УДК 621.311 DOI: https://doi.org/10.15407/publishing2026.74.027

МОДЕРНІЗАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ НА ОСНОВІ КОМПЛЕКСНОЇ РЕАЛІЗАЦІЇ ПРИНЦИПІВ СПОСТЕРЕЖУВАНОСТІ ТА КЕРОВАНОСТІ

С.П. Денисюк*, докт. техн. наук, **М.Ф. Сопель****, докт. техн. наук, **О.В. Сподинський*****
Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна
e-mail: spdens@ukr.net, regina@regina.org.ua, a.spodynskyi@gmail.com

Показано, що спостережуваність та керованість – це два ключові принципи побудови електроенергетичних систем, які визначають, наскільки легко зрозуміти стан системи (спостережуваність) та впливати на її поведінку (керованість), а моніторинг та керування електричною мережею – основа її оптимізації. Визначено, що моніторинг та керування електричною мережею є основою оптимізації її структури та режимів роботи. На сьогодні сформувалася парадигма еволюції систем моніторингу: SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) → WAMS (Wide-Area Measurement Systems) / PMU (Phasor Measurement Unit) → WAMPAC (Wide Area Monitoring, Protection, and Control) / WMU (Waveform Measurement Unit) → Smart-моніторинг, що має враховуватися при модернізації електромереж України. Підтверджено, що комплексний моніторинг та керування в кінцевому результаті забезпечують ефективну автоматизацію електромереж, основними напрямками якої визначено комплексну реалізація концепції Smart Grid, підвищення надійності, дистанційне керування та моніторинг, інтеграцію відновлюваних джерел енергії, оптимізацію передачі та розподілу енергії, підвищення безпеки, побудова цифрових підстанцій. Досліджено перспективний підхід аналізу особливості оркестрації електромережі, як процесу автоматизації та централізованого керування складними мережевими інфраструктурами та сервісами для забезпечення їхньої ефективної роботи, масштабування та безпеки. Розгортання платформи оркестрації електричних мереж на сьогодні є вирішальним, проактивним кроком, який електромережеві компанії повинні використати для оптимізації енергетичних процесів. Визначено, що системний підхід на вищому рівні моніторингу та керування електричними мережами має забезпечувати захист цілісності системи, зокрема завдяки System Integrity Protection Schemes (SIPS). Успішна реалізація процедур моніторингу та протиаварійного керування в ОЕС України підтверджена прикладом ідентифікації та усунення знеструмлення (блекаутів) в ОЕС України, коли система WAMS та пристрої PMU відіграли критичну роль у запобіганні повному розвалу української енергосистеми під час інциденту 31 січня 2026 року. Бібл. 22, рис. 2, табл. 2.
Ключові слова: електричні мережі, спостережуваність, керованість, моніторинг, керування, автоматизація, оркестрація електромережі, захист цілісності системи.

Вступ. Українська енергетика сьогодні опинилася в складних умовах війни та водночас переживає процеси модернізації й поглибленої інтеграції з енергетичною системою Європи. Вона перестала бути просто економічною сферою. Нині енергетики тримають енергетичний фронт у боротьбі з масованими атаками російського агресора [1]. Так, енергетика України зазнала масованих атак на інфраструктуру (понад 70 % пошкоджено), що спричинило дефіцит і стабілізаційні чи аварійні відключення. Але водночас акцент розвитку ОЕС України змістився на оптимальне керування та децентралізовану генерацію, системну автоматизацію, широкомасштабний моніторинг та інтелектуальне керування, швидкі аварійно-відновлювальні роботи за міжнародної допомоги для забезпечення стійкості й незалежності. У рамках модернізації електромережі Україна переходить до більш гнучкої та розподіленої системи при широкому застосуванні децентралізації, відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), формуванні «розумних мереж», інтеграції з Європою, міжнародній допомозі [1].

Модернізація електричних мереж України передбачає [1, 2]: підвищення рівнів надійності та стійкості, енергоефективності, величини генерованої потужності; реалізацію комплексу заходів із впровадження нових технологій та матеріалів для підвищення ефективності, безпеки, стабільності та інтелектуальності енергосистеми, що включає оновлення інфраструктури, автоматизацію, інтеграцію «розумних» рішень, підвищення якості енергопостачання та відповідність новим стандартам; оптимізацію процесів генерації та споживання електроенергії. Ключові аспекти модернізації:

– «розумні» мережі (Smart Grid): автоматизація, цифровий моніторинг і керування по-

ORCID ID: * https://orcid.org/0000-0002-6299-3680, ** https://orcid.org/0000-0002-3438-5848,
*** https://orcid.org/0009-0002-3947-2534

токами електроенергії для підвищення надійності та зниження втрат;

– інфраструктурні оновлення: заміна старого обладнання, модернізація підстанцій та ліній електропередачі, що фінансується через інвестиційні програми (наприклад, RAB-модель);

– підвищення якості параметрів електроенергії та якості енергопостачання: зменшення перепадів напруги та частоти, що важливо для чутливої техніки, об’єктів критичної інфраструктури;

– інтеграція ВДЕ: створення умов для підключення ВДЕ;

– забезпечення гнучкості та балансування на системному рівні з урахуванням проактивної поведінки споживачів.

Власне модернізація електромереж має ґрунтуватися на системному підході, базою якого є комплексна оптимізація техніко-економічних показників. Визначено, що моніторинг та керування електричною мережею – основа оптимізації електричної мережі. Теоретичною основою такого підходу є сумісна реалізація принципів спостережуваності та керованості [2–5].

Метою статті є формування наукового забезпечення техніко-економічних напрямків модернізації українських електромереж на основі комплексної реалізації принципів спостережуваності та керованості, аналіз дієвості моніторингу та протиаварійного керування при фактичній ідентифікації випадків знеструмлення в ОЕС України.

Спостережуваність та керованість

Спостережуваність (Observability) та керованість (Controllability) – це фундаментальні поняття теорії керування та системного аналізу в електроенергетиці, базові елементи сучасної модернізації електромереж, що визначають, наскільки ефективно можна контролювати динамічні системи, якими є електроенергетичні системи [3, 4].

Спостережуваність – це здатність системи надавати інформацію про свій внутрішній стан, щоб зрозуміти її поведінку, а керованість – здатність впливати на поведінку системи та змінювати її стан. Система вважається спостережуваною, якщо за моніторингом стану протягом певного часу можна однозначно визначити її початковий внутрішній стан. Важливо визначити, чи достатньо у системі «датчиків» (виходів), щоб повністю розуміти, що відбувається всередині системи. Якщо ж зміни внутрішніх параметрів системи ніяк не відображаються на її виході, то така система є неспостережуваною.

Ключові аспекти спостережуваності [3, 4]:

– систематичне спостереження (безперервний процес збирання даних, що дає змогу відстежувати зміни в системі з часом);

– цілеспрямованість (спостереження проводиться з конкретною метою, наприклад, для оцінки продуктивності, виявлення аномалій або прогнозування майбутнього стану системи);

– інструменти для збору даних (сенсори, журнали подій, метрики та інші технічні засоби для отримання інформації про внутрішній стан системи);

– аналіз даних (зібрані дані аналізуються для отримання знань про роботу системи, виявлення закономірностей та прийняття обґрунтованих рішень).

Спостережуваність системи обумовлює появу нових функцій (нових сенсів) моніторингу в електроенергетиці, зокрема здатність системи бути об'єктом постійного, цілеспрямованого та систематичного спостереження, а також можливість збирати та аналізувати дані про її стан, процеси та поведінку [2, 5].

Система вважається керованою, якщо її можна перевести з будь-якого початкового стану в будь-який інший цільовий стан за скінченний проміжок часу за допомогою відповідних вхідних сигналів. Важливо визначати, чи достатньо «важелів впливу» (входів), щоб змусити систему поводитися так, як нам потрібно. Якщо певна частина внутрішнього стану системи не реагує на вхідні команди, така система є некерованою. Система «зберігає керованість», коли попри серйозні пошкодження, диспетчери та системи керування здатні підтримувати роботу основних елементів мережі, організовувати відновлення та мінімізувати наслідки для споживачів.

Керованість електромережі означає здатність енергосистемних операторів (як НЕК «Укренерго») підтримувати стабільність, надійність та ефективність роботи, забезпечуючи

безперебійну передачу та розподіл електроенергії шляхом балансування генерації та споживання, використовуючи диспетчерські команди для регулювання потоків та застосування контрольованих вимкнень (графіків) замість аварійних, інтелектуального керування мережею (Smart Grid) та реагування на аварійні ситуації, особливо в умовах зовнішніх загроз, що дає змогу уникнути повного колапсу, особливо під час високих навантажень чи після атак, зокрема російського агресора.

Основні аспекти (елементи) керованості:

– балансування системи (підтримка балансу між виробництвом і споживанням електроенергії в реальному часі);

– реалізація концепції інтелектуальних електромереж (концепції Smart Grid) (використання інформаційно-комунікаційних технологій для автоматизації, моніторингу та керування передачею і розподілом енергії, що сприяє підвищенню гнучкість системи);

– надійність та стійкість (здатність системи протистояти пошкодженням, наприклад, від фізичних атак чи кібератак, та швидко відновлювати роботу);

– реагування на кризові ситуації (здатність оперативно реагувати на пошкодження інфраструктури, як це відбувалося після обстрілів, переходячи від аварійних відключень до стабілізаційних графіків);

– оперативне керування (можливість швидко реагувати на зміни, перемикати навантаження та перенаправляти потоки енергії);

– диспетчерське керування (диспетчери ухвалюють рішення про перерозподіл навантаження та застосування графіків відключень, щоб не допустити аварій);

– контрольовані відключення (розглядаються не як хаотичні знеструмлення, а заплановані дії для захисту системи від перевантаження та відновлення стабільності після фізичних пошкоджень);

– технічні засоби (сукупність електростанцій, ліній електропередачі, підстанцій та систем автоматики, що надає можливість керувати системою).

Таким чином, керована електромережа – це система, яка попри виклики, зберігає можливість функціонування, хоч і з обмеженнями, завдяки злагодженій роботі операторів та сучасних технологій керування.

Спостережуваність і керованість тісно пов'язані [1–4 4]: дані з моніторингу (спостережуваність) допомагають приймати рішення про те, як керувати системою; можливість керованих змін (керованість) дає змогу вносити коригування на основі спостережень. Для побудови ефективної автоматики енергетична система має бути як спостережуваною, щоб мати інформацію про її поточний стан, так і керованою, щоб була можливість виправити цей стан, якщо він відхилився від норми.

Отже, спостережуваність та керованість – це два ключові принципи побудови сучасних інтелектуальних систем, які визначають, наскільки легко зрозуміти стан системи (спостережуваність) та наскільки легко впливати на її поведінку (керованість). Поняття спостережуваності та керованості є дуальним (взаємопов'язаним). Водночас спостережуваність в електричних мережах може розглядатися у глобальному масштабі, а керованість системою – у локальному масштабі [1, 2].

Спостережуваність та керованість у сучасних електромережах

Базовим елементом спостережуваності в електричних мережах на сьогодні розглядається широкомасштабний моніторинг (Wide-Area Measurement, WAM) [1, 5–7].

До появи синхрофазорних технологій (Synchrophasor Technologies, ST) на основі пристроїв вимірювання комплексної амплітуди (фазорів) (Phasor Measurement Unit, PMU) для моніторингу енергосистеми використовувалася SCADA [1, 6, 7]. Однак вимірювання на основі програмно-апаратних комплексів для збору даних, моніторингу та диспетчерського керування технологічними процесами в реальному часі (Supervisory Control and Data Acquisition, SCADA) традиційно базуються на аналізі потоку потужності в стаціонарному режимі і тому не можуть спостерігати динамічні характеристики електроенергетичної системи. Деякі ключові відмінності між вимірюваннями SCADA та PMU представлені в табл. 1 [8].

Таблиця 1

Атрибут	SCADA	PMU
Роздільна здатність	1 вибірка кожні 2–4 с	До 60 вибірок/с
Спостережуваність	Стаціонарний режим	Динамічна
Вимірювання	$\|U\|$, I	$\|U\|$, δ, I, частота, ROCOF
Синхронізація	Ні	Так
Фазовий кут	Ні	Так
Фокус	Локальний моніторинг та керування	Моніторинг та керування широкою зоною

Частотний склад різних подій в електромережі, кожна з яких представлена смужкою, що охоплює діапазон необхідних частот дискретизації Найквіста на лівій осі, а права вісь показує необхідну частоту звітності нестиснених вимірювань та необхідний коефіцієнт стиснення (відносно частоти звітності PMU 256 Гц), наведено на рис. 1 [9–11]).

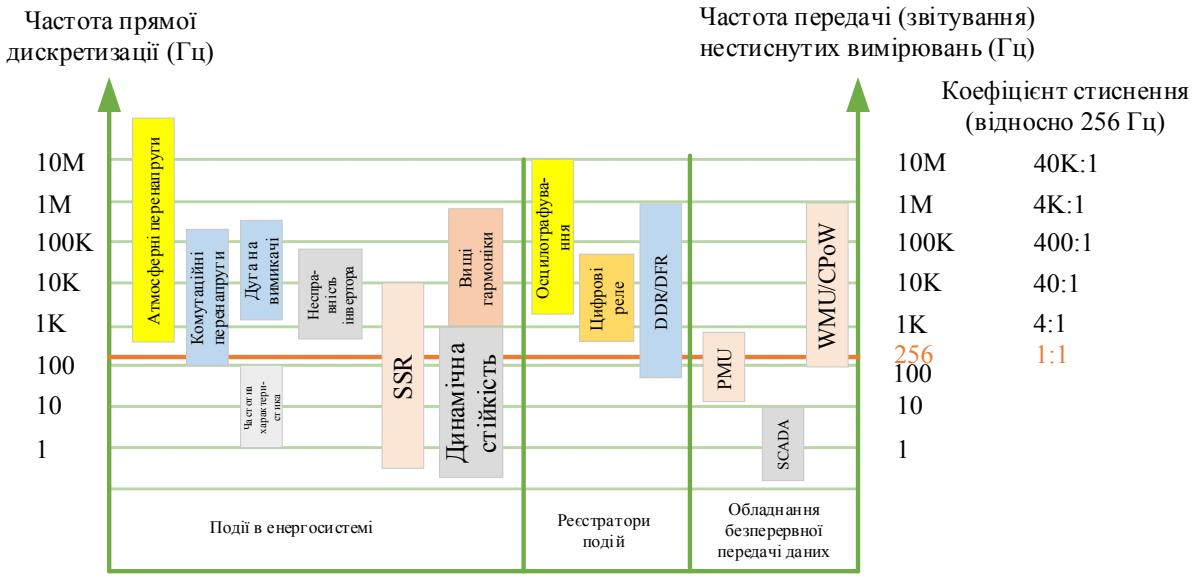

Рис. 1. Частотний склад подій мережі, кожна з яких представлена смужкою, що охоплює діапазон необхідних частот дискретизації Найквіста (ліва вісь); права вісь показує необхідну частоту звітності нестиснених вимірювань та необхідний коефіцієнт стиснення (відносно частоти звітності PMU 256 Гц).

На сьогодні системи широкомасштабного моніторингу (Wide-Area Measurement Systems, WAMS) є невід'ємною частиною сучасного керування енергосистемою, зокрема для покращення спостереження за мережею, підтримки процесів розширення мережі та узгодження з вимогами Smart Grid Architecture Model (SGAM) [12]). Здатність WAMS виконувати динамічне виявлення несправностей у реальному часі відрізняє її від традиційних технологій захисту, включаючи оцінку стану на основі SCADA. У той час як традиційні системи покладаються на періодичні вимірювання та методи інтерполяції для оцінки станів системи, WAMS використовує PMU для отримання даних високої роздільної здатності, синхронізованих за часом, що дає змогу точніше та своєчасніше ідентифікувати несправності [6, 7, 10–12]). Ця можливість значно підвищує стійкість електричних мереж передачі та розподілу електроенергії, сприяючи швидшому виявленню несправностей, скороченню часу їхнього усунення та покращенню стабільності системи.

WAMS складається з різних компонентів, таких як динамічні реєстратори, передові системи зв'язку та методи обробки сигналів [6, 7, 10–13]). Досягнення в сенсорних технологіях та платформах збору даних призвели до величезних обсягів даних, які необхідно інтегрувати для ефективного та точного моніторингу енергосистеми. Ці дані надають нові можливості для моніторингу та оцінки стану й цілісності енергосистеми, але також зумовлюють нові виклики для аналізу, які необхідно вирішити.

WAMS збирають та аналізують високошвидкісні, синхронізовані за часом дані з великої географічної області, переважно в межах електромереж, щоб забезпечити ситуаційну обізнаність у режимі реального часу та підвищити стабільність і надійність мережі [13]. WAMS пропонують дані високої роздільної здатності, які перетворюються на практичну інформацію для кращого керування мережею, реагування на надзвичайні ситуації та аналізу після подій. PMU у різних точках електроенергетичної системи вимірюють величину та фазовий кут синусоїд напруги та струму на дуже високих частотах (наприклад, 50 разів на секунду). Ці дані синхронізовані за часом, що дає змогу проводити точні порівняння в різних місцях електромережі. Синхронізовані дані потім надсилаються до центрів керування електромережами для аналізу та інтерпретації за допомогою спеціалізованого програмного забезпечення, що дає можливість операторам виявляти та вирішувати потенційні проблеми, такі як міжзонові коливання або наближення проблем зі стабільністю [11–13].

На сьогодні проведено широкі дослідження щодо інтеграції WAMS у передові архітектури інтелектуальних електромереж з особливим акцентом на посиленні інтеграції ВДЕ [13], що сприяє підвищенню їхньої адаптивності щодо розміщення ВДЕ, надаючи інформацію про стабільність напруги, коливання частоти та динаміку потоків потужності в реальному часі, здійснюючи інтелектуальне керування енергетичними потоками, адаптивне балансування навантаження та підвищення операційної стійкості.

З погляду поширення і розвитку сучасних WAMS при визначенні фазора (амплітуди та фази) у WAMS величин $\Delta\delta_i$ доцільно застосовувати умови значення (вибору) базового генератора («нульової точки»). Покладемо, що в системі реалізовано N PMU. Нехай їхні показники (амплітуди та фази) визначаються множинами $\{U_i;\ i = 1, \ldots, N\}$ та $\{\ \varphi_i;\ i = 1, \ldots, N\}$. Як відносну точку відліку можна розглядати або базову генерацію, де розміщено відповідну PMU, або визначену «опорну» PMU (позначимо їх, наприклад, номером 1). За умови синхронізації за часом запишемо наведені множини, нормовані за показниками U_1 та φ_1, визначені як точки відліку за умов $\Delta U_i = U_i - U_1$; $\Delta\varphi i = \varphi_i - \varphi_1$; $\Delta U_i = 0$; $\Delta\varphi_1 = 0$: $\{0, \Delta U_i;\ i = 2, \ldots, N\}$ та $\{0, \Delta\varphi_i;\ i = 2, \ldots, N\}$. За сформульованими множинами може бути здійснена оцінка загального стану електроенергетичної системи, «вимог» до необхідності регулювання на загальносистемному рівні, а також стійкості чи стабільності роботи електромереж.

Для двох вузлів i_1 та i_2 за величинами $\{\ \Delta U_{i1};\ \Delta\varphi i_1\}$ та $\{\ \Delta U_{i2};\ \Delta\varphi i_2\}$можна оцінити процеси в системі як реакції «ємнісна», «індуктивна» та «змішана», «перевантажених» та «недовантажених» вузлів. Наприклад, для двох вузлів i_1 та i_2, де підключення ВДЕ здійснено через інверторні блоки, може бути оцінена амплітудна та / чи фазова асиметрія.

Подальша перспектива розвитку систем моніторингу полягає у використанні блоків вимірювання хвильової форми (Waveform Measurement Unit, WMU) [7, 9]. Технологія синхронних хвиль (Synchronous Wave Technology, SWT) генерує прямі та синхронно дискретизовані вимірювання хвиль струму та напруги. Пристрій, який виконує такі прямі вимірювання, називається блоком WMU. WMU – це датчик інтелектуальної мережі, який фіксує форми хвиль напруги та струму з високою роздільною здатністю, синхронізовані за часом, надаючи детальнішу інформацію, ніж традиційні датчики, такі як PMU. WMU використовуються для розширеного моніторингу електричних мереж, включаючи ситуаційну обізнаність, виявлення несправностей та відстеження динаміки систем з ресурсами на основі інвертора.

Зазначимо, що цифрові датчики, інтелектуальні електронні пристрої, PMU, цифрові реле та цифрові реєстратори несправностей за своєю суттю генерують дані дискретизованої форми хвиль із достатньо високою частотою дискретизації, щоб відображати високодинамічні форми подій мережі, що визначаються високочастотними коливаннями, перш ніж перетворювати їх на статистику (наприклад, фазори) для завдань моніторингу. Часто висуваються два ключові аргументи проти впровадження технології синхронізованих хвиль з вищою роздільною здатністю [9]. Перший – це вартість інвестицій в інфраструктуру та вимоги до пропускної здатності для потокової передачі даних WMU. Однак цей аргумент стає дедалі менш переконливим з огляду на досягнення в технологіях стиснення, зв'язку та мережевих технологій з початку XXI ст. Так, з моменту винаходу PMU швидкість зв'язку зросла майже на шість порядків. Твердження про те, що потокова передача даних синхронізованих хвиль є неможли-

вою, більше не є переконливим [9].

Другий аргумент стосується передбачуваних переваг використання синхронних даних. Так, технологію PMU критикували за те, що вона сприяє «потопу даних» під час нормальної роботи мережі. Технологія WMU генерує до 100 разів більше даних, що здається, є значною марною витратою ресурсів, які виділяються на відносно рідкісні випадки. Однак електромережа не завжди перебуває в нормальному або аварійному стані; часто перехід від нормального до аварійного стану включає послідовності початкових несправностей, які є спорадичними та іноді взаємо- або самокомпенсуються (самоочищаються). Виявлення конкретних типів несправностей вимагає вимірювань із високою роздільною здатністю. Потенціал технології таких вимірювань є критично важливим для надійності та стійкості мережі.

Практичним рішенням для балансування потреби в даних високої роздільної здатності та уникнення перевантаження даними є ієрархічна мережа типу «push-pull»: пересилання даних з WMU до центру керування, коли виявляються локальні події, та отримання даних із WMU, коли необхідна глобальна оцінка.

Проблеми перевантаження електромережі та збої в усьому світі підкреслили необхідність удосконалення електромереж за допомогою систем глобального моніторингу, захисту та контролю (Wide Area Monitoring, Protection, and Control, WAMPAC) як економічно ефективного рішення для покращення планування, експлуатації, обслуговування та торгівлі енергією [1, 7, 14]. Системи WAMPAC використовують переваги останніх досягнень у сенсорних, комунікаційних, обчислювальних, візуалізаційних і алгоритмічних методах. Технологія синхронізованих вимірювань (Synchronized Measurement Technology, SMT), яка включає одиниці PMU і її програми, є важливим елементом і чинником WAMPAC. Наявний досвід створення великомасштабних систем WAMPAC показав, що ключовим елементом у створенні системи WAMPAC є розробка відповідної стратегії та створення детального плану встановлення [7, 14]. WAMPAC має численні переваги, такі як стабільність, надійність і безпека постачання. Крім того, це має економічний ефект, якщо система працює ближче до меж стабільності та потужності мережі, що призводить до збільшення передачі енергії.

Зі свого боку Smart-моніторинг розглядається як нова якість у прийнятті управлінських рішень, як комплексний та системний моніторинг, що на сучасному інноваційному рівні забезпечує спостереження поточної технологічної та економічної ефективності функціонування елементів системи та системи в цілому [2, 15, 16]. Впровадження систем Smart-моніторингу сприяє оптимізації енергетичних процесів в електромережах, побудові децентралізованих систем енергозабезпечення, підвищенню їхньої ефективності за техніко-економічних показників.

Отже, на сьогодні сформувалася парадигма еволюції систем моніторингу: SCADA → WAMS (PMU) → WAMPAC (WMU) → Smart-моніторинг. Така ситуація має враховуватися при модернізації електромереж України.

У відділі автоматизації електричних систем Інституту електродинаміки НАН України розроблена автоматизована система моніторингу технологічних параметрів високовольтних елегазових вимикачів, яка на сьогодні широко впроваджена на підстанціях 750 кВ: Західноукраїнська, Вінницька, Північноукраїнська, Запорізька, Дніпровська, Донбаська, Південнодонбаська, Каховська.

Як приклад представимо систему моніторингу та керування електричною мережею [17]. У роботі [17] запропоновані цифрові енергетичні рішення забезпечують оптимізацію електричної мережі, зокрема комплексний моніторинг та керування енергоспоживанням, надаючи можливість контролювати споживання енергії в режимі реального часу, зменшувати втрати в системі та підвищувати загальну ефективність. Система моніторингу та керування електричною мережею надає можливість переглядати профілі навантаження, контролювати якість електроенергії та відстежувати споживання енергії, що дає змогу проактивно керувати електроенергетичними системами [17]. Ця функціональність є ключовою для підтримки стабільної видачі енергії та забезпечення надійного та ефективного розподілу електроенергії.

Визначено, що інструменти моніторингу в режимі реального часу, вбудовані в систему

моніторингу та керування електричною мережею, повинні сприяти виявленню проблеми в міру їхнього виникнення. Розбіжності в якості електроенергії, неефективний розподіл навантаження та інші потенційні проблеми можна виявити на ранній стадії, що дає змогу швидко вживати коригувальних заходів, значно знижує ризик незапланованих відключень або дороговартісних збоїв системи.

Комплексний моніторинг та керування зрештою забезпечують ефективну автоматизацію електромереж [1, 2, 18].

Автоматизація електромереж – це комплекс технологій для автоматичного моніторингу, керування та, як наслідок, оптимізації генерації, розподілу та споживання електроенергії, що підвищує надійність, безпеку та ефективність, забезпечуючи безперебійну роботу мережі та обладнання, захист від аварій та автоматичний облік []. Перспективи автоматизації електромереж включають створення «розумних» мереж (Smart Grid) для підвищення надійності, ефективності та гнучкості, що досягається шляхом інтеграції сучасних інформаційних та комунікаційних технологій та автоматизованого керування, що дає можливість швидше реагувати на аварії, оптимізувати розподіл енергії та інтегрувати нові джерела (наприклад, відновлювані).

Системна автоматизація дає змогу керувати конфігураціями пристроїв, контролювати їхній стан та реагувати на події з більшою ефективністю та повторюваністю, ніж традиційні методи, що безпосередньо призводить до більш надійної, інноваційної та, зрештою, більш прибуткової інфраструктури [15]. Згідно з даними precedenceresearch.com, світовий ринок мережевої автоматизації досягне приблизно 43,40 млрд. дол. до 2034 року зі складним річним темпом зростання (CAGR) 23,15 % протягом прогнозованого періоду з 2024 по 2034 рік.

Системна автоматизація значно покращує моніторинг та діагностику електромережі, оскільки надає можливість виявляти проблеми та повідомляти про них до того, як вони стануть критичними. У результаті цих сукупних покращень адміністратори мережі мають можливість перейти від реактивного до проактивного підходу в керуванні інфраструктурою. Основні напрямки та переваги автоматизації [19]:

– комплексна реалізація концепції Smart Grid (ключова перспектива, яка передбачає створення інтелектуальної мережі, здатної до самодіагностики, саморегулювання та самовідновлення);

– підвищення надійності (автоматизація дає змогу миттєво виявляти та локалізувати пошкодження, а також автоматично перемикати живлення, що значно скорочує час відключень);

– дистанційне керування та моніторинг (оператори отримують можливість контролювати роботу мережі з центральних пунктів, що покращує ефективність керування);

– інтеграція ВДЕ («розумні мережі» можуть гнучко та успішно інтегрувати великі обсяги відновлюваної енергії (сонце, вітер), оптимізуючи її розподіл та забезпечуючи стабільність системи);

– оптимізація передачі та розподілу енергії (автоматизація дає змогу краще керувати потоками енергії, зменшуючи втрати та забезпечуючи ефективне використання ресурсів);

– підвищення безпеки (автоматичні системи можуть усувати людину від виконання небезпечних робіт, пов'язаних із високою напругою, що підвищує безпеку персоналу);

– побудова цифрових підстанцій (використання цифрових технологій сприяє створенню більш гнучких та інтелектуальних підстанції, що є важливим елементом модернізації мережі).

Запропонована фахівцями відділу автоматизації електричних систем Інституту електродинаміки НАН України сучасна автоматизована система керування технологічними процесами впроваджена на підстанціях 750 кВ: Київська та Каховська (НЕК «Укренерго»), підстанціях 330 кВ: Пічна (завод INTERPIPE), підстанціях 110 кВ: Олімпійська (ДТЕК), Таврія (СЕС Таврія 100 МВт) та Прогресівка (СЕС Прогресівка 148 МВт).

Однак на сьогодні енергетичні компанії постійно стикаються з тим, що впровадження систем керування розподіленими енергетичними ресурсами (Distributed Energy Resource Management System DERMS) та систем керування динамічними ресурсами (Dynamic Resource Management System, DRMS) не досягають цілей забезпечення загальносистемного

керування піковими навантаженнями, точного керування з урахуванням місцезнаходження, яке енергопостачальні компанії потребують для підтримки сталого зростання навантаження [20, 21]. Щоб ліквідувати цей недолік, спеціально для керування мережею за допомогою локальних ресурсів був розроблений новий клас програмних систем для енергопостачальних підприємств, які називаються платформами оркестрації електромережі (Grid Orchestration) [19, 21].

Оркестрація електромережі – це інтелектуальне, скоординоване керування різноманітними енергетичними ресурсами для балансування попиту та пропозиції в режимі реального часу, що забезпечує надійність, ефективність та сталий розвиток мережі, особливо з урахуванням зростання ВДЕ та децентралізованих електроенергетичних систем. Таке скоординоване керування виходить за межі традиційного – воно допомагає інтегрувати різні компоненти мережі та джерела даних, дозволяючи енергетичним компаніям проактивно розподіляти локальні ресурси та оптимально керувати для більш стійкого, декарбонізованого енергетичного майбутнього.

Для досягнення зазначеної мети платформа оркестрації мережі поєднує чотири ключові можливості в одному інтерфейсі [21]:

– обізнаність про мережу (моніторинг стану електромережі в режимі реального часу для виявлення впливу розподілених енергетичних ресурсів (РЕР) та можливостей їхнього використання для підтримки мережі);

– прогнозування (аналіз даних енергопостачальних підприємств, енергетичних ресурсів та даних третіх сторін для прогнозування стану електромережі в найближчому майбутньому та інформування операцій у кожній точці мережі);

– контроль РЕР (регулювання РЕР для підтримки роботи мережі за допомогою механізмів керування, таких як DERMS, DRMS, стандартні протоколи керування та сторонні агрегатори);

– аналітика планування (моделювання впливу розподілених енергетичних ресурсів за різними сценаріями впровадження, включно з імовірністю модернізації обладнання та можливістю для ефективного розподілу капіталу).

Ключові концепції та функції оркестрації електромережі [19, 21]: керування складністю, централізоване керування, проактивне керування, забезпечення застосування ВДЕ, підвищення стійкості. Основні можливості оркестрації: інтеграція даних, керування активами, прогнозування, участь на ринках електроенергії. Оркестрація доповнює різні підходи енергетичних компаній до керування РЕР шістьма ключовими способами [21]:

1) використання даних про доступну гнучкість;

2) додавання обізнаності до DERMS та DRMS;

3) побудова розумніших віртуальних електростанцій (VPP), що керуються енергетичними компаніями;

4) додавання елементів керування для енергетичних ресурсів на рівні лічильника (кінцевого споживача);

5) проактивна взаємодія зі сторонніми VPP;

6) перетворення даних РЕР на інформацію для планування.

Замість того, щоб покладатися на майже ідеальні моделі електромережі та обмежені можливості локальних або гібридних хмарних обчислень, платформа оркестрації електромережі використовує підхід, орієнтований на дані для керування впливом різних типів РЕР. Платформа використовує будь-які дані – від клієнтів, пристроїв, енергопостачальних систем та сторонніх джерел – для ідентифікації обладнання, підключеного до мережі, їхньої роботи та впливу на мережу в режимі реального часу та найближчим часом.

Основні аспекти процесу оркестрації електричною мережею [19]:

– автоматизація (автоматизує рутинні завдання, як-от збір даних про загрози, аналіз інцидентів та виконання стандартних процедур реагування);

– інтеграція (об'єднує різні інструменти та системи безпеки в єдиний робочий процес);

– реагування на інциденти (дає змогу швидше та ефективніше реагувати на кібератаки, зменшуючи час реакції та усуваючи недоліки захисту);

– підвищення продуктивності (зменшує навантаження на аналітику безпеки).

Оркестрація (зосередження уваги на окремих пристроях) більше не є сталим, коли метою є швидке та надійне надання складних, комплексних послуг. Замість керування пристроями чи завданнями здійснюється керування процесами на системному рівні. Оркестрація забезпечує цей стратегічний рівень для контролю процесів, що охоплюють кілька систем для забезпечення повноцінного виконання функцій.

Власне на сьогодні використовуються такі види оркестрації [19]:

– *автоматизація на основі політик (PBA)* – це підхід, який керує та автоматизує мережеві процеси на основі попередньо визначених політик;

– *програмно-визначені мережі (SDN)* – це мережева архітектура, яка відокремлює площину керування від площини даних, що дає змогу централізовано керувати мережею за допомогою програмного забезпечення; в SDN функцію керування виконує центральний контролер, який керує мережевим трафіком;

– *мережеві системи на основі намірів (IBNS)* – це підхід, коли мережеві адміністратори визначають бажаний результат високого рівня («намір»), а платформа оркестрації автоматично перетворює його на необхідні робочі процеси, конфігурацію мережі та політики для досягнення цього стану.

Основний принцип оркестрації – чим складніший процес, тим більша цінність його оркестрації завдяки складовим:

– централізація (керування всіма пристроями (маршрутизаторами, комутаторами, серверами) та їхніми конфігураціями з єдиної точки);

– автоматизація (автоматичне виконання завдань, як-от розгортання додатків, оновлення ПЗ, керування доступом, що зменшує ручну роботу);

– масштабування (легке масштабування ресурсів);

– інтеграція (API-оркестрація) (об'єднання різних API-викликів для створення складних, безшовних рішень та користувацьких досвідів);

– реагування на інциденти кібербезпеки (Security Orchestration, Automation, and Response, SOAR) (автоматизоване реагування на кіберзагрози та інциденти безпеки).

Зазначимо, що API-оркестрація (API orchestration) – це процес керування, координації та об'єднання викликів до декількох API (посередник між програмами, який задає правила «спілкування») та сервісів для виконання складних бізнес-процесів або завдань, що створює єдиний робочий потік, де різні програми обмінюються даними та взаємодіють, а не просто викликають один одного, забезпечуючи масштабованість та автоматизацію, часто за допомогою low-code платформ.

У табл. 2 наведено ключові відмінності між автоматизацією та оркестрацією електромережі [19].

Таблиця 2

	Автоматизація	**Оркестрація**
Визначення	Виконання окремих завдань без втручання людини	Керування та координація кількох автоматизованих завдань як єдиного процесу
Сфера застосування	Зосереджена на одному завданні або робочому процесі	Керування кількома завданнями та їхніми взаємозалежностями.
Втручання людини	Потребує ручних кроків між завданнями.	Мінімальне втручання людини; здебільшого самокерування.
Масштабованість	Обмежена окремими завданнями	Висока масштабованість у різних системах та процесах
Рівень складності	Від низької до середньої складності	Висока складність з кількома залежностями
Обробка помилок	Базове звітування про помилки; часто потребує ручного втручання	Розширена обробка помилок з автоматичним відновленням

	Автоматизація	**Оркестрація**
Час впровадження	Коротші цикли впровадження	Довше впровадження, але значні довгострокові переваги
Системна інтеграція	Працює в межах однієї системи або обмеженої області застосування	Інтегрування кількох систем, інструментів та платформ
Можливості моніторингу	Базовий моніторинг конкретних завдань	Комплексний моніторинг усіх робочих процесів
Вплив на бізнес	Локалізовані підвищення ефективності	Оптимізація процесів у масштабі всієї організації

Отже, оркестрація електромережі – це процес автоматизації та централізованого керування складними мережевими інфраструктурами та сервісами для забезпечення їхньої ефективної роботи, масштабування та безпеки, подібно до диригента в оркестрі, що координує роботу різних музичних інструментів, у нашому випадку – мережевих компонентів, додатків і процесів. Вона об'єднує різні інструменти та протоколи, даючи змогу автоматизувати розгортання, конфігурацію, моніторинг та реагування на інциденти, що критично важливо для сучасних хмарних середовищ та IT-безпеки [21].

Практичне застосування принципів оркестрації електромереж в Україні: керування хмарними додатками; автоматизація безпеки (SOAR); створення інтегрованих корпоративних платформ (API-оркестрація); моніторинг та адміністрування мереж доступу (НЕК «Укренерго» та корпоративні мережі).

Сучасний системний підхід на вищому рівні моніторингу та керування має забезпечувати захист цілісності системи, зокрема завдяки схемам захисту цілісності системи» (System Integrity Protection Schemes, SIPS).

У документі [22] коротко викладено стандарт IEEE C37.250™-2020 щодо проєктування, впровадження та керування схемами захисту цілісності системи (SIPS). На сьогодні SIPS широко використовуються для вирішення проблем надійності енергосистеми та інших проблем експлуатації енергосистеми. Регуляторні органи, такі як NERC, розробили вимоги до надійності, яким повинні відповідати кілька типів SIPS. Наведено вичерпну добірку практичних концепцій та підходів, що використовуються для проєктування, впровадження та керування високонадійними та безпечними SIPS для задоволення таких регуляторних вимог до надійності [22]. Висока надійність є критично важливим елементом SIPS, щоб уникнути каскадних відключень, пошкодження обладнання від непередбачених умов енергосистеми, що виходять за межі аварійних характеристик обладнання, провалу напруги, кутової нестабільності або інших системних проблем.

SIPS служить для підвищення безпеки та запобігання поширенню завад в електричних мережах у разі серйозних аварійних ситуацій системи, спричинених неприйнятними умовами експлуатації, і використовується для стабілізації енергосистеми шляхом впровадження керівних заходів для пом'якшення цих системних умов. Вона також охоплює системи спеціального захисту (Special Protection Systems, SPS), схеми коригувальних дій (Remedial Action Schemes, RAS), схеми захисту від зниженої частоти (underfrequency, UF), зниженої напруги (undervoltage, UV) та несинхронізації (out-of-step, OOS) захисних схем.

Потреба в SIPS та конкретні дії SIPS зазвичай визначаються за допомогою досліджень системного планування, таких як моделювання потоку потужності, стабільності та/або інших аспектів енергосистеми, зокрема непередбачених обставин, які призводять до проблем (порушують вимоги до продуктивності) із вразливістю, що базується на навантаженнях, генерації та конфігурації системи (критерії активації) [22].

Характеристика проблем, які вирішуються за допомогою механізмів SIPS в електромережі, наведена на рис. 2.

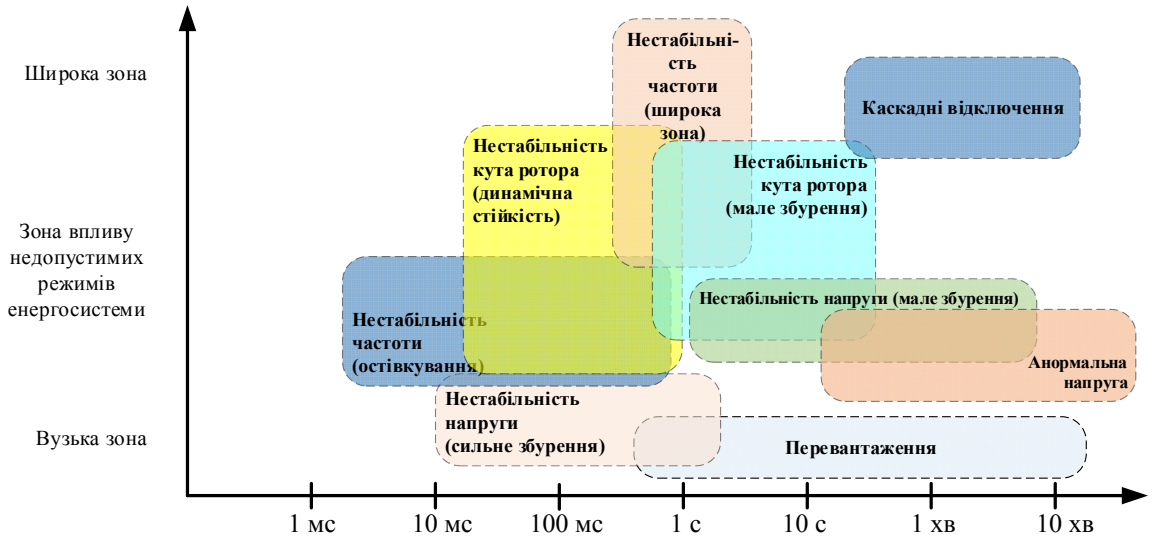

Рис. 2. Характеристика проблем, які вирішуються за допомогою механізмів SIPS

Основними операційними елементами SIPS можна визначити [22]:
– активацію (увімкнення дії SIPS, коли це може знадобитися);
– виявлення надзвичайних ситуацій (визначення потреби пом'якшення наслідків);
– вибір дій щодо пом'якшення наслідків;
– виконання дій (впровадження вибраних дій);
– забезпечення оптимального взаємозв'язку (з'єднання всіх компонентів разом).

Кілька способів класифікації SIPS: рівень надзвичайних ситуацій, для якого розроблено пом'якшення наслідків; тип проблеми, яку усуває SIPS; географічний масштаб події, яку усуває SIPS; електричний масштаб події, яку усуває SIPS; робота SIPS на основі подій та на основі реагування; тип дій, що виконуються SIPS. Керування SIPS: керування операціями, змінами та технічне обслуговування, операційні оцінки, періодичні оцінки планування. Перелік звичайних дій SIPS [22]:
– відхилення генератора;
– скидання навантаження;
– скидання навантаження за низької частоти;
– скидання навантаження за низької напруги;
– адаптивне зменшення навантаження;
– нестандартне відключення;
– попередження про нестабільність напруги;
– попередження про кутову стабільність;
– зменшення перевантаження;
– реконфігурація електромереж, у т. ч. розділення системи;
– балансування навантаження та генерації;
– перемикання шунтуючих конденсаторів та реакторів;
– керування перемикачами відгалужень;
– керування SVC/STATCOM;
– керування турбінними клапанами;
– керування постійним струмом високої напруги (HVDC);
– керування стабілізатором енергосистеми;
– дискретне збудження;
– динамічне гальмування;
– зворотний пуск генератора;
– байпасний режим для послідовного компенсатора реактивної потужності;
– запуск газової турбіни;
– здійснення стабілізації напруги (AGC, Automatic Gain Control);

– розділення шин;

– реконфігурація системи;

– швидке керування елементами електроенергетичної системи, зокрема, фотоелектричними інверторами, контролерами вітрових турбін, контролерами накопичувачів енергії;

– синхронне керування конденсатором.

Завдання щодо проєктування SIPS: обмін даними між SIPS та системами керування; координація SIPS з іншими системами захисту та керування; масштаб збоїв (якщо елемент системи не контролюється, припустити найгірший можливий стан; наслідки дій SIPS: відключення генерації – гідро-, вугільної, газової або відновлюваної, блоків електростанції); алгоритми перемикання вимикачів. При проєктуванні SIPS об'єкт повинен підтверджувати функціональність схеми як для апаратного, так і для програмного забезпечення; забезпечувати періодичне тестування без шкоди для надійності енергосистеми або SIPS; для складніших SIPS логіка схеми може бути розроблена так, щоб включати тестовий режим, забезпечувати можливість відтворення наявних сценаріїв подій на SIPS та мінімізувати ймовірність людської помилки.

Приклад застосування SIPS. *Умови*: новий фотоелектричний або вітровий ресурс має вищу потужність, ніж теплова потужність будь-якої лінії окремо; одна лінія несправна, а інша перевантажена; вітрова, сонячна та деякі інші ресурси можуть швидко знизити продуктивність установки. *Результати дії SIPS*: контролює обидва кінці обох ліній (стан і витрату); очікує на спробу повторного вмикання лінії (якщо використовується); визначає безпечне навантаження лінії та надсилає сигнал «зниження потужності» на електростанцію; підтримує обмеження генерації, доки лінія не буде розвантажена.

Як приклад ефективної реалізації сучасного моніторингу та протиаварійного керування в ОЕС України при ідентифікації та усуненні знеструмлення (блекаутів) наведемо успішну роботу системи WAMS та пристроїв PMU, які відіграли критичну роль у запобіганні повному розвалу енергосистеми під час інциденту 31 січня 2026 року. Так, 31 січня 2026 року о 10:42 відбулося масштабне технологічне порушення, що призвело до одночасного відключення ключових магістральних ліній. Хоча основний удар припав на надпотужні зв'язки 750 кВ та 400 кВ, це спровокувало ланцюгову реакцію в мережах нижчої напруги, розвантаження блоків атомних електростанцій. За офіційними даними НЕК «Укренерго» та уряду основними лініями, відключення яких спричинило блекаут, були:

– лінія 750 кВ «Західноукраїнська – Вінницька»: її відключення розірвало основне «кільце» передачі потужності від АЕС до центральних регіонів;

– транскордонна лінія 400 кВ «Ісакча – Вулканешти – МДРЕС»: через аварію на цій лінії стався стрибок частоти, що вплинув на синхронну роботу енергосистем України, Молдови та Румунії.

За попередніми оцінками Міненерго України це сталось через обмерзання ліній та обладнання. ENTSO-E підтвердила, що з 9:45 до 10:05 за центральноєвропейським часом енергосистеми України та Молдови були відокремлені від континентальної Європи. Під час масштабного збою 31 січня 2026 року пристрої PMU та система WAMS зафіксували аномальні показники о 10:42:01:

1) 10:42:01.000 – 10:42:01.200: датчики PMU зафіксували різке розходження фазових кутів напруги між підстанціями Заходу (Хмельницька АЕС) та Центру (ПС Київська). Це був момент фізичного відключення лінії 750 кВ;

2) 10:42:02: система WAMS відобразила критичне падіння частоти нижче порогу 49,5 Гц у Центральному та Південному регіонах;

3) 10:42:05: завдяки даним PMU диспетчери побачили «електричне хитання» (осциляції), що дало змогу автоматиці САВН (система автоматичного запобігання порушенню стійкості) від’єднати пошкоджені ділянки до того, як аварія стала некерованою.

Саме завдяки PMU диспетчери НЕК «Укренерго» побачили реальний кут розходження фаз між західним енерговузлом (де працювала Рівненська АЕС) та центральною частиною України за лічені мілісекунди після розриву лінії 750 кВ. Система WAMS зафіксувала різке зростання амплітуди коливань на міждержавному перетині з Польщею. Це дало можливість

зрозуміти, що надлишкова потужність РАЕС пішла «транзитом» через європейську мережу ENTSO-E, створюючи ризик каскадної аварії вже в Європі. Оскільки WAMS показала критичне коливання частоти, автоматика миттєво дала команду на розвантаження блоків РАЕС, не очікуючи ручних команд диспетчера. Після стабілізації ситуації саме дані WAMS/PMU стали головним джерелом для розслідування; вони підтвердили, що причиною був технічний збій на підстанції, а не зовнішнє втручання.

31 січня 2026 року через ПС 400 кВ «Мукачево» здійснювалися активні технічні перетоки, проте вони були частиною загальносистемного збою, що призвів до тимчасового від'єднання української та молдовської мереж від енергосистеми Континентальної Європи (ENTSO-E). Саме завдяки датчикам PMU на Мукачівському вузлі диспетчери НЕК «Укренерго» змогли бачити «чисту» синусоїду європейської мережі та підлаштувати під неї роботу ГЕС і ТЕС України. Це дало змогу виконати ресинхронізацію всього за 20 хв., що є надзвичайно коротким терміном для аварій такого масштабу. Напруга 408,5 кВ на ПС «Мукачево» стала опорною точкою, від якої почалося «підняття» всієї енергосистеми України після блекауту. Якби напруга в Мукачеві не втрималася вище 380 кВ, синхронізація була б неможливою.

Державний оператор системи передачі електроенергії в Польщі (Polskie Sieci Elektroenergetyczne, PSE S.A.) під час відокремлення української енергосистеми від континентальної Європи зі свого боку спостерігали:

– стрибок фазового кута: PMU зафіксували різницю фаз між вузлами; різке збільшення кута між Хмельницькою АЕС (Україна) та Жешувом (Польща) сигналізувало про те, що енергія «шукає вихід» через транскордонні лінії;

– низькочастотні коливання (Oscillations): система WAMS дала змогу побачити «розкачування» енергосистеми; польські диспетчери бачили коливання амплітуди потужності, які могли перекинутися на їхні внутрішні мережі;

– векторні вимірювання (Synchrophasors): вони бачили точний вектор напруги; це допомогло PSE миттєво зрозуміти, що проблема в Україні є технологічним розділенням мережі, а не дефіцитом палива чи системною аварією в самій Польщі;

– колосальний «кільцевий перетік»: WAMS показала, що потужність від РАЕС увійшла в Польщу, але не була там спожита, а транзитом через Словаччину намагалася повернутися в Україну, перевантажуючи інтерконектори.

Отже, без даних WAMS/PMU польська сторона могла б розцінити такий стрибок як загрозу своїй безпеці та автоматично відключити лінії з Україною, що призвело б до повного блекауту західних областей України.

Висновки. 1. На сьогодні моніторинг та керування електричною мережею є основою оптимізації їхньої структури та режимів роботи; на сьогодні сформувалася парадигма еволюції систем моніторингу: SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) → WAMS (Wide-Area Measurement Systems) / PMU (Phasor Measurement Unit) → WAMPAC (Wide Area Monitoring, Protection, and Control) / WMU (Waveform Measurement Unit) → Smart-моніторинг, що має враховуватися при модернізації електромереж України.

2. Комплексний моніторинг та керування в електричних мережах в остаточному підсумку забезпечують ефективну автоматизацію електромереж, основними напрямками якої визначено комплексну реалізацію концепції Smart Grid, підвищення надійності, дистанційне керування та моніторинг, інтеграцію відновлюваних джерел енергії, оптимізацію передачі та розподілу енергії, підвищення безпеки, побудову цифрових підстанцій.

3. Визначено доцільність застосування таких переваг оркестрації електромереж в Україні:

– оркестрація робить мережу більш гнучкою та готовою до швидкого реагування на зміни, незалежно від того, чи це заплановане розширення, чи раптова потреба адаптуватися до нових умов, зокрема керування доступними ресурсами, щоб отримати від них максимальну віддачу, одночасно зменшуючи втрати;

– масштабованість, здатність адаптувати мережеву інфраструктуру до потреб бізнесу, координація в режимі реального часу, яка обробляє складний графік та послідовність завдань

у різних системах, що стає можливим завдяки сумісності, оскільки оркестрація інтегрує різноманітні інструменти та платформи в єдиний, злагоджений робочий процес;

– покращена безпека та прозорість, оскільки система може автоматично виявляти подію, як-от загроза безпеці або зниження продуктивності, реагувати, виправляючи конфігурацію, а потім повідомляти про дію без негайного втручання людини.

4. Системний підхід щодо забезпечення захисту цілісності системи завдяки SIPS досягається режимами активації (увімкнення дії SIPS, коли це може знадобитися); виявлення надзвичайних ситуацій (визначення потреби пом'якшення наслідків); вибору дій щодо пом'якшення наслідків (вибір правильних дій щодо пом'якшення наслідків); виконання дій (впровадження вибраних дій); забезпечення оптимального взаємозв'язку (об'єднання всіх компонентів разом).

5. Успішна реалізація сучасного моніторингу та протиаварійного керування в ОЕС України підтверджена прикладом ідентифікації та усунення знеструмлення (блекаутів) в ОЕС України, коли система WAMS та пристрої PMU відіграли критичну роль у запобіганні повному розвалу української енергосистеми під час інциденту 31 січня 2026 року.

Роботу виконано в рамках теми "Розвиток цифровізації енергосистем та розробка засобів адаптації протиаварійного автоматичного керування електричними режимами при переході до синхронної роботи ОЕС України з енергосистемою континентальної Європи ENTSO-E" (Шифр: АРПАКЕР).

1. Блінов І.В., Денисюк С.П., Лежнюк П.Д., Ущаповський К.В., Слободян Р.О., Козачук О.І., Мірошник В.О., Сподинський О.В. Цифрова трансформація електроенергетики України. Реалізація в умовах воєнного стану та повоєнного відновлення. Одеса: Видавничий дім «Гальветика», 2024. 362 с.
2. Бєлоха Г.С., Денисюк С.П., Дерев'янко Д.Г., Жуйков В.Я., Сопель М.Ф., Сподинський О.В. SMART-моніторинг ефективності функціонування локальних електроенергетичних систем. Одеса: Видавничий дім «Гальветика», 2025. 280 с.
3. Крак Ю.В., Шатирко А.В. Теорія керування для інформатиків: підручник. К.: ВПЦ «Київський університет», 2015. 175 с.
4. Корнієнко В.І., Гусєв О.Ю., Герасіна О.В., Щокін В.П. Теорія систем керування: підручник. М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. Дніпро: НГУ, 2017. 497 с.
5. Стогній Б.С., Сопель М.Ф. Основи моніторингу в електроенергетиці. Про поняття моніторингу. *Техн. електродинаміка*. 2013. № 1. С. 62–69
6. Стогній Б.С., Сподинський О.В. Оцінка впливу сумарної векторної похибки та проблем синхронізації часу на функціонування широкомасштабних систем моніторингу енергосистем. *Праці Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2026. Вип. 73. С. 5-11.
7. Mohsenian-Rad H., Kezunovic M., Rahmatian F. Synchro-Waveforms in Wide-Area Monitoring, Control, and Protection: Real-World Examples and Future Opportunities. *IEEE Power and Energy Magazine*. 2025. Vol. 23. No 1. Pp. 69–80. DOI: https://doi.org/10.1109/MPE.2024.3403800
8. Usman Muhammad Usama, Faruque M. Omar. Applications of synchrophasor technologies in power systems. *J. Mod. Power Syst. Clean Energy.* 2019. No 7(2). Pp. 211–226. DOI: https://doi.org/10.1007/s40565-018-0455-8
9. Tong, L., Wang, X. & Zhao, Q. Grid monitoring with synchro-waveform and AI foundation model technologies. *Energy Syst.* 2025. DOI: https://doi.org/10.1007/s12667-025-00726-7
10. Wang X., Liu Y., Tong L. Adaptive sub band compression for streaming of continuous point on wave and PMU data. IEEE Trans. Power Syst. 2021. No 36 (6). Pp. 5612–5621. DOI: https://doi.org/10.1109/TPWRS.2021.3072882
11. Silverstein A., Follum J. High-Resolution, Time-Synchronized Grid Monitoring Devices. Technical Report NASPI-2020-TR-004, North American Synchrophasor Initiative. 2020. URL:https://www.naspi.org/sites/default/files/reference_documents/pnnl_29770_naspi_hires_synch_grid_devices_20200320.pdf
12. Ogbogu C.E., Thornburg J., Okozi S.O. Smart Grid Fault Mitigation and Cybersecurity with Wide-Area Measurement Systems: A Review. *Energies. 2025*. No 18. Pp. 994. DOI: https://doi.org/10.3390/en18040994
13. Overview modern wide area monitoring systems. URL: https://ebrary.net/207029/engineering/overview_modern_wide_area_monitoring_systems#google_vignette
14. Денисюк С.П., Сопель М.Ф., Бєлоха Г.С. Особливості реалізації Smart-моніторингу при генерації, передачі та розподілу електроенергії. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2025. № 2. С. 87–98. DOI: https://doi.org/10.20535/1813-5420.2.2025.327373
15. Кириленко О.В.. Стогній Б.С., Денисюк С.П., Сопель М.Ф. Smart-моніторинг електроенергетичних си-

стем. *Техн. електродинаміка*. 2024. № 5. С. 48–62. DOI: https://doi.org/10.15407/techned2024.05.048
16. Kyrylenko O., Denysiuk S., Bielokha H., Dyczko A., Stecuła B., Pazynich Y. Smart Monitoring and Management of Local Electricity Systems with Renewable Energy Sources. *Energies*. 2025. 18 (16).
17. Electrical Network Monitoring and Control Systems. URL: https://4sight.cloud/electrical-network-monitoring-and-control-system
18. Ed Hough. The power of automation in modern enterprise networks. 7 May 2025. URL: https://www.oneadvanced.com/resources/the-power-of-automation-in-modern-enterprise-networks/
19. Network Automation and Orchestration: A Practical Guide to Tools and Real-World Challenges. URL:https://codilime.com/blog/network-automation-and-orchestration-guide-to-tools-and-challenges/
20. Денисюк С.П., Стржелецьки Р. Формування складових інтелектуальної платформи керування енергетичними системами та мережами. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2019. № 3. С. 7–22.
21. What is Grid Orchestration and how does it differ from DERMS? URL: https://www.camus.energy/gridorchestration
22. C37.250-2020 - IEEE Guide for Engineering, Implementation, and Management of System Integrity Protection Schemes. URL: https://standards.ieee.org/ieee/C37.250/5889/

MODERNIZATION OF ELECTRICAL GRIDS BASED ON THE INTEGRATED IMPLEMENTATION OF THE PRINCIPLES OF OBSERVABILITY AND CONTROLLABILITY

S.P. Denysiuk, M.F. Sopel, O.V. Spodynsky
Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,
Beresteiskyi ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine
e-mail: spdens@ukr.net, regina@regina.org.ua, a.spodynskyi@gmail.com

It is shown that observability and controllability are two key principles of power system construction, determining how easily the system state can be understood (observability) and how easily its behavior can be influenced (controllability), while grid monitoring and control form the basis for power grid optimization. It is established that monitoring and control of the electrical grid are fundamental to optimizing its structure and operating modes; currently, a paradigm for the evolution of monitoring systems has emerged: SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) → WAMS (Wide-Area Measurement Systems) / PMU (Phasor Measurement Unit) → WAMPAC (Wide Area Monitoring, Protection, and Control) / WMU (Waveform Measurement Unit) → Smart-monitoring, which must be considered during the modernization of Ukraine's power grids. It is confirmed that comprehensive monitoring and control ultimately ensure effective power grid automation, the main directions of which include the comprehensive implementation of the Smart Grid concept, reliability enhancement, remote control and monitoring, integration of renewable energy sources, optimization of energy transmission and distribution, safety improvement, and the construction of digital substations. As a promising approach, the features of power grid orchestration are considered – a process of automation and centralized management of complex network infrastructures and services to ensure their efficient operation, scaling, and security. The deployment of a power grid orchestration platform is currently a decisive, proactive step that grid companies must take to optimize energy processes. It is determined that a systems approach at the higher level of power grid monitoring and control should ensure the protection of system integrity, particularly through System Integrity Protection Schemes (SIPS). The successful implementation of monitoring and emergency management procedures in the United Energy System of Ukraine is confirmed by the example of identifying and eliminating power outages (blackouts) in the United Energy System of Ukraine, when the WAMS system and PMU devices played a critical role in preventing the complete collapse of the Ukrainian power system during the incident on January 31, 2026. Ref. 22, fig. 2, tables 2.
Keywords: electrical grids, observability, controllability, monitoring, control, automation, power grid orchestration, System Integrity Protection Schemes (SIPS).

1. Blinov I.V., Denysiuk S.P., Lezhniuk P.D., Ushchapovskyi K.V., Slobodian R.O., Kozachuk O.I., Miroshnyk V.O., Spodynskyi O.V. Digital Transformation of the Electric Power Industry of Ukraine: Implementation under Martial Law and Post-War Recovery. Odesa: Galvetika Publishing House, 2024, 362 p. (Ukr)
2. Bielokha H.S., Denysiuk S.P., Derevianko D.H., Zhuikov V.Y., Sopel M.F., Spodynskyi O.V. SMART Monitoring of the Operational Efficiency of Local Electric Power Systems. Odesa: Galvetika Publishing House, 2025, 280 p. (Ukr)
3. Krak Yu.V., Shatyrko A.V. Control Theory for Computer Scientists: a textbook**.** Kyiv: VPC Kyivskyi Universytet. 2015. 175 p. (Ukr)
4. Korniienko V.I., Husiev O.Yu., Herasina O.V., Shchokin V.P. Control Systems Theory: a textbook. Ministry of Education and Science of Ukraine, National Mining University. Dnipro: NMU, 2017. 497 p. (Ukr)
5. Stognii B.S., Sopel M.F., Fundamentals of monitoring process in electroenergy. About the concept of monitoring process. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2013. No 1. Pp. 62–69. (Ukr)
6. Stognii B.S., Spodynskyi O.V. Assessment of the impact of total vector error and time synchronization issues on the operation of wide area power system monitoring systems. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky Natsionalnoi Akademii Nauk Ukrainy*. 2026. Iss. 73. Pp. 5–11. (Ukr) DOI: https://doi.org/10.15407/publishing2026.73.005

7. Mohsenian-Rad H., Kezunovic M., Rahmatian F. Synchro-Waveforms in Wide-Area Monitoring, Control, and Protection: Real-World Examples and Future Opportunities. *IEEE Power and Energy Magazine*. 2025. Vol. 23. No 1. Pp. 69–80. DOI: https://doi.org/10.1109/MPE.2024.3403800
8. Usman Muhammad Usama, Faruque M. Omar. Applications of synchrophasor technologies in power systems. *J. Mod. Power Syst. Clean Energy.* 2019. No 7(2). Pp. 211–226. DOI: https://doi.org/10.1007/s40565-018-0455-8
9. Tong, L., Wang, X. & Zhao, Q. Grid monitoring with synchro-waveform and AI foundation model technologies. *Energy Syst.* 2025. DOI: https://doi.org/10.1007/s12667-025-00726-7
10. Wang X., Liu Y., Tong L. Adaptive sub band compression for streaming of continuous point on wave and PMU data. *IEEE Trans. Power Syst.* 2021. No 36 (6). Pp. 5612–5621. DOI: https://doi.org/10.1109/TPWRS.2021.3072882
11. Silverstein A., Follum J. High-Resolution, Time-Synchronized Grid Monitoring Devices. Technical Report NASPI-2020-TR-004, North American Synchrophasor Initiative, 2020. URL: https://www.naspi.org/sites/default/files/reference_documents/pnnl_29770_naspi_hires_synch_grid_devices_20200320.pdf
12. Ogbogu C.E., Thornburg J., Okozi S.O. Smart Grid Fault Mitigation and Cybersecurity with Wide-Area Measurement Systems: A Review. *Energies. 2025*. No 18. Pp. 994. DOI: https://doi.org/10.3390/en18040994
13. Overview modern wide area monitoring systems. URL: https://ebrary.net/207029/engineering/overview_modern_wide_area_monitoring_systems#google_vignette
14. Denysiuk S.P., Sopel M.F., Bielokha H.S. Features of Smart-monitoring implementation during electricity generation, transmission, and distribution. *Energy: Economics, Technologies, Ecology*. 2025. No 2. Pp. 87–98. DOI: https://doi.org/10.20535/1813-5420.2.2025.327373 (Ukr)
15. Kyrylenko O.V., Stognii B.S., Denysiuk S.P., Sopel M.F. Smart-monitoring of electrical power systems. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2024. No 5. Pp. 48–62. (Ukr) DOI: https://doi.org/10.15407/techned2024.05.048
16. Kyrylenko O., Denysiuk S., Bielokha H., Dyczko A., Stecuła B., Pazynich Y. Smart Monitoring and Management of Local Electricity Systems with Renewable Energy Sources. *Energies*, 2025. 18 (16).
17. Electrical Network Monitoring and Control Systems. URL: https://4sight.cloud/electrical-network-monitoring-and-control-system
18. Ed Hough. The power of automation in modern enterprise networks. 7 May 2025. URL: https://www.oneadvanced.com/resources/the-power-of-automation-in-modern-enterprise-networks/
19. Network Automation and Orchestration: A Practical Guide to Tools and Real-World Challenges. URL: https://codilime.com/blog/network-automation-and-orchestration-guide-to-tools-and-challenges/
20. Denysiuk S. P., Strzelecki R. Formation of components of an intelligent platform for power systems and grids management. *Energy: Economics, Technologies, Ecology*. 2019. No 3. Pp. 7–22. (Ukr)
21. What is Grid Orchestration and how does it differ from DERMS? URL: https://www.camus.energy/gridorchestration
22. IEEE C37.250-2020 IEEE Guide for Engineering, Implementation, and Management of System Integrity Protection Schemes. URL: https://standards.ieee.org/ieee/C37.250/5889/

Надійшла: 07.01.2026
Прийнята: 18.02.2026

Submitted: 07.01.2026
Accepted: 18.02.2026