

О. Г. ГРИБ, Г. А. СЕНДЕРОВИЧ, О. В. ДЯЧЕНКО, С. В. ШВЕЦЬ, І. С. ЯРОВА

ВІД КЛАСИЧНОЇ ДО ЦИФРОВОЇ ПІДСТАНЦІЇ

Існуюча модель управління електроенергетикою з кожним днем втрачає свої можливості. Тобто мова йде саме про нагальність зміни моделі роботи та взаємодії складових електроенергетики, аби зробити мережі більш чутливими до навантаження із змінюваних джерел генерації в умовах змінюваного попиту. Виклик, з яким зустрілися постачальники послуг на комунальному рівні – це збільшення конкуренції завдяки збільшенню розподіленої доступної пропозиції енергетичних послуг. Таким чином, постачальники енергетичних послуг для задоволення потреб споживачів мають діяти проактивно, пропонуючи їм індивідуально оптимізований сервіс, водночас захищаючи конфіденційність операцій та забезпечуючи безпечний контроль за даними транзакцій поміж учасниками енергетичного ринку. Специфіка змінюваних відновлювальних джерел енергії, окрім проблем забезпечення сталої доставки енергії у відповідності з попитом, потребує створення потужностей із накопичення перегенованої в певний час енергії, швидкого балансування та керування якістю самої енергії. Ці виклики можна подолати створенням штучно «інтелектуалізованої» енергосистеми, тобто енергетика з оперативної точки зору має теж стати «розумнішою» та ефективнішою. Одним із ключових елементів інтелектуальних електроенергетичних систем є цифрові підстанції, які забезпечують новий рівень розвитку в управлінні технологічними процесами передачі і розподілу електроенергії. Перехід до передачі сигналів в цифровому вигляді на всіх рівнях управління підстанцією дозволить створити технологічну інфраструктуру для впровадження інформаційно-аналітичних систем, знизити помилки недообліку електроенергії, зменшити капітальні та експлуатаційні витрати на обслуговування підстанції, а також підвищити електромагнітну безпеку і надійність роботи мікропроцесорних пристроїв. Впровадження цифровизованих систем, забезпечує більш високу швидкість і безпеку передачі інформації, взаємозамінність окремих компонентів системи, підвищення надійності системи. Основна ідея цифрових підстанцій полягає в організації обміну інформацією між різними інтелектуальними електронними пристроями і системами автоматизації різних рівнів управління за допомогою протоколів передачі даних. Найбільш повно принципи обміну інформацією на цифрових підстанціях формуються групою стандартів IEC 61850. Авторами статті було розглянуто переваги застосування цифрових систем управління, які розроблені відповідно до міжнародного стандарту IEC 61850. Також був проведений аналіз поетапного переходу від класичної підстанції до цифрової.

Ключові слова: декарбонізація, цифрова енергетика, цифрова підстанція, цифровізація, цифрова трансформація, рівень процесу, шина процесу, протокол.

О. Г. ГРИБ, Г. А. СЕНДЕРОВИЧ, А. В. ДЯЧЕНКО, С. В. ШВЕЦ, И. С. ЯРОВАЯ ОТ КЛАСИЧЕСКОЙ К ЦИФРОВОЙ ПОДСТАНЦИИ

Существующая модель управления электроэнергетикой с каждым днем теряет свои возможности. То есть речь идет именно о необходимости изменения модели работы и взаимодействия составляющих электроэнергетики, чтобы сделать сети более чувствительными к нагрузке с изменяющимися источниками генерации в условиях меняющегося спроса. Вызов, с которым встретились поставщики услуг на коммунальном уровне – это увеличение конкуренции благодаря увеличению распределенного доступного предложения энергетических услуг. Таким образом, поставщики энергетических услуг для удовлетворения потребностей потребителей должны действовать проактивно, предлагая им индивидуально оптимизированный сервис, одновременно защищая конфиденциальность операций и обеспечивая безопасный контроль по данным транзакций между участниками энергетического рынка. Специфика изменяющихся возобновляемых источников энергии, кроме проблем обеспечения постоянной доставки энергии в соответствии со спросом, требует создания мощностей по накоплению перегенованной в определенное время энергии, быстрой балансировки и управления качеством самой энергии. Эти вызовы можно преодолеть созданием искусственно «интелектуализированной» энергосистемы, то есть энергетика с оперативной точки зрения должна тоже стать «умнее» и эффективней. Одним из ключевых элементов интеллектуальных электроэнергетических систем являются цифровые подстанции, которые обеспечивают новый уровень развития в управлении технологическими процессами передачи и распределения электроэнергии. Переход к передаче сигналов в цифровом виде на всех уровнях управления подстанцией позволит создать технологическую инфраструктуру для внедрения информационно-аналитических систем, снизит ошибки недоучета электроэнергии, уменьшит капитальные и эксплуатационные затраты на обслуживание подстанции, а также повысит электромагнитную безопасность и надежность работы микропроцессорных устройств. Внедрение цифровизованных систем, обеспечивает более высокую скорость и безопасность передачи информации, взаимозаменяемость отдельных компонентов системы, повышение надежности системы. Основная идея цифровых подстанций состоит в организации обмена информацией между различными интеллектуальными электронными устройствами и системами автоматизации различных уровней управления с помощью протоколов передачи данных. Наиболее полно принципы обмена информацией на цифровых подстанциях формируются группой стандартов IEC 61850. Авторами статьи были рассмотрены преимущества применения цифровых систем управления, которые разработаны в соответствии с международным стандартом IEC 61850. Также был проведен анализ поэтапного перехода от классической подстанции к цифровой.

Ключевые слова: декарбонизация, цифровая энергетика, цифровая подстанция, цифровизация, цифровая трансформация, уровень процесса, шина процесса, протокол.

О. ГРИБ, Г. СЕНДЕРОВИЧ, О. ДЯЧЕНКО, С. ШВЕЦ, И. ЯРОВА FROM CLASSIC TO DIGITAL SUBSTATION

The existing model of electricity management is losing its capabilities every day. That is, it is about the urgency of changing the model of operation and interaction of components of the power industry to make networks more sensitive to the load from changing sources of generation in a changing demand. The challenge faced by utility providers at the municipal level is to increase competition by increasing the distributed available supply of energy services. Thus, energy service providers must act proactively to meet the needs of consumers, offering them individually optimized service, while protecting the confidentiality of operations and ensuring secure control over the data of transactions between energy market participants. The specifics of changing renewable energy sources, in addition to the problems of ensuring a sustainable supply of energy in accordance with demand, requires the creation of capacity to accumulate energy regenerated at a certain time, rapid balancing and quality management of energy itself. These challenges can be overcome by creating an artificially "intellectualized" energy system, energy from an operational point of view should also become "smarter" and more efficient. One of the key elements of intelligent power systems are digital substations, which provide a new level of development

© О. Г. Грив, Г. А. Сендерович, О. В. Дяченко, С. В. Швець, І. С. Ярова, 2021

in the management of technological processes of transmission and distribution of electricity. The transition to digital signal transmission at all levels of substation management will create a technological infrastructure for the implementation of information and analytical systems, reduce errors of electricity, reduce capital and operating costs for substation maintenance, and increase electromagnetic safety and reliability of microprocessor devices. Introduction of digitized systems, provides higher speed and security of information transfer, interchangeability of individual system components, increase system reliability. The main idea of digital substations is to organize the exchange of information between different intelligent electronic devices and automation systems of different levels of control using data transmission protocols. The principles of information exchange at digital substations are most fully formed by the group of IEC 61850 standards. The authors of the article considered the advantages of using digital control systems developed in accordance with the international standard IEC 61850.

Keywords: decarbonization, digital energy, digital substation, digitization, digital transformation, process level, process bus, protocol.

Вступ. Енергетичні системи майбутнього все більше декарбонізуються, розподіляються і перетворюються в цифрову форму. Така фундаментальна трансформація йде повним ходом і перед усіма зацікавленими сторонами виникає широкий спектр проблем. Тільки цифровізація дозволить нам впоратися з цими проблемами. Забезпечення успіху цифрової трансформації в енергетичному секторі вимагає рішучості, гнучкості і розумних інвестицій в інтелектуальні цифрові технології. Такий підхід є єдиним способом керувати поточними завданнями, створюючи при цьому достатню свободу дій, щоб активно формувати майбутнє. Інвестиції в інноваційні технології сьогодні створюють перспективні електричні мережі, що відрізняються надійністю і ефективністю [1, 2].

Останнім часом все більше приділяється увага цифровій енергетиці. Це пов'язано з дистанційним контролем який швидко зростає в індустрії виробництва електроенергії. Цифрові послуги дозволяють в більшій мірі турбуватися про своїх клієнтів. Розширені послуги діагностики забезпечують в повному обсязі збір даних, аналіз, зберігання, і різнобічні можливості звітності, які використовуються для того, щоб допомогти у виявленні аномальних умов експлуатації енергетичного обладнання. Отримана інформація на основі діагностики з відповідними рекомендаціями дозволяє зробити достовірні рішення про хід дій. Рішення, засновані на фактах, припускають фінансові переваги для клієнтів [3].

Підвищення адаптації активів та підтримка надійності системи при одночасному зменшенні матеріальних та трудових витрат є критично важливою рівновагою для багатьох керівників підстанцій (ПС) [4, 5]. Тому на думку авторів цифрова підстанція (ЦПС) може стати ключовим словом для вирішення цих проблем.

Аналіз останніх досліджень та публікацій. ЦПС представляють науковий інтерес для провідних зарубіжних і українських вчених. Серед яких слід відзначити особливий внесок таких вчених як Holbach J., Rodriguez J., Bautista Flores J., Brunner C., Кириленко О. В., Буткевич О. Ф., Балашов О. В. та ін. [6–16].

Електроенергетика переживає важливі зміни, які стосуються також і системи автоматизації ПС – SAS (Substation Automation System). Результатом технологічного прогресу стали елементи конфігурації і документування в системі збору даних. Головною вимогою до системи збору даних є здатність мікропроцесорних електронних пристроїв до обміну

технологічними та сервісними даними. Основними вимогами до системи є:

- високошвидкісний обмін даними мікропроцесорних електронних пристроїв між собою (одноранговий зв'язок);

- прив'язка до локальних обчислювальних систем (ЛОС) ПС;

- висока надійність, швидкодія, відповідність стандартам [1, 3].

За останнє десятиріччя різко зросло використання "цифрових" інформаційних даних. Виникла необхідність у створенні нової інформаційної моделі комунікації для автоматичного управління великою кількістю пристроїв і зв'язку різних пристроїв один з одним, у тому числі в галузі електроенергетики. Таку модель було розроблено і стандартизовано відповідно до міжнародного стандарту IEC 61850 (Communication networks and systems in substations – Мережі та системи зв'язку на підстанціях), який став основою для створення ЦПС і одним з ключових елементів інтелектуальних електроенергетичних систем, який виводить на новий рівень управління технологічними процесами передавання і розподілу електроенергії [17, 18].

Метою статті є розгляд переваг при застосуванні цифрових систем управління з використанням IEC 61850 та аналіз поетапного переходу від класичної ПС до цифрової ПС.

Виклад основного матеріалу. Під терміном «цифрова підстанція» мається на увазі автоматизована ПС, обладнана взаємодіючими в режимі єдиного часу цифровими інформаційними і керуючими системами, яка функціонує без присутності постійного чергового персоналу [17–19]. ЦПС має високий рівень автоматизації, в ній практично всі процеси інформаційного обміну між елементами ПС, а також управління роботою ПС здійснюються в цифровому вигляді на основі стандартів серії IEC 61850. ЦПС 110–220 кВ або вузлова ЦПС з вищою напругою 35 кВ, від РП СН і НН від якої електрична енергія розподіляється по електричній мережі називається – цифровим живлячим центром. Також до ЦПС належить цифрова електрична мережа. Її можливо охарактеризувати як організаційно-технічне об'єднання електричних мережних об'єктів, оснащених цифровими системами вимірювання параметрів режиму мережі, моніторингу стану обладнання та ліній електропередачі, захисту та протиаварійної автоматики, мережевого і об'єктового управління, інформаційний обмін між якими здійснюється за єдиними протоколами із забезпеченням синхронізації за часом рис. 1, б [19].

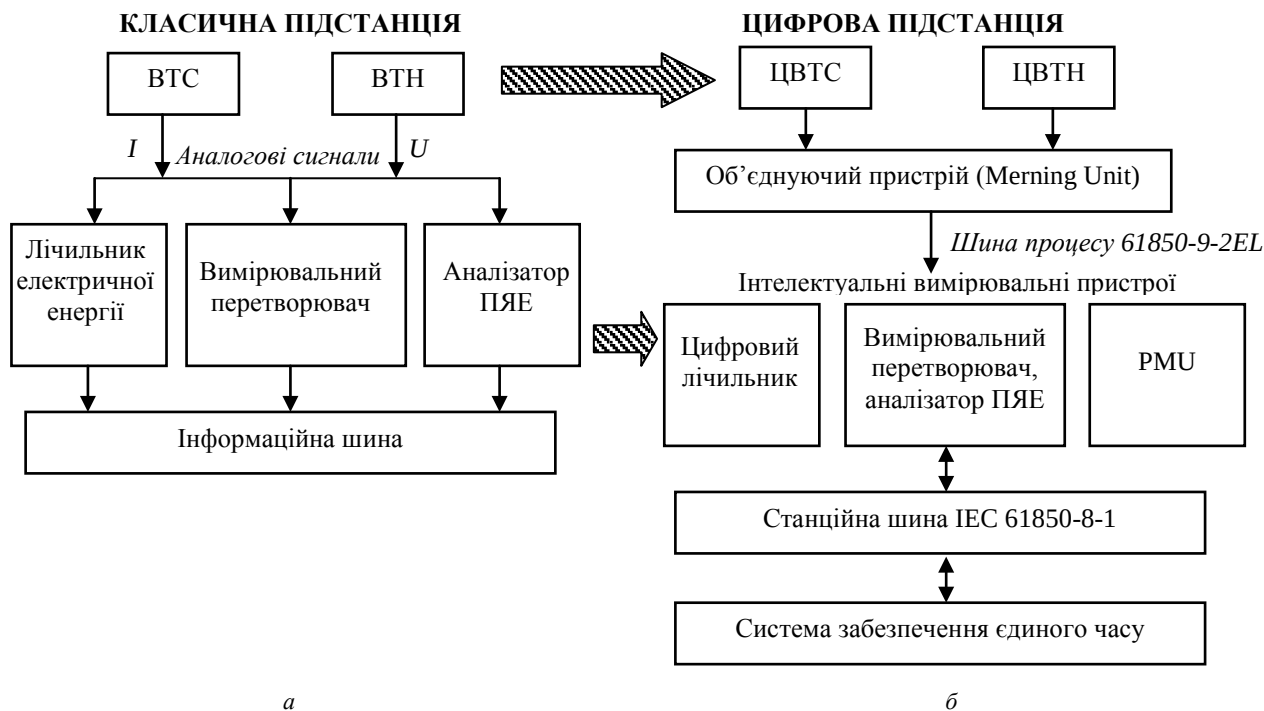


Рис. 1. Підстанції:
а – класична; б – цифрова

На рис. 1, а і б зображені класична і цифрова підстанції з вимірювальними трансформаторами струму (ВТС), вимірювальними трансформаторами напруги (ВТН). Для спрощення рисунку не показані пристрої релейного захисту та автоматики (РЗА), що входять в склад ПС. В ЦПС відповідно, цифрові ВТС (ЦВТС), цифрові ВТН (ЦВТН). В обох ПС наявний аналізатор показників якості електроенергії (ПЯЕ).

Головними перевагами ЦПС є:

- висока надійність та якість передачі сигналів. Здатність глибокої самодіагностики цифрових пристроїв забезпечує максимальну життєздатність ПС. Будь-яке погіршення працездатності фіксуються в режимі реального часу;

- наявність цифрової обробки сигналів;
- відсутність насичення та ферорезонансу в цифрових перетворювачах;
- відсутність впливу силового обладнання на вторинні кола;

- мала кількість кабельно-провідникової продукції. Цифрова реалізація допомагає зменшити фізичний розмір ПС і навіть переміщати роботи по конфігурації і тестуванню при прийнятно-здавальних випробуваннях на енергетичне підприємство;

- відсутність мастиля, целюлози та елегазу;
- низькі затрати на монтаж та експлуатацію устаткування;

- оптимізація роботи. Аналіз який виконується цифровими схемами ПС дозволяє проводити ретельний моніторинг обсягу даних, що надходять з станційного устаткування, щодо його проектних рівнів;

- скорочення витрат на обслуговування. ЦПС

детально відслідковує всі процеси що відбуваються в обладнанні. Інтелектуальні системи аналізу даних надають рекомендації з технічного обслуговування і ремонту. Це дозволяє переходити на прогностичне або надійно-орієнтоване обслуговування, уникаючи незапланованих простоїв і надзвичайних витрат на ремонт.

- покращені комунікаційні можливості, обмін даними між інтелектуальними пристроями, як всередині, так і між міжрегіональними ПС, оптимізований через Ethernet. Якісні локальні і глобальні блоки контролю дозволяють проводити обмін даними на ПС, а також між ПС. Прямі зв'язки між ПС, без необхідності транзиту через центр управління, зменшують час реагування [5, 19].

Архітектура ЦПС. Робота ЦПС заснована на архітектурі, яка дозволяє проводити експлуатаційні вимірювання в реальному часі за даними від первинної системи. Ці дані отримуються за допомогою датчиків, вбудованих в первинну систему.

Рівень процесу. Обмін між пристроями, відбувається за результатами вимірювань що базуються на "шині процесу" (рис. 1). Найголовніше в тому, що інтелектуальні пристрої та системи можуть відразу обробити ці оперативні дані в межах ПС [20].

Прописавшись як клієнти потоку даних по шині процесу Ethernet, інформація від енергетичної системи доводиться набагато більш ефективно, до рівня центральних терміналів, ніж в звичайних дротових схемах. Обмін даними відбувається за результатами вимірювань за допомогою шини процесу (рис. 1, б). Найголовніше в тому, що інтелектуальні пристрої спільно з пристроями ПС, (реле захисту, реєстратори, блоки вимірювання векторів (фаз), контролери

терміналів, багатофункціональні контролери або керуючі пристрої), можуть відразу обробити оперативні дані.

Шина процесу також здійснює зв'язок, через який інформація від первинного, вуличного обладнання йде назад до апаратури контролю станції – вона забезпечує зворотний зв'язок на ПС. У повністю цифровій архітектурі, керуючі команди (команди оператора, спрацювання захисту) також направляються на первинні пристрої через шину процесу, в протилежному напрямку [20].

Шина процесу, таким чином, підтримує термінове обслуговування.

Рівень інтелектуальних електронних пристроїв. Пристрої між шиною процесу і станційною шиною історично визначені як "вторинне обладнання". У ЦПС, ці пристрої є інтелектуальними вимірювальними пристроями (рис. 1, б), які взаємодіють з потоками через шину процесу, і також з пристроями в стійках терміналів, з іншими терміналами, і цифровою системою управління через шину станції.

Рівень об'єктів контролю станції. Цифрова шина ПС (станційна шина рис. 1, б), набагато більша, ніж традиційна SCADA шина, так як дозволяє кільком клієнтам обмінюватися даними, вона підтримує рівноправну взаємодію пристроїв, а також обмін між ПС. Найчастіше використовуються для високошвидкісного обміну бінарною інформацією протокол GOOSE [17, 18].

Перехід до цифрової ПС. Якщо електростанція знаходиться у віддаленому районі, інноваційним буде використання ЦПС, що дозволяє обслуговувати установки для виробництва електроенергії в цифровому режимі без участі фахівців. Використовуючи надійну операційну систему, яка поєднує в собі нові розробки в області аналізу даних, підключення та кібербезпеки з перевіреними можливостями віддаленого обслуговування і оптимізації. Наприклад, якщо наявні навантаження які швидко змінюються, пов'язані з не запланованим виробництвом енергії, то вони впливають на навантаження трансформатора. При великому навантаженні трансформатор перегрівається. Якщо ПС є цифровою, датчик повідомляє про це, вимірявши температуру масла і струм обмотки, направляє результати на сервер. Це дозволяє уникнути пошкодження, аж до відключення живлення. Навіть в разі збою сенсора швидко з'ясовується, де знаходиться даний пристрій. Особливо важливо це у віддалених районах. Сервісні інженери негайно реагують і тим самим знижують ризик відключення. Віддалений контроль, моніторинг стану і діагностики, продовжує термін експлуатації і служби. Віртуальне управління пропонує більш високу доступність і надійність, поряд з підвищеною експлуатаційною гнучкістю [3].

Побудова ЦПС передбачає:

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

основного обладнання.

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 [3].

При цьому питання інтеграції складних видів електротехнічного обладнання і, в першу чергу, силових трансформаторів, автотрансформаторів і шунтуючих реакторів, комплектних розподільчих установок елегазових (КРУЕ), вимикачів розглядаються в контексті функцій самостійного аналізу даних і самодіагностики. Передбачається, що в "розумних" мережах з необслуговуваними ПС буде встановлено "інтелектуальні" трансформатори, під якими розуміються трансформатори, які забезпечують максимально можливий контроль стану всіх систем (активної частини, масла, вводів, системи охолодження, регулювання під навантаженням (РПН), технологічних захистів), самодіагностику і видачу рекомендацій щодо подальших дій у разі появи пошкодження, яке розвивається, або його ненормованого впливу на трансформатор.

Варіант побудови ЦПС для реконструйованих об'єктів. Одночасний перехід на цифрову передачу даних в рамках всього об'єкта є досить складним завданням. Для частково реконструйованих і розширюваних ПС використовується 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) [3].

Перехід до ЦПС 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 (рис. 2). Протокол, описаний в IEC 61850-8-1, для передачі даних за технологією «видавець-передплатники», призначений для передачі широкомовних повідомлень (дискретних сигналів) про події на ПС [3, 17, 18].

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.

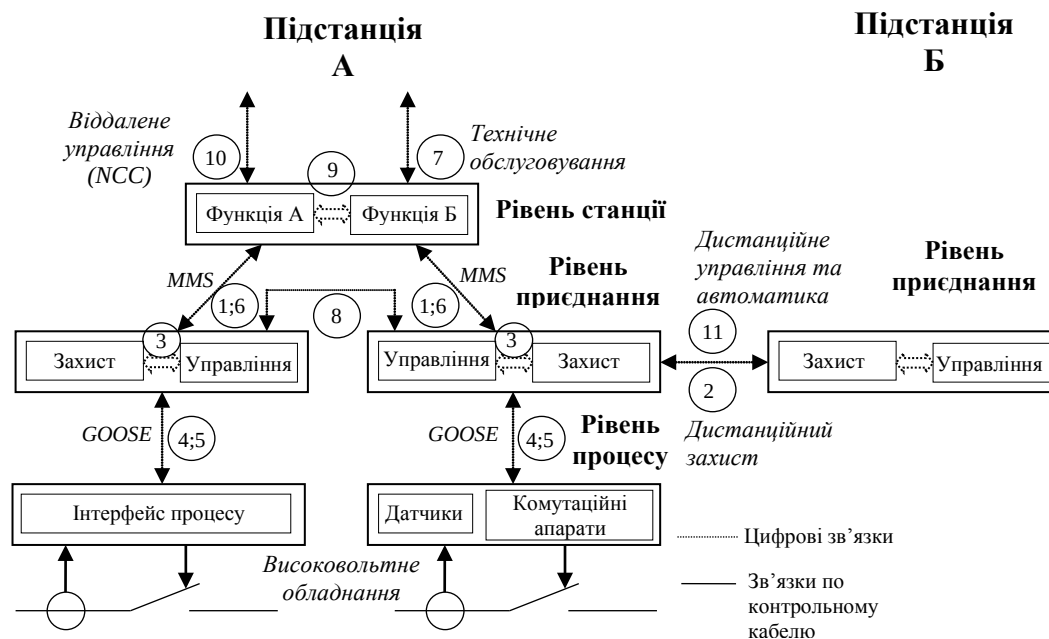


Рис. 2. Архітектура системи зв'язку між двома ЦПС

В подальшому перейти до використання MMS (Manufacturing Message Specification) – протокол, описаний в IEC 61850-8-1, для передачі даних за технологією «клієнт-сервер», який використовується для обміну даними, результатами вимірювань, діагностичними повідомленнями, передачі команд управління та інших цілей [3].

Перша глава стандарту випущена у вигляді технічного звіту і служить введенням в серію стандартів IEC 61850. У розділі описані базові принципи, покладені в основу системи автоматизації, що працює відповідно до IEC 61850. Першою главою стандарту визначена тривінева архітектура системи автоматизації, що включає рівень процесу, рівень приєднання і рівень станції. Спочатку стандартом була визначена лише система автоматизації в рамках одного об'єкта і зв'язок між декількома ПС не був включений до моделі. Пізніше модель була розширена та описана другою редакцією стандарту, де передбачені також зв'язки між ПС у середині кожного з рівнів. Між рівнями описана структура інформаційного обміну. Перелік інтерфейсів і їх призначення приведених на рис. 2: 1 – обмін сигналами функцій захисту між рівнями приєднання і станції; 2 – обмін сигналами функцій захисту між рівнем приєднання одного об'єкта і рівнем приєднання суміжного об'єкта; 3 – обмін даними в рамках рівня приєднання; 4 – передача миттєвих значень струму і напруги від вимірювальних перетворювачів (рівень процесу) пристроям рівня приєднання; 5 – обмін сигналами функцій управління обладнанням рівня процесу і рівня приєднання; 6 – обмін сигналами функцій управління між рівнем приєднання і рівнем станції; 7 – обмін даними між рівнем станції і віддаленим робочим місцем інженера; 8 – прямий обмін даними між приєднаннями, зокрема, для реалізації швидкодіючих функцій, таких як

оперативне блокування; 9 – обмін даними в рамках рівня станції; 10 – обмін сигналами функцій управління між рівнем станції і віддаленим диспетчерським центром; 11 – обмін сигналами функцій управління між рівнями приєднання двох різних об'єктів, наприклад, дискретними сигналами для реалізації оперативного блокування або іншої автоматики [3, 17, 18].

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 установлення нових вимірювальних трансформаторів струму і напруги, які працюють 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 [3].

На останньому етапі здійснюються заміна первинного обладнання енергооб'єкта, а також модернізація інших систем: щит постійного струму, щит власних потреб, впроваджуються системи діагностики первинного обладнання тощо.

Висновки. Авторами статті 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.

Поетапний перехід від класичної до цифрової підстанції, яка базується на ІЕС 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 літератури

1. *Стан і перспективи розвитку технологій «інтелектуальних» електромереж, управління попитом та систем режимного управління в умовах розвитку поновлювальних джерел енергії у зарубіжній енергетичній сфері*. Київ: НППР ОЕС України, відділ інформаційно-аналітичної роботи департаменту міжнародного співробітництва та євроінтеграції, 2018. 122 с.
2. *Диджиталізація в енергетичному секторі*. URL: <https://avenston.com/articles/digitalization-in-the-energy-sector/> (дата звернення: 15.01.2021).
3. *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.
4. Ровных Е. А. Цифровая экономика. Инструменты стимулирования производства инновационных товаров. *Компетентность*. 2017. № 9–10/150–151. С. 4–12.
5. *Цифровая энергетика и виртуальные электростанции*. URL: <https://www.elec.ru/articles/cifrovaya-energetika-i-virtualnye-elektrostantsii/> (дата звернення: 15.01.2021).
6. Holbach J., Rodriguez J., Wester C., Baigent D., Frisk L., Kunsman S., Hossenlopp L. Status on the first IEC 61850 based protection and control, multi-vendor project in the United States. *Power systems conference: advanced metering, protection, control, communication, and distributed resources*. (13–16 March 2007, Clemson). Clemson, 2007. P. 254–277.
7. Bautista Flores J., Garcia-Colon V. R., Melendez Roman C. G., Robles Ramirez E., Rasgado Casique J. P. First multivendor 400 kV transmission line protection scheme using an IEC 61850-9-2 digital network for optical CT's and protection relays. *CIGRE Session*. (26–31 August 2012, Paris).
8. Brunner C. IEC 61850 & Smart Grids. *PAC World Magazine*. 2013.
9. *European Smart Grids Technology Platform*. URL: http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/smartgrids_en.pdf (дата звернення: 19.01.2021).
10. Быковская Е. Н., Харчилава Г. П., Кафиятуллина Ю. Н. Современные тенденции цифровизации инновационного процесса. *Управление*. 2018. № 1 (19). С. 38–43.
11. Кириленко О. В., Буткевич О. Ф., Денисюк С. П., Левітський В. Г., Рибина О. Б. Інформатизація та інтелектуалізація систем керування в електроенергетиці: деякі підсумки за останні роки. *Технічна електроенергетика*. 2007. № 3. С. 51–58.
12. Балашов О. В. Информационная безопасность в интеллектуальных электроэнергетических сетях. *Энергоэксперт*. 2016. № 1. С. 77–79.
13. Белогорьев А. М., Бушуев В. В., Громов А. И., Куричев Н. К., Мастепанов А. М., Троицкий А. А. *Тренды и сценарии развития мировой энергетики в первой половине XXI века*. Москва: ИД «Энергия», 2011. 68 с.
14. Гриб О. Г., Сендерович Г. А., Дяченко О. В., Карпалюк І. Т., Швець С. В. Аналіз перспектив розвитку цифрової енергетики в Україні. *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Hydraulic machines and hydraulic units*. Kharkiv: NTU "KhPI". 2020. No. 1. P. 85–90. doi: 10.20998/2411-3441.2020.1.12
15. Ткаченко В. В. Оцінка кібербезпеки Smart Grid систем. *Zenodo*. Київ, 2019. С. 113–119.
16. Сокол Е. И., Гриб О. Г., Белов Н. С., Гапон Д. А., Шевченко С. Ю. Сетецентрическое диспетчерское управление в электроэнергетике. *Вісник НТУ «ХПІ»*. Харків: НТУ «ХПІ». 2015. № 12 (1121). С. 18–21.
17. *Обзор стандарта МЭК 61850*. URL: [http://cons-systems.ru/m-k-](http://cons-systems.ru/m-k-61850)

61850 (дата обращения: 26.01.2021).

18. *Стандарт підприємства загальні технічні вимоги до автоматизованих систем керування технологічними процесами підстанцій 220-750 кВ ОЕС України*. Київ: НЕК Укренерго, 2018. 46 с.
19. Сопель М. Ф., Денисюк С. П., Сподинський О. В., Цифрова підстанція. Переваги та особливості. *Праці Інституту електродинаміки НАН України: зб. наук. пр.* Київ: ІЕД НАНУ. 2011. № 30. С. 14–17.
20. *HardFiber – шина процесу згідно МЭК 61850. Брошура GE Multilink*. URL: http://gedigitalenergy.com/products/brochures/HardFiber_ru (дата звернення: 20.01.2021).

References (transliterated)

1. *Stan i perspektivy rozvytku tekhnolohiy «intelektual'nykh» elektromerezh, upravlinnya popytom ta system rezhymnoho upravlinnya v umovakh rozvytku ponovlyuvalnykh dzhерel enerhiyi u zarubizhnyy enerhetychnyy sferi* [Status and prospects of development of technologies of "intelligent" power grids, demand management and regime management systems in the conditions of development of renewable energy sources in the foreign energy sphere]. Kyiv, NPTsR OES Ukrayiny, viddil informatsiyno-analitychnoyi roboty departamentu mizhnarodnoho spivrobitnytstva ta yevrointegratsiyi Publ., 2018. 122 p.
2. *Dydzhyalizatsiya v enerhetychnomu sektori* [Digitization in the energy sector]. Available at: <https://avenston.com/articles/digitalization-in-the-energy-sector/> (accessed 15.01.2021).
3. *Analiz zarubizhnoyi praktyky vprovadzhennya avtomatyzovanykh system upravlinnya tekhnolohichnykh protsesamy v elektroenerhetytsi* [Analysis of foreign practice of introduction of automated control systems of technological processes in electric power industry]. Kyiv, Naukovo-tekhnichnyy tsentr elektroenerhetyky, viddil informatsiyno-analitychnoho zabezpechennya zarubizhnoyu informatsiyeyu VP NTTSE DP "NEK Ukrenerho" Publ., 2014. 124 p.
4. Rovnykh E. A. Tsifrovaya ekonomika. Instrumenty stimulirovaniya proizvodstva innovatsionnykh tovarov [The digital economy. Tools to stimulate the production of innovative products]. *Kompetentnost'*. 2017, no. 9–10/150–151, pp. 4–12.
5. *Tsifrovaya energetika i virtual'nye elektrostantsii* [Digital power and virtual power plants]. Available at: <https://www.elec.ru/articles/cifrovaya-energetika-i-virtualnye-elektrostantsii/> (accessed 15.01.2021).
6. Holbach J., Rodriguez J., Wester C., Baigent D., Frisk L., Kunsman S., Hossenlopp L. Status on the first IEC 61850 based protection and control, multi-vendor project in the United States. *Power systems conference: advanced metering, protection, control, communication, and distributed resources*. (13–16 March 2007, Clemson). Clemson, 2007. P. 254–277.
7. Bautista Flores J., Garcia-Colon V. R., Melendez Roman C. G., Robles Ramirez E., Rasgado Casique J. P. First multivendor 400 kV transmission line protection scheme using an IEC 61850-9-2 digital network for optical CT's and protection relays. *CIGRE Session*. (26–31 August 2012, Paris).
8. Brunner C. IEC 61850 & Smart Grids. *PAC World Magazine*. 2013.
9. *European Smart Grids Technology Platform*. Available at: http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/smartgrids_en.pdf (accessed 19.01.2021).
10. Bykovskaya E. N., Kharchilava G. P., Kafiyatullina Yu. N. Sovremennyye tendentsii tsifrovizatsii innovatsionnogo protsesssa [Modern trends in the digitalization of the innovation process]. *Upravlenie*. 2018, no. 1 (19), pp. 38–43.
11. Kyrylenko O. V., Butkevych O. F., Denysyuk S. P., Levit's'ky V. H., Rybina O. B. Informatyizatsiya ta intelektualizatsiya system keruvannya v elektroenerhetytsi: deyaki pidsumky za ostanni roky [Informatization and intellectualization of control systems in electric power industry: some results for the last years]. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2007, no. 3, pp. 51–48.
12. Balashov O. V. Informatsionnaya bezopasnost' v intelektual'nykh elektroenergeticheskikh setyakh [Information security in smart electric networks]. *Energoekspert*. 2016, no. 1, pp. 77–79.
13. Belogor'ev A. M., Bushuev V. V., Gromov A. I., Kurichev N. K., Mastepanov A. M., Troitskiy A. A. *Trendy i stsennarii razvitiya mirovoy energetiki v pervoy polovine XXI veka* [Trends and scenarios for the development of world energy in the first half of the

- XXI century]. Moscow, Energiya Publ., 2011. 68 p.
14. Hryb O. H., Senderovych H. A., Dyachenko O. V., Karpalyuk I. T., Shvets' S. V. Analiz perspektyv rozvytku tsyfrovoyi enerhetyky v Ukraini [Analysis of digital energy development prospects in Ukraine]. *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Hydraulic machines and hydraulic units*. Kharkiv, NTU "KhPI" Publ., 2020, no. 1, pp. 85–90. doi: 10.20998/2411-3441.2020.1.12
15. Tkachenko V. V. Otsinka kiberbezpeky Smart Grid system [Estimation of cybersecurity of Smart Grid systems]. *Zenodo*. Kyiv Publ., 2019, pp. 113–119.
16. Sokol E. I., Grib O. G., Belov N. S., Gapon D. A., Shevchenko S. Yu. Setetsentricheskoe dispetcherskoe upravlenie v elektroenergetike [Network-centric dispatching management in electric power industry]. *Visnyk NTU "KhPI"* [Bulletin of the National Technical University "KhPI"]. Kharkiv, NTU "KhPI" Publ., 2015, no. 12 (1121), pp. 18–21.
17. *Obzor standarty MEK 61850* [Review of the IEC 61850 standard]. Available at: <http://cons-systems.ru/m-k-61850> (accessed 26.01.2021).
18. *Standart pidpryyemstva zahal'ni tekhnichni vymohy do avtomatyzovanykh system keruvannya tekhnolohichnykh protsesamy pidstantsiy 220-750 kV OES Ukrainy* [Enterprise standard general technical requirements for automated process control systems of 220-750 kV substations of UES of Ukraine]. Kyiv, NEK Ukrenerho Publ., 2018. 46 p.
19. Sopel' M. F., Denysyuk S. P., Spodyns'kyi O. V., Tsyfrova pidstantsiya. Perevahy ta osoblyvosti [Digital substation. Advantages and features]. *Pratsi Instytutu elektrodynamiky NAN Ukrainy: zb. nauk. pr.* [Proceedings of the Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine: a collection of scientific papers]. Kyiv, IED NANU Publ., 2011, no. 30, pp. 14–17.
20. *HardFiber – shyna protsesu z-hidno MEK 61850. Broshura GE Multilink* [HardFiber – process bus according to IEC 61850. GE Multilink brochure]. Available at: http://gedigitalenergy.com/products/brochures/HardFiber_ru (accessed 20.01.2021).

Надійшла (received) 04.02.2021

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Гриб Олег Герасимович (Гриб Олег Герасимович, Hryb Oleh) – доктор технічних наук, професор, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», завідувач кафедри «Автоматизація та кібербезпека енергосистем»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4758-8350>; e-mail: oleg47gryb@gmail.com

Сендерович Геннадій Аркадійович (Сендерович Геннадий Аркадьевич, Senderovich Gennady) – доктор технічних наук, професор, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», професор кафедри «Автоматизація та кібербезпека енергосистем»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5823-5692>; e-mail: sengennadii@gmail.com

Дяченко Олександр Васильович (Дяченко Александр Васильевич, Diachenko Oleksandr) – кандидат технічних наук, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», старший викладач кафедри «Автоматизація та кібербезпека енергосистем»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7232-6585>; e-mail: diachenko.a.v@ukr.net

Швець Сергій Вікторович (Швец Сергей Викторович, Shvets Serhii) – кандидат технічних наук, доцент, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», доцент кафедри «Автоматизація та кібербезпека енергосистем»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3716-141X>; e-mail: se55sh32@gmail.com

Ярова Інна Сергіївна (Яровая Инна Сергеевна, Yarova Inna) – Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», магістр, завідувач лабораторією кафедри «Автоматизація та кібербезпека енергосистем»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3716-5987>; e-mail: yarovaya.inna75@gmail.com