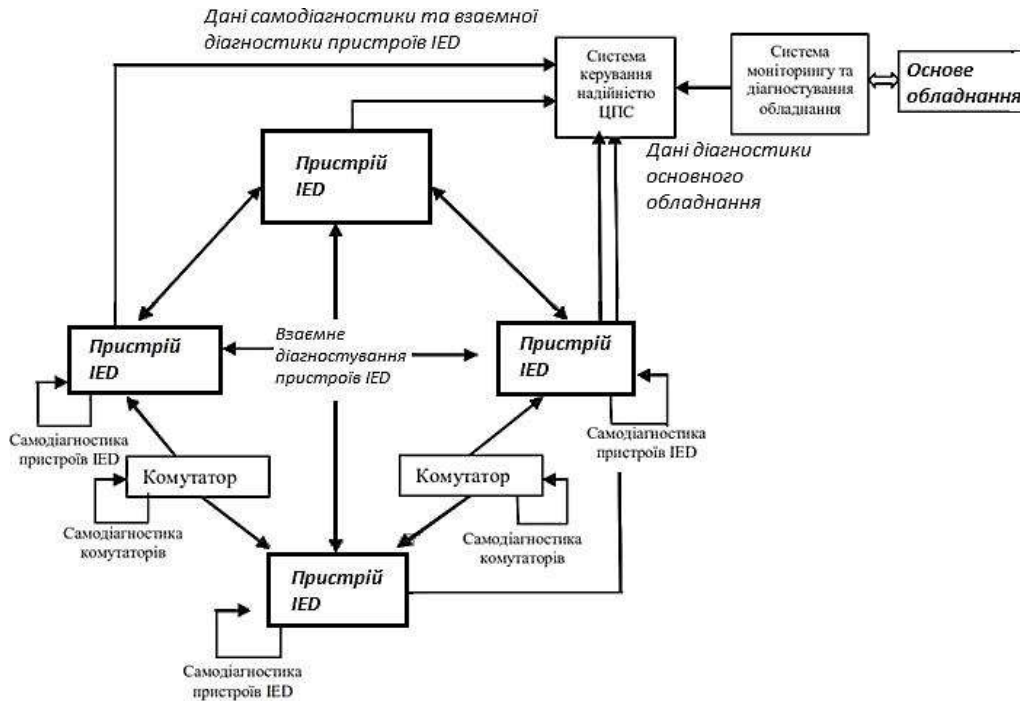


Рисунок 1 — Принцип взаємодії обладнання ЦПС

В табл. 1 наведено результати порівняльного аналізу відмінностей ЦПС та аналогових ПС.

Таблиця 1 — Відмінності ЦПС та аналогових ПС

Параметр/Підстанція	Аналогова	Цифрова
Первинна цифрова обробка сигналів	Ні	Так
Насичення та ферорезонанс в ТС та ТН	Так	Ні
Вплив силового обладнання на вторинні кола	Так	Ні
Надійність та якість передачі сигналів	Низька	Висока
Кількість кабельно-провідникової продукції	Велика	Невелика
Вибухонебезпечність ТС	Так	Ні
Затрати на монтаж та експлуатацію устаткування	Високі	Низькі

Переваги цифрової підстанції:

- швидкодія, перешкодозахищеність, висока пожежо-вибухобезпечність і екологічність;
- використання інноваційних та сучасних стандартів і рішень забезпечують сумісність різних (IEC 61850);
- підвищення точності вимірювань;
- значно менше загальна кількість і номенклатуру обладнання в складі програмно технічного комплексу (ПТК), що знижує обсяг профілактичного обслуговування, скорочує час відновлення працездатності;
- значне скорочення кабельних зв'язків;
- скорочення монтажних і налагоджувальних робіт на 40%, простота;
- проекування, експлуатації та обслуговування, зменшення розмірів ПС;
- зниження кількості модулів вводу / виводу на пристроях АСУ ТП і РЗА;

-зниження вартості компонування конструктиву шафи системи ТМ / АСУ ТП(кабельна продукція, клемні колодки та ін.).

Фактори які впливають на надійність ЦПС:

а) надійність ЛОМ: структура (архітектура побудови і методи резервування) і надійність окремих елементів мережі;

б) надійність окремих пристроїв:

1) нові елементи: виносні ПЗВ і цифрові трансформатори струму і напруги (оптичні і електронні);

2) традиційні інтелектуальні електронні пристрою: контролери АСУТП, РЗА, ПА, АСКОЕ. Зазнали істотних змін як в частині введення вихідних даних (прийом GOOSE і SV), так і в частині логічної обробки. Необхідно враховувати затримки в передачі миттєвих значень струму і напруги, затримки передачі GOOSE повідомлень ряд інших проблем пов'язаних з мережевої природою технологій цифровий підстанції.

в) надійність системи єдиного часу: Для цифрових підстанцій надійність синхронізації є критично важливою для роботи частини елементів (наприклад, для цифрових трансформаторів струму і напруги).

г) надійність «людського» фактору. Забезпечення функціональної надійності лягає як на виробників, в частині створення надійних пристроїв, так і на персонал, якому необхідно правильно здійснити налаштування і експлуатацію закладеного функціоналу. При переході до цифрових підстанцій, змінюються підходи до проектування і налагодження обладнання.

д) надійність архітектури побудови ЦПС. На надійність ЦПС впливає сукупність архітектурних рішень при побудові систем автоматизації і управління (централізована- децентралізована, з суміщенням в різних функцій автоматизації і управління та інші).

Першим великим пілотним проектом по впровадженню стандарту IEC 61850-9-2 стала підстанція TVA Bradley 500 кВ в США. Мета проекту полягала в перевірці сумісності реалізації стандарту IEC 61850 в пристроях різних виробників. Реалізація проекту дозволила поліпшити сумісність між пристроями різних виробників, підвищити кваліфікацію персоналу мережевої компанії в частині IEC 61850-9-2, а також виявити проблеми, що виникають при впровадженні стандарту.

На підстанції Alcala de Henares в Іспанії проведено експериментальне впровадження шини процесу в частині передачі дискретної інформації. Вся інформація про стан комутаційних апаратів, а також команди управління комутаційними апаратами передавалися по цифрових каналах зв'язку за допомогою GOOSE повідомлень.

На підстанції Osbaldwick 400 кВ у Великобританії проводилися експерименти, мета яких полягала в порівнянні тимчасових характеристик мікропроцесорної релейного захисту (МІПРЗА) на базі традиційних трансформаторів струму і МІПРЗА на базі цифрових трансформаторів струму з використанням пристроїв, що передають інформацію про миттєвих значеннях струмів і напруги по протоколу IEC 61850-9-2.

Великий розвиток цифрові підстанції отримали в Китаї. Вже в 2006 р. була введена в експлуатацію цифрова підстанція 110 кВ Qujing, Yunnan. А до 2009 р. Китай зайняв лідируюче місце в світі по проектуванню ЦПС, який щорічно вводить в експлуатацію десятки таких ПС.

В табл. 2 наведено міжнародний досвід спорудження таких підстанцій

Таблиця 2 – Міжнародний досвід впровадження ЦПС

Країна	Тип проєкта	Кількість	Примітка
Китай	Серійне впровадження	100+	Впроваджуються в основному розробки китайських фірм
США, Канада	Пілотні проєкти	До 10 проєктів	Реалізовані
Європа	Пілотні проєкти	Одиничні проєкти в Іспанії, Франції та ін.	Реалізовані
Україна	Пілотні проєкти	1-2	В процесі реалізації пілотний проєкт в «ДТЕК Київські електромережі»

Цифрова підстанція – одна із базових технологій Smart Grid. В основу побудови цифрової підстанції покладено заміну численних зв'язків, виконаних проводами, для обміну традиційними аналоговими і дискретними сигналами на уніфікований обмін цифровими повідомленнями, які забезпечують можливість розподіленої реалізації функцій системи автоматизації підстанції і повну функціональну сумісність інтелектуальних електронних пристроїв різних виробників.

Найбільш повно сьогодні для практичної реалізації відпрацьовано питання обміну інформацією в рамках стандарту IEC 61850-9-2 для таких пристроїв і підсистем підстанції, як вимірювальні трансформатори струму і напруги, комутаційні апарати, мікропроцесорні термінали релейного захисту та

автоматики, АСДТУ. При цьому питання інтеграції складних видів електротехнічного обладнання і в першу чергу силових трансформаторів, автотрансформаторів і шунтувальних реакторів, вимикачів розглядаються в контексті функцій самостійного аналізу даних і самодіагностики.

На рис. 2 наведено принцип роботи класичної та цифрової підстанції [3].



Рисунок 2 - Принцип роботи класичної та цифрової підстанції

Передбачається, що в «розумних» мережах з необслуговуваними підстанціями буде встановлено «інтелектуальні» трансформатори, під якими розуміються трансформатори, які забезпечують максимально можливий контроль стану всіх систем (активної частини, масла, ввідів, системи охолодження, РПН, технологічних захистів), самодіагностику і видачу рекомендацій щодо подальших дій у разі появи пошкодження, яке розвивається, або його ненормованого впливу на трансформатор.

Принципово важливим є те, що при цьому трансформатор має забезпечувати всі режими управління своїми регульованими пристроями (РПН) – автоматичний, ручний місцевий і ручний дистанційний, у тому числі з віддалених центрів управління, з повним контролем правильності виконання команд.

«Інтелектуальний» трансформатор має забезпечувати профілактичну діагностику (самодіагностику) з використанням аналітичного програмного забезпечення на основі показників датчиків, автоматичне управління системою охолодження і автоматичне регулювання напруги під навантаженням залежно від відповідної інформації щодо його зміни енергомережі зони обслуговування підстанції. На рис. 3. зображено подібний трансформатор виробництва компанії «АВВ»

Система автоматизації енергооб'єкта, побудована за технологією «цифрова підстанція», ділиться на три рівні: «польовий» (рівень процесу), рівень приєднання, станційний.

«Польовий» рівень складається з первинних датчиків для збору як дискретної інформації та передачі команд управління на комутаційні апарати (micro RTU), так і аналогової інформації.

Рівень приєднання об'єднує інтелектуальні електронні пристрої (ІЕУ) управління та моніторингу (контролер приєднання, багатофункціональні вимірювальні прилади, лічильники АСКОЕ, системи моніторингу та трансформаторного устаткування тощо), а також термінали РЗА і локальної ПА.

«Станційний» рівень включає в себе: сервери верхнього рівня (бази даних, SCADA, телемеханіки, збору та передачі технологічної інформації тощо, а також концентратор даних); автоматизоване робоче місце оперативного персоналу (АРМ ОП) підстанції.

Цифрові вимірювальні трансформатори передають миттєві значення напруги і струмів за протоколом IEC 61850-9-2 пристроям рівня приєднання. Існує два види таких трансформаторів: оптичні та електронні.

Оптичні трансформатори мають більшу перевагу в разі створення систем управління та автоматизації ЦПС, оскільки вони працюють за інноваційним принципом вимірювання, який унеможливує вплив електромагнітних перешкод. Електронні вимірювальні трансформатори створено на базі традиційних трансформаторів, в яких задіяно спеціалізовані аналогово-цифрові перетворювачі.

Дані про становище комутаційних апаратів та інша дискретна інформація (положення ключів режиму управління, стан ланцюгів обігрівання приводів тощо) збираються за допомогою виносних модулів ПЗО, установлених у безпосередній близькості від комутаційних апаратів. Ці модулі мають релейні виходи для управління комутаційними апаратами і синхронізуються з високою точністю. Дані від виносних модулів ПЗО передаються по волоконно-оптичному зв'язку – частини шини процесу за протоколом IEC 61850-8-1 (GOOSE), команди управління на комутаційні апарати – також через модулі відповідно з цим протоколом.

Рисунок 3 - *Інтелектуальний трансформатор*

Силове обладнання оснащується набором цифрових датчиків. Існують спеціалізовані системи для моніторингу трансформаторного і елегазового обладнання, які мають цифровий інтерфейс для інтеграції в АСУТП без використання дискретних входів і датчиків на струм 4–20 мА.

Сучасні комплектні розподільчі пристрої з елегазовою ізоляцією (КРУЕ) оснащуються вбудованими цифровими трансформаторами струму і напруги, а шафи управління в КРУЕ – виносними ПЗО для збору дискретних сигналів. Цифрові датчики розміщують в КРУЕ на заводі-виробнику, що дозволяє спростити процес проектування, а також монтажні та налагоджувальні роботи на об'єкті.

Крім того, до особливостей побудови системи автоматизації енергооб'єкта відноситься об'єднання середнього (концентраторів даних) і верхнього (сервера і АРМ) рівнів у єдиний станційний. Це пов'язано з тим, що дані передаються за спільним протоколом (стандарт IEC 61850-8-1), оскільки середній рівень, який раніше перетворював інформацію в єдиний формат для інтегрованої АСУТП, поступово втрачає своє призначення.

Рівень «приєднання» включає в себе ІЕП, які отримують інформацію від пристроїв «польового» рівня, логічно її обробляють і передають керуючі впливи через пристрої «польового» рівня на первинне обладнання, а також на станційний рівень. До цих пристроїв відносяться контролери приєднання, термінали МП РЗА та інші багатофункціональні МП-пристрої.

Однією з складових цифрової підстанції являється цифрове проектування. Цифрове проектування це не просто креслення в електронному вигляді, а можливість створення такої проектної документації, яку можна буде завантажувати безпосередньо в пристрій у вигляді файлів конфігурації. Це дає нам вихід на істотно вищий рівень типування технічних рішень, а як наслідок – зниження кількості помилок, аварій, підвищення надійності.

Крім того, цифрова передача даних між пристроями це можливість по-новому поглянути на апаратний склад цих систем. Слід зазначити, що в Україні спеціалістами ДП «НЕК «Укренерго» проведено аналіз світових підходів до побудови ЦПС та сформовано вимоги до проектування ЦПС. Ці вимоги викладені в СОУ НЕК 20.261:2018.

Згідно даного документу можна виділити кілька вимог до цифрового обладнання:

1. Всі цифрові пристрої на підстанції, у т.ч. і МП РЗА, вимірювання, реєстратори аварійних процесів повинні підтримувати протокол обміну IEC-61850.
2. Всі цифрові пристрої на підстанції, у т.ч. і МП РЗА, вимірювання, реєстратори аварійних процесів повинні мати 2 ethernet-порти з підтримкою протоколу IEC-61850.
3. Всі цифрові пристрої на підстанції, у т.ч. і МП РЗА, вимірювання, реєстратори аварійних процесів повинні забезпечувати синхронізацію за протоколом синхронізації часу IEEE 1588v2 (PTP) – не гірше 1 мкс.
4. Всі цифрові пристрої керування на підстанції, у т.ч. і МП РЗА, реєстратори аварійних процесів повинні підтримувати резервування за стандартами PRP або HSR. Що передбачає нульовий час на відновлення.
5. Всі цифрові комутатори на підстанції повинні підтримувати протокол IEC-61850, синхронізацію за протоколом синхронізації часу IEEE 1588v2 (PTP), резервування за стандартами PRP або HSR.

Багато технічних рішень на енергооб'єктах приймаються, виходячи з необхідності мати розділені один від одного системи з різним функціональним призначенням. Однак коли мова йде про «цифру» і,

зокрема, про «оптику», де немає прямого гальванічного зв'язку між різними пристроями, все стає інакше, з'являється необхідність переглянути прийняті нормативи і об'єднати первинні вимірювання для всіх підсистем на єдиній шині.

Нарешті, цифрова передача даних це ще і можливість додавання нових функційв існуючу систему без необхідності її переробки. Можна порівняти це з сучасною електронікою, коли на ту ж апаратну платформу встановлюється нове програмне забезпечення, відкриває доступ до нових функціональних можливостей. Саме в цьому можна побачити потенціал розвитку і створення рішень, що дозволяють набагато ефективніше використовувати інформацію про роботу обладнання, проводити його діагностику під час його роботи, оптимізувати або повністю автоматизувати проведення планових випробувань обладнання. Реалізація такого проектування реалізується за допомогою програмного пакету SCADA.

Одночасний перехід на цифрову передачу даних в рамках всього об'єкта є досить складним завданням. Для частково реконструйованих і розширюваних ПС пропонується комбіноване технічне рішення, яке забезпечує для нових і реконструйованих приєднань повний обсяг функцій АСУ ТП, а для існуючих приєднань – функції СЗПІ (збір дискретних сигналів і вимірювання з прямим введенням).

Комплексний підхід до створення систем автоматизації і рішень для ЦПС включає в себе:

- єдину концепцію створення систем телемеханіки, автоматики і цифрових систем з можливістю поетапного розвитку;

- максимальну сумісність рішень по ЦПС з існуючими і багаторазово впроваджуваними рішеннями по автоматизованим системам управління трансформаторними підстанціями (АСУ ТП), (РЗА), системою збору і передавання інформації (СЗПІ);

- відповідність міжнародним стандартам;

- визначення пріоритетів впровадження різних елементів ЦПС, виходячи з витрат і очікуваного ефекту;

- оптимізацію архітектури ЦПС для досягнення максимального економічного ефекту за рахунок застосування багатофункціональних пристроїв/

Перехід до цифрової підстанції відбувається поетапно.

На першому етапі встановлюються мікропроцесорні системи захисту з урахуванням вимог стандарту IEC 61850. При цьому реалізується передача даних між терміналами по цифровому інтерфейсу Ethernet за допомогою протоколу Generic Object Oriented Substation Event (GOOSE) – повідомлень для пристроїв у мережах високої напруги зображено на рис. 4 [3] як архітектура системи зв'язку між двома ЦП.

Протокол, описаний в IEC 61850-8-1, для передачі даних за технологією «видавець-передплатники», призначений для передачі ширококомовних повідомлень (дискретних сигналів) про події на ПС.

Між собою пристрої обмінюються даними по шині процесу, аналогічно відбувається і обмін інформацією з первинними перетворювачами дискретних і аналогових сигналів:

- дискретна інформація по протоколу IEC 61850-8-1 (GOOSE);

- аналогова інформація по протоколу IEC 61850-9-2 (SV).

При цьому реалізується передача даних між терміналами по цифровому інтерфейсу Ethernet за допомогою GOOSE-повідомлень для пристроїв в мережах високої напруги. Для середньої напруги передачу даних можна залишати без змін і виконувати її по контрольному кабелю при здійсненні передачі даних в АСУ ТП відповідно до рекомендацій IEC 61850.

У разі поетапного переходу пристрої РЗА на об'єкті необхідно встановлювати з підтримкою класичної та цифрової схеми вимірювань.

На другому етапі здійснюється: заміна або додаткове встановлення нових вимірювальних трансформаторів струму і напруги, для цифрової ПС можуть використовуватися оптичні датчики струму і напруги на основі магніточутливого оптоволокна. При реконструкції ПС допускається використовувати вимірювальні ТС і ТН з аналоговим виходом з використанням цифрових перетворювачів при відповідному економічному обґрунтуванні переходу. Дискретні виходи, які призначено для передачі команд управління на приводи комутаційних апаратів, залишаються задіяними для дублювання цифрової передачі під час управління.

На останньому етапі здійснюються заміна первинного обладнання енергооб'єкта, а також модернізація інших систем: щитків власних потреб (ЩВП), впроваджуються системи діагностики первинного обладнання тощо.

У разі модернізації існуючої підстанції, заміни її силового обладнання для збору «оцифрування» її первинної інформації застосовують виносні шафи ПЗО (пристрої зв'язку з об'єктом). При цьому виносні ПЗО, крім плат дискретного введення/виведення, містять плати прямого аналогового виведення даних (1/5 А), які дозволяють збирати, оцифровувати і видавати відповідно до протоколу IEC 61850-9-2 дані, які надходять від ТС і ТН.

У подальшому повна або часткова заміна первинного обладнання, у тому числі вимірювальних електромагнітних трансформаторів на оптичні, не призводитиме до зміни рівня приєднання та підстанційного рівня. У разі використання КРУЕ існує можливість суміщення функцій виносного ПЗО, аналогового мультипроцесора Merging Unit і контролера приєднання. Таке суміщення пристроїв, які встановлюються в шафі керування КРУЕ, дозволяє оцифровувати всю вихідну інформацію (аналогову або дискретну), а також виконувати функції контролера приєднання та резервного місцевого управління.

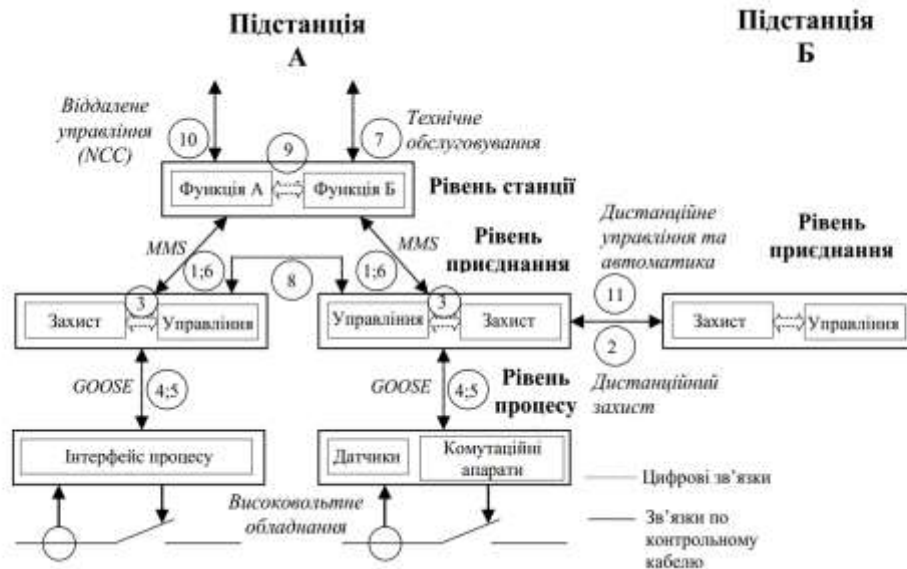


Рисунок 4 – Архітектура системи зв'язку між двома ЦП

Силове обладнання оснащується набором цифрових датчиків. Існують спеціалізовані системи для моніторингу трансформаторного і елегазового обладнання, які мають цифровий інтерфейс для інтеграції в АСУ ТП без використання дискретних входів і датчиків 4-20 мА. Сучасні КРПЕ (Комплектні розподільчі пристрої з елегазовою ізоляцією) оснащуються вбудованими цифровими трансформаторами струму і напруги, а шафи управління в КРПЕ дозволяють встановлювати виносні ПЗО для збору дискретних сигналів. Установка цифрових датчиків в КРПЕ проводиться на заводі-виробнику, що дозволяє спростити процес проектування, а також монтажні та налагоджувальні роботи на об'єкті.

З появою стандарту IEC 61850 ряд виробників почали випускати відповідну продукцію для ЦПС. Сьогодні у світі реалізовано цілий ряд проектів, пов'язаних із застосуванням зазначеного стандарту, які показали переваги цієї технології.

Висновки.

1. Робота енергетичної галузі в умовах функціонування енергоринку висуває підвищені вимоги до системи обліку, а саме, до рівня її автоматизації, точності, надійності і цілісності. Точність і достовірність системи обліку, в першу чергу, визначається засобами застосовуваної інформаційно-вимірювальної техніки, а також принципами її використання.

2. Перехід на цифрові підстанції дозволить забезпечити точність, достовірність та одночасність представлення інформації. При цьому вирішуються питання аналізу та контролю внутрішнього балансу суб'єктів енергоринку.

3. При розгляді цифрових систем управління, розроблених на основі серії протоколів IEC 61850, були виділені такі головні переваги:

- скорочення часу і вартості впровадження інтелектуальних пристроїв в системи управління розподільними мережами;
- оптимізація обладнання та зниження кількості виїздів на об'єкти;
- підвищення спостережливості і керованості ділянок середньої і низької напруги мережі, в тому числі областей розподіленої генерації.

4. Можна сказати, що на даний момент з урахуванням великого числа як технічних, так і економічних труднощів, і наявності рішень, опрацьованих і випробуваних, процес введення в дію ЦПС набуває досить швидких темпів. Але в Україні цей процес гальмується. В першу чергу, за рахунок високої вартості імпортного обладнання. Процес доведення вітчизняних МП РЗА та реєстраторів до вимог СОУ НЕК 20.261:2018 йде, але поетапний перехід від класичної до цифрової підстанції, яка базується на IEC 61850, дозволяє зменшити загальну вартість підстанції. Зменшений розмір і вага вимірювальних трансформаторів, цифрових приладів захисту і контролю забезпечують привабливі переваги, дозволяючи будівництво компактних підстанцій, обмежених розмірів.

Список використаної літератури

1. Цифрова підстанція. Переваги та особливості / М.Ф. Сопель, С.П. Денисюк, О.В. Сподинський // Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України: Зб. наук. пр. — К.: ІЕД НАНУ, 2011. — Вип 30. — С. 14-17. — Бібліогр.: 7 назв. — укр.
2. ЦИФРОВІ ПІДСТАНЦІЇ. АНАЛІЗ ТА ЇХ ТЕНДЕНЦІЇ ВПРАВАДЖЕННЯ В УКРАЇНІ Дмитренко О.О., Мудрик В.І./Цифровий ресурс – Режим доступу: <https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwig-7vK5NyBAxUhJBAIHb-2CWQQFnoECAoQAQ&url=http%3A%2F%2Fjour.fea.kpi.ua%2Farticle%2Fdownload%2F196532%2F196780&usg=AOvVaw2Doq0WaBo0W9TMOF4hVaRm&opi=89978449> – 04.10.2023 р.
3. Від класичної до цифрової підстанції / О. Г. Гриб [та ін.] // Вісник Національного технічного університету "ХПІ". Сер. : Гідравлічні машини та гідроагрегати = Bulletin of the National Technical University "KhPI". Ser. : Hydraulic machines and hydraulic units : зб. наук. пр. – Харків : НТУ "ХПІ", 2021. – № 1. – С. 88-94.

T. Drubetska¹, Cand.Sc. (Eng.), Assoc. Prof., ORCID 0000-0002-8580-9719

D. Zemskyi¹, PhD, ORCID 0000-0003-4322-0727

V. Shmelova¹, student

V. Artemchuk², Dr. Sc. (Eng.), Prof., ORCID 0000-0002-6056-5834

¹Ukrainian State University of Science and Technologies

²Engineering Institute of Zaporizhzhia National University

DEVELOPMENT OF DIGITAL SUBSTATION CONSTRUCTION TECHNOLOGIES

The development of technologies for the construction of digital substations is discussed in the article. The construction of a digital substation provides the following advantages. There are increasing the reliability of the equipment's functioning; reducing the costs of operating the equipment; increasing the efficiency of the use of the main equipment.

Modern information technologies and innovative approaches to solving the tasks of automation and management of power facilities, which allow creating new type substations, have been studied.

The principle of interaction of digital substation equipment is given.

The differences between digital substations and analog substations are shown. The principle of operation of classical and digital substations is presented.

The international experience of implementing digital substations is described.

Digital substation is one of the basic technologies of Smart Grid. The basis of the construction of a digital substation is the replacement of numerous connections made by wires for the exchange of traditional analog and discrete signals with a unified exchange of digital messages, which provide the possibility of distributed implementation of the functions of the substation automation system and full functional compatibility of intelligent electronic devices of various manufacturers.

The concept of "Intelligent" transformer is disclosed.

A step-by-step transition to a digital substation is presented.

Keywords: *digital substation, reliability, information exchange protocol, principle of operation, world experience, intelligent transformer.*

References

1. Digital substation. Advantages and features / M.F. Sopol, S.P. Denisyuk, O.V. Spodynskyi // Proceedings of the Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine: Collection. of science pr. — K.: IED NANU, 2011. — Issue 30. — P. 14-17. — Bibliography: 7 titles. — Ukrainian
2. DIGITAL SUBSTATIONS. ANALYSIS AND THEIR TRENDS OF IMPLEMENTATION IN UKRAINE Dmytrenko O.O., Mudryk V.I./Digital resource - Access mode: <https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwig-7vK5NyBAxUhJBAIHb-2CWQQFnoECAoQAQ&url=http%3A%2F%2Fjour.fea.kpi.ua%2Farticle%2Fdownload%2F196532%2F196780&usg=AOvVaw2Doq0WaBo0W9TMOF4hVaRm&opi=89978449> – 04.10.2023
3. From a classical to a digital substation / O. H. Hryb [et al.] // Bulletin of the National Technical University "KhPI". Ser. : Hydraulic machines and hydraulic units = Bulletin of the National Technical University "KhPI". Ser. : Hydraulic machines and hydraulic units : coll. of science pr. – Kharkiv: NTU "KhPI", 2021. – No. 1. – P. 88-94.

Надійшла: 13.11.2023

Received: 13.11.2023