

ДМИТРЕНКО ОЛЕКСАНДР ОЛЕКСІЙОВИЧ ✉ – кандидат технічних, доцент, доцент кафедри автоматизації енергосистем, Національний технічний університет України «Київський політехнічний університет імені Ігоря Сікорського»; м. Київ, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6687-4523>; e-mail: dmytrenko_a@ukr.net.

ЦЕНТРАЛІЗОВАНІ ТА ДЕЦЕНТРАЛІЗОВАНІ СИСТЕМИ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ

Світовий ринок пристроїв релейного захисту в цілому, та України, зокрема, складається з застарілих захистів (електромеханічних, мікроелектронних) та кількох поколінь мікропроцесорних. Цифрові захисти за останні 40 років пройшли значну еволюцію від простих однофункціональних пристроїв до потужних багатофункціональних комплексів, які повністю відповідають вимогам до обладнання цифрової підстанції. Але в будь-якому випадку такі пристрої виконують функції захисту (частково або повністю) лише для одного приєднання. Тобто пануючою на даний момент часу є децентралізована концепція побудови системи релейного захисту цифрової підстанції. Існує концепція централізованого релейного захисту електричної підстанції, де функції обробки інформації та прийняття рішень зосереджені на одному або кількох центральних вузлах, що дозволяє приймати координовані рішення щодо захисту всієї підстанції, а не окремих приєднань. Дана концепція передбачає отримання всієї дискретної та аналогової інформації в цифрових кодах з зовнішніх вимірювальних пристроїв. Завданням статті є порівняльний аналіз ефективності, надійності обох підходів, визначити їх переваги та недоліки на сучасному етапі і на перспективу. Результати аналізу показали, що на сучасному етапі розвитку цифрової та комунікаційної техніки задовільні результати у застосуванні централізованого підходу можуть бути досягнуті на невеликих підстанціях розподільної мережі. Для підстанції вищих рівнів напруги і більшої складності на сьогодні застосувати централізований підхід поки-що неможливо. Як з позицій недостатньої потужності існуючої цифрової техніки, так і з позицій надійності. Варіанти роздроблення центрального керуючого вузла на кілька по групах приєднань є більш життєздатними, але, в той же час, гібридними. Питання широко обговорюється світовими спеціалістами релейного захисту і виробниками відповідного обладнання та залишається дискусійним.

Ключові слова: релейний захист; цифрова підстанція; мікропроцесорний пристрій релейного захисту та автоматики.

Вступ. Централізований підхід до організації релейного захисту (РЗ) електричної підстанції (ЕП) – це перспективна концепція, яка має ряд переваг у порівнянні з традиційним децентралізованим підходом. Але, в той же час, має і ряд недоліків. Доцільність застосування централізованого підходу, для якого рівня складності електричної підстанції, і на яких рівнях напруги є питанням дискусійним, що активно обговорюється світовими спеціалістами РЗ та виробниками відповідного обладнання [1, 2].

Сучасна децентралізована концепція релейного захисту (ДРЗ) передбачає виконання системи РЗ на основі окремих повністю автономних багатофункціональних мікропроцесорних пристроїв релейного захисту та автоматики (МП РЗА), які самостійно забезпечують функції обробки інформації та прийняття рішень. Кожен з них – окремий пристрій, який у випадку традиційного та напівцифрового варіантів має свій внутрішній блок вимірювання аналогових сигналів, а у випадку новітнього цифрового варіанту (цифрова підстанція) – не має і отримує частину дискретних сигналів і величини аналогових сигналів в цифровому коді з зовнішніх вимірювальних пристроїв. Для стандартної ЕП кількість таких пристроїв знаходиться в діапазоні від десятка (3, 6, 10 кВ) до кількох сотень (330, 750 кВ). Надійність, швидкодія захистів за даною концепцією (традиційний та напівцифровий підходи) достатньо високі, підтверджені багаторічним успішним досвідом експлуатації.

Концепція централізованого релейного захисту (ЦРЗ) передбачає таку архітектуру побудови, де функції обробки інформації та прийняття рішень зосереджені на одному або кількох центральних вузлах, що дозволяє приймати координовані рішення щодо захисту всієї підстанції, а не окремих приєднань. В якості

центрального вузла може використовуватись або спеціальний контролер, або промисловий комп'ютер (ЦПК РЗА) з відповідним програмним забезпеченням, яке реалізує всі необхідні функції обробки аналогової та дискретної інформації, релейного захисту всієї ЕП (або частини). ЦРЗ передбачає отримання всієї дискретної та аналогової інформації в цифрових кодах з зовнішніх вимірювальних пристроїв. Для стандартної ЕП кількість ЦПК – один або два (основний та резервний) [3–5].

На сьогодні ЕП, де система РЗ реалізована за концепцією ЦРЗ – одиниці. Всі на рівні невеликих об'єктів розподільних мереж, де результат задовільний. Очевидно, що життєздатність ЦРЗ на великих об'єктах вищих рівнів напруги може бути доведена тільки після їх реального впровадження в майбутньому. Але вже зараз ми можемо наближено розглянути їх переваги та недоліки.

Мета статті. Провести порівняльний аналіз ефективності, надійності обох підходів, визначити їх переваги та недоліки на сучасному етапі і на перспективу.

Історичні передумови виникнення концепції ЦРЗ. Вперше ідея використати цифрову техніку для РЗ виникла ще до 1970 р. одночасно з появою перших електронних обчислювальних машин (ЕОМ) [6]. Основною є концепція централізованої підстанційної ЕОМ із резервуванням як процесорів, так і периферії, на яку покладаються усі функції РЗ на ЕП і на яку від кожного приєднання надходять всі аналогові (від трансформаторів струму та напруги) та дискретні (від комутаційного обладнання) сигнали. Дана концепція не увінчалася успіхом, із-за недостатньої надійності, невисокої продуктивності при послідовній обробці аналогової інформації і, як наслідок недостатньої



швидкодії РЗ, широке поширення ці системи не отримали.

З розвитком цифрової техніки перевагу отримав «острівний» принцип організації РЗ у 1970-ті роки, який відрізняється від попереднього виділення окремих міні-ЕОМ для груп устаткування, наприклад, для кожного рівня напруги або для кількох схожих приєднань. З урахуванням недоліків фактично тих же недоліків даний підхід також не знайшов реального застосування.

Надалі (після 1980 р.), з появою мікропроцесорів, були розроблені та широко впроваджені в експлуатацію спочатку однофункціональні, потім багатфункціональні цифрові реле захисту.

Сучасні концепції ДРЗ. Розвиток мікропроцесорної техніки та периферії дозволили реалізувати концепцію традиційного ДРЗ. Весь процес отримання аналогової та дискретної інформації забезпечувався за допомогою довгих мідних кабелів, локальна мережа, де функціонували різноманітні протоколи обміну, на функції РЗ не впливала зовсім, а використовувалась для зв'язку з автоматизованою системою керування технологічними процесами (АСК ТП) та для дистанційного налагодження. Але наявність різноманітних протоколів обміну інформації в МП РЗА різних виробників привела до необхідності застосування на одній ЕП кількох АСК ТП тих же виробників, що значно ускладнювало процес технічної експлуатації і суттєво збільшувало економічні витрати при реалізації дистанційного моніторингу та керування. За кордоном прийнято було наступний підхід – на одній ЕП встановлюються МП РЗА одного виробника і, відповідно, АСК ТП цього ж виробника. В Україні, де на одній ЕП рівня 110 кВ і вище застосовуються МП РЗА різних виробників (від 3-х і більше), ця проблема, в значній мірі, компенсувалась шляхом застосування вітчизняних АСЗІ МП, які мали можливість підтримувати процес обміну інформацією з усіма закордонними та вітчизняними МП РЗА [7, 8].

Розробка останніми десятиліттями та впровадження нових стандартів (IEC 61850, IEEE 1588 та ін.), оптичних трансформаторів струму (ОПТ), перетворювачів аналогових сигналів напруги та струму від вимірювальних трансформаторів у цифрові дані (merging unit (MU)), мережевого обладнання (комутаторів, перетворювачів інтерфейсів), синхронізаторів, які працюють з використанням вказаних стандартів дозволило модернізувати традиційну ДРЗ в напівцифрову, тобто ту, де вимоги до цифрової підстанції реалізовано частково (рис. 1), та реалізувати концепцію цифрової ДРЗ (рис. 2), яка повністю задовольняє вимогам цифрової підстанції [8–11].

Інтеграція стандарту IEC 61850 привела до перетворення локальної мережі напівцифрового ДРЗ в підстанційну шину, на яку окрім вищевказаних функцій, покладаються тепер додаткові задачі. А саме – передача блокувань між МП РЗА, GOOSE-команд. Помітно, що напівцифровий та цифровий ДРЗ відрізняються наявністю в останньому шини процесу,

MU та відсутністю в МП РЗА вимірювальних блоків. Аналогова інформація, перетворена в цифрові коди, поступає та зберігається в єдиному підстанційному хмарному середовищі і стає доступною по шині процесу будь-якому МП РЗА даної ЕП. Тобто, ці зміни завершують перехід до «цифрової підстанції». Окрім вимог до якісного виконання безпосередньо функцій РЗ, обидва варіанти повинні реалізовувати високі вимоги до мережевого обладнання, оптично-кабельної мережі, синхронізації. Причому, якщо в напівцифровому варіанті повний вихід з ладу мережі не приведе до блокування більшості функцій РЗ, то у випадку цифрового підходу блокуються всі функції захисту. Тобто, система РЗ це вже не просто сукупність узгоджених між собою МП РЗА, а єдиний комплекс, що включає в себе значну кількість пристроїв з різними задачами – МП РЗА, МУ, блоки входів-виходів, з'єднаних в систему шинами процесу та підстанційною шиною.

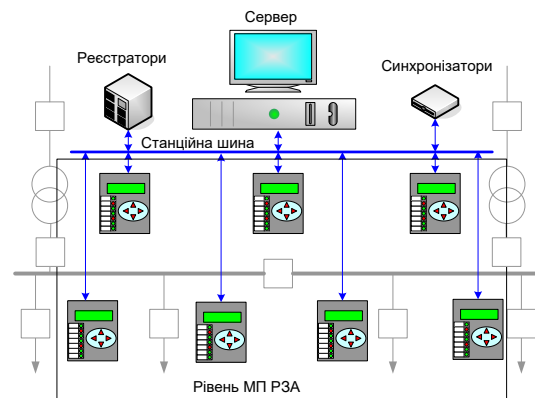


Рисунок 1 – Реалізація напівцифрового ДРЗ

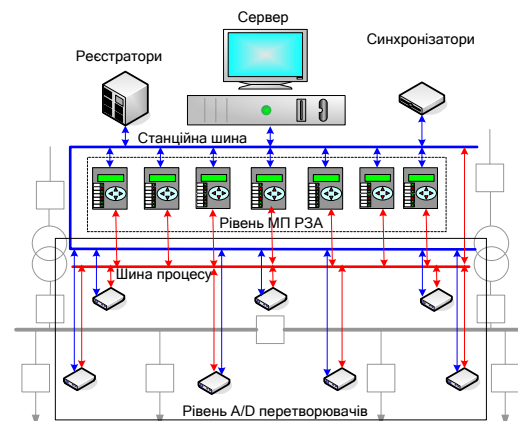


Рисунок 2 – Реалізація цифрового ДРЗ

На даний момент в Україні переважна більшість ДРЗ – традиційні, останніми двома десятиліттями активно впроваджувались напівцифрові ДРЗ. Досвід впровадження цифрових ДРЗ обмежується поодинокими випадками. Але у всьому світі спостерігається тенденція до переходу саме до цифрових підстанцій, тобто до цифрового ДРЗ. Тому і переваги та недоліки у порівнянні з традиційним типом розглянемо саме для нього (табл. 1).

Таблиця 1 – Переваги та недоліки ДРЗ

№	Переваги цифрового ДРЗ	Недоліки цифрового ДРЗ
1	За рахунок використання ОПТ або МУ та шини процесу всі виміри доступні будь-якому мікропроцесорному пристрою, включеному в цю мережу, у т.ч. і МП РЗА. Так як ОПТ та МУ розміщуються на ВРП, то електричні кабелі для вимірювання не використовуються взагалі (ОПТ) або є короткими (від трансформатора струму або напруги на ВРП до шафи з МУ там же на ВРП). Далі перетворені в цифровий код аналогові сигнали поступають в польовий комутатор оптично-кабельної мережі. І по основному та резервному мережевих кабелях надходять в комутатор ОПУ. Також цим виключається використання дублюючих довгих електричних кабелів для підключення одного і того-ж виміру до різних пристроїв, наприклад, МП РЗА та реєстратор (тільки для цифрового ДРЗ).	Збільшення послідовних елементів шини вимірювання. Очевидно, що ймовірність відмови ланцюга «ТС – електричний кабель – МП РЗА» значно менша, ніж ланцюга «ТС – електричний кабель – МУ – N x (оптичний кабель – комутатор) – МП РЗА», де N – кількість сегментів локальної мережі від МУ до МП РЗА (тільки для цифрового ДРЗ).
2	Передача GOOSE-команд між МП РЗА та МУ або польовим пристроєм дискретних входів/виходів, перехресні блокування між різними пристроями відбувається по станційній шині цифровими кодами. Т.ч. також повністю виключаються електричні кабелі для передачі дискретної інформації (для напівцифрових та цифрових ДРЗ).	Те ж саме для дискретних сигналів та команд керування.
3	За відсутності вимірювальних блоків та значно меншою кількістю дискретних входів/виходів, МП РЗА отримують більш просту апаратну структуру і, відповідно, меншу вартість (тільки для цифрового ДРЗ).	Підвищені вимоги за температурою для польового обладнання на ВРП – МУ, блоків входів/виходів, комутаторів, блоків живлення. Відповідно, підвищення вартості системи РЗ в цілому.
4		Необхідність синхронізації всіх вимірів (тільки для цифрового ДРЗ).
5		Більш складне та дороге обладнання. Все це обладнання повинно підтримувати стандарти IEC 61850, IEC 62439-3 (PRP/HSR) та EN 62351-8 (синхронізація PTPv2) [12].

Все наведене вище має своїм наслідком суттєве підвищення ефективності функцій РЗ, керування, інформатизації за умови забезпечення надійності при суттєвому зростанню вартості ДРЗ. Значна компенсація вартості досягається на середніх та великих ЕП 110 кВ і вище за рахунок відсутності дорогих довгих мідних кабелів. На невеликих ЕП з невеликою кількістю економія на електричних кабелях буде меншою вартості МУ та обладнання шини процесу. Незважаючи на економічний фактор, переваги при використанні цифрового ДРЗ настільки значні, що доцільність його запровадження у спеціалістів релейного захисту практично не викликає сумнівів. А от можливість використання ЦРЗ, та варіанти його організації, викликають дискусію.

Концепція централізованого підходу до побудови системи релейного захисту. Між цифровим ДРЗ (рис. 2) та ЦРЗ (рис. 3) різниця невелика – рівень МП РЗА заміщується рівнем ЦПК. Початковий підхід досить простий – замість значного числа автономних МП РЗА, кожний з яких виконує ряд функцій РЗ одного приєднання, встановлюється один потужний контролер або промисловий комп'ютер - ЦПК. ЦПК, як і МП РЗА, отримує аналогову та дискретну інформацію в цифровому виді за протоколом IEC 61850 з шини процесу. В ЦПК ця інформація обробляється, відпрацьовуються всі алгоритми РЗ всієї ЕП зі збереженням основних вимог РЗ – селективності та швидкодії. За рахунок псевдопаралельного виконання

різноманітних задач операційним середовищем ЦПК досягається висока швидкодія як обробки інформації, так і виконання функцій РЗ. ЦПК, як і МП РЗА останнього цифрового підходу, в цифровому виді з використанням GOOSE-команд виконує дистанційне керування комутаційним обладнанням. Очевидно, що складність програмного забезпечення такого ЦПК, з урахуванням одночасного виконання багатьох підпрограм захистів з забезпеченням необхідної швидкодії саме в аварійному режимі, надзвичайно велика. Причому, зі зростанням числа приєднань та класу напруги зростає кількість одночасно виконуваних функцій РЗ. У випадку ДРЗ це приводить до збільшення числа МП РЗА. У випадку ЦРЗ збільшується кількість одночасно працюючих псевдопаралельних процесів, що ще більше ускладнює програмне забезпечення і на певному етапі досягається максимум сучасних можливостей цифрової техніки. Але у майбутньому це цілком можливо.

Переваги та недоліки ЦРЗ у порівнянні з цифровим ДРЗ наведені в табл. 2.

Висновки. Сучасний стан застосування ЦРЗ та ДРЗ:

1. На сьогодні найбільше поширення (більше половини випадків) в електричних мережах України здобув традиційний ДРЗ без використання станційної шини. В основному – це ЕП з МП РЗА без протоколу IEC 61850, побудовані в період 1990 – 2010 рр.

Таблиця 2 – Переваги та недоліки ЦРЗ

№	Переваги цифрового ДРЗ	Недоліки цифрового ДРЗ
1	За рахунок заміни десятків або й сотень частково дубльованих дорогих МП РЗА, завжди дубльованих комутаторів на такій же дубльованій станційній шині (згідно протоколу PRP), на хай і надзвичайно дорогих, але тільки двох (або трьох) ЦПК, досягаються значні підвищення надійності (за рахунок зменшення багатьох послідовно з'єднаних елементів) та зниження вартості системи РЗ.	Підвищення вимог по надійності, швидкодії до апаратного забезпечення центрального вузла. Вихід один – застосування резервування ЦПК (дублювання або затроснення) [5, 10].
2	Гнучкість функціонального наповнення. Наприклад, у зв'язку з швидким поширенням відновлюваних джерел енергії, яким притаманна періодичність роботи, є необхідність застосування алгоритмів швидких змін та миттєвих переналаштувань функцій РЗ. Досягти цього в МП РЗА можна тільки частково. ЦРЗ за рахунок більш широких можливостей маневрування програмним забезпеченням дозволяє забезпечити гнучкість без додаткових апаратних затрат і з відносно невеликими програмними.	Надзвичайно складне програмне забезпечення ЦПК, підвищення вимог до його швидкодії. Останнє пов'язано з продуктивністю апаратного забезпечення. Наприклад, зі зростанням складності підстанції на порядки зростають об'єми інформації, що передаються по шині процесу. Сучасні можливості цифрової та комунікаційної техніки вже зараз дозволяють реалізувати ЦРЗ для невеликих підстанцій. Але для середніх та великих ЕП на сьогодні це неможливо.
3		Вимоги до кібербезпеки для ЦПК значно вищі ніж до окремих МП РЗА.

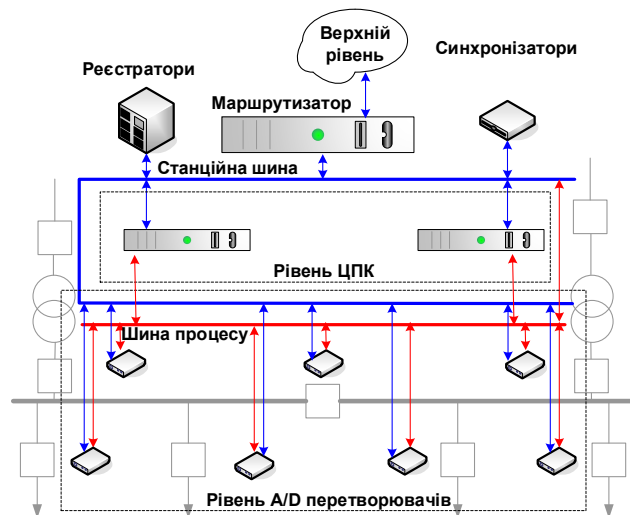


Рисунок 3 – Реалізація ЦРЗ

2. На ЕП України з 2010 р. почав застосовуватись напівцифровий ДРЗ зі станційною шиною та протоколом ІЕС 61850. Ближче до наших днів почали використовувати гаряче резервування за стандартами PRP/HSR, синхронізацію часу згідно стандарту PTPv2, побудову локальної оптично-кабельної мережі за схемами кільця (одинарного та подвійного), дублювання пристроїв.

3. Цифровий ДРЗ з використанням шини процесу за останнє десятиліття досить поширився у всьому світі, зокрема в Європі. В Україні – поодинокі випадки. На даний момент часу, незважаючи на високу вартість і враховуючи всі переваги, цей підхід при модернізації підстанцій або будівництві нових є найбільш пріоритетним, як в Україні, так і в усьому світі.

4. ЦРЗ на сьогодні, в основному, знаходиться на етапі обговорень. Реалізовано кілька пілотних

проектів для відносно невеликих ЕП розподільної мережі з використанням основного та резервного ЦПК. Приклад – підстанція компанії Caruna 110 кВ у Фінляндії з використанням в якості ЦПК контролеру ABB SSC600.

Список літератури

1. Valtari J., Niveri H., Reikko J. Performance analysis of centralized protection and control solution for a distribution substation. *Protection, Automation & Control World Conference 2019 (PACW 2019)*, Glasgow, United Kingdom, 17–20 June 2019.
2. ABB. Centralized protection and control – Enhancing reliability, availability, flexibility and improving operating cost-efficiency of distribution substations. 2022. 23 p.
3. Kreutzer P., Oliveira J., Nogueira V. Virtualization as an enabler for digital substation deployment. *Paris Session 2022*, Paris, France, 28 August – 2 September 2022.
4. 5G wireless communications for smart grid: a PACS case with network slice / Y. Cao et al. *48th CIGRE Session*, Paris, France, 24 August – 3 September 2020.
5. Valtari J. Application of advanced current measurement condition monitoring method with centralized protection and control solution. *CIGRE 2021 - The 26th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*, 20–23 September 2021. 2021. P. 1426–1429. DOI: <https://doi.org/10.1049/icp.2021.1548>.
6. Яндутьський О. С., Дмитренко О. О. Релейний захист. Цифрові пристрої релейного захисту, автоматики та управління електроенергетичних систем. Київ : НТУУ «КПІ», 2016. 103 с.
7. Яндутьський О. С., Дмитренко О. О., Заколяжний В. В. Сумісне використання автоматизованих систем MicroSCADA та ACS1 МП АРГОН в АСУ ТП. *Інформаційні технології та комп'ютерна інженерія*. 2016. № 1 (35). С. 64–68.
8. Дмитренко О. О., Заколяжний В. В. Автоматичне введення резерву магістралі резервного живлення власних потреб атомної електростанції. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2018. № 2. С. 44–50.
9. IEEE Power & Energy Society Power System Relaying Committee Substation Protection Subcommittee Working Group K15. Centralized substation protection and control. IEEE, 2015. 76 p.
10. Valtari J. Centralized architecture of the electricity distribution substation automation - benefits and possibilities : Thesis for the degree of Doctor of Science in Technology. Tampere, 2013. 134 p.
11. de Oliveira e Sousa B., Starck J., Valtari J. Viability assessment for centralised protection and control system architectures in medium voltage (MV) substations. *24th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution (CIGRE 2017)*, Glasgow,

- United Kingdom, 12–15 June 2017. 2017. P. 1531–1534. DOI: <https://doi.org/10.1049/oap-cired.2017.0276>.
12. СОУ НЕК 03.100.0-22:2021. Загальні технічні вимоги до підсистем релейного захисту та протиаварійної автоматики у складі автоматизованих систем управління підстанцій 220 - 750 кВ ОЕС України. Чинний від 2021-02-09. Вид. офіц. Київ : Департамент автоматизації підстанцій Дирекції експлуатації та розвитку мережі НЕК «Укренерго», 2021. 37 с.
- ### References
1. J. Valtari, H. Niveri, and J. Reikko, "Performance analysis of centralized protection and control solution for a distribution substation," in *Protection, Automation & Control World Conference 2019 (PACW 2019)*, Glasgow, United Kingdom, Jun. 17–20, 2019. Univ. Strathclyde, 2019.
 2. ABB, "Centralized protection and control – Enhancing reliability, availability, flexibility and improving operating cost-efficiency of distribution substations," 2022.
 3. P. Kreutzer, J. Oliveira, and V. Nogueira, "Virtualization as an enabler for digital substation deployment," in *Paris Session 2022*, Paris, France, Aug. 28–Sep. 2, 2022. CIGRE, n.d.
 4. Y. Cao, G. Zhang, J. Yang, W. Tao, D. Hong, and A. Xu, "5G wireless communications for smart grid: A PACS case with network slice," in *48th CIGRE Session*, Paris, France, Aug. 24–Sep. 3, 2020. CIGRE, 2020.
 5. J. Valtari, "Application of advanced current measurement condition monitoring method with centralized protection and control solution," in *CIREC 2021 - The 26th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*, Sep. 20–23, 2021. Institution Eng. Technol., 2021, pp. 1426–1429, doi: <https://doi.org/10.1049/icp.2021.1548>
 6. O. S. Yandulskyi and O. O. Dmytrenko, *Releinyi zakhyst. Tsyfrovii prystroi releinoho zakhystu, avtomatyky ta upravlinnia elektroenerhetychnykh system [Relay protection. Digital devices for relay protection, automation, and control of power systems]*. Kyiv: NTUU «KPI», 2016. (in Ukrainian)
 7. O. S. Yandulskyi, O. O. Dmytrenko, and V. V. Zakolodiazhnyi, "The joint use of automated systems of MICROSCADA and ASZI MP «ARGON» in APCS," *Information Technology and Computer Engineering*, no. 1 (35), pp. 64–68, 2016.
 8. O. O. Dmytrenko and V. V. Zakolodiazhnyi, "Automatic load transfer of the back-up power supply line of the nuclear power plant own needs," *Visnyk of Vinnytsia Politechnical Institute*, no. 2, pp. 44–50, 2018.
 9. IEEE Power & Energy Society Power System Relaying Committee Substation Protection Subcommittee Working Group K15, "Centralized substation protection and control," IEEE, PES-TR55, Dec. 2015.
 10. J. Valtari, "Centralized architecture of the electricity distribution substation automation - benefits and possibilities," Thesis for the degree of Doctor of Science in Technology, Tampere University of Technology, Tampere, 2013.
 11. B. de Oliveira e Sousa, J. Starck, and J. Valtari, "Viability assessment for centralised protection and control system architectures in medium voltage (MV) substations," in *24th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2017)*, Glasgow, United Kingdom, Jun. 12–15, 2017. 2017, pp. 1531–1534, doi: <https://doi.org/10.1049/oap-cired.2017.0276>
 12. *Zahalni tekhnichni vymohy do pidsystem releinoho zakhystu ta protyavariinnoi avtomatyky u skladi avtomatyzovanykh system upravlinnia pidstantsii 220 - 750 kV OES Ukrainy [General Technical Requirements for Relay Protection and Emergency Control Subsystems within Automated Control Systems of 220–750 kV Substations in the Ukrainian Power System]*, SOU NEK 22:2021, Scientific and Technical Center for Electric Power Engineering "NPC "Ukrenergo," Kyiv, 2021. (in Ukrainian)

Надійшла (Received) 06.03.2026

Прийнята (Accepted) 28.04.2026

Опублікована (Published) 29.05.2026

UDC 621.316.25

DMYTRENKO OLEKSANDR ✉ – Candidate of Technical Sciences (PhD), Docent, Associate Professor of the Department of Power Systems Automation, National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute"; Kyiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6687-4523>; e-mail: dmytrenko_a@ukr.net.

CENTRALIZED AND DECENTRALIZED RELAY PROTECTION SYSTEMS

The global market for relay protection devices in general, and Ukraine in particular, consists of outdated protection (electromechanical, microelectronic) and several generations of microprocessor-based ones. Digital protection devices have undergone significant evolution over the past 40 years from simple single-function devices to powerful multifunctional complexes that fully meet the requirements for digital substation equipment. But in any case, such devices perform protection functions (partially or fully) for only one connection. That is, the dominant concept at the moment is the decentralized concept of building a relay protection system for a digital substation. There is a concept of centralized relay protection of an electrical substation, where the functions of information processing and decision-making are concentrated on one or more central nodes, which allows for coordinated decisions to be made regarding the protection of the entire substation, rather than individual connections. This concept involves receiving all discrete and analog information in digital codes from external measuring devices. The task of the article is to conduct a comparative analysis of the efficiency and reliability of both approaches, to determine their advantages and disadvantages at the current stage and in the future. The results of the analysis showed that at the current stage of development of digital and communication technology, satisfactory results in the application of a centralized approach can be achieved at small substations of the distribution network. For substations of higher voltage levels and greater complexity, it is currently impossible to apply a centralized approach. Both from the standpoint of insufficient power of existing digital technology and from the standpoint of reliability. The options for splitting the central control node into several connection groups are more viable, but at the same time, hybrid. The issue is widely discussed by world relay protection specialists and manufacturers of relevant equipment and remains debatable.

Keywords: relay protection; digital substation; microprocessor-based relay protection and automation device.