

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет інженерії та енергетики

Кафедра електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології

Кваліфікаційна робота
на правах рукопису

Папірник Іван Олександрович

УДК 621.359.4

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

Обґрунтування вимог до проектування резервного джерела живлення власних
потреб підстанцій підприємств АПК
(тема роботи)

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

Подається на здобуття освітнього ступеня бакалавр

кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень. Використання
ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Папірник І.О.

(підпис, ініціали та прізвище здобувача вищої освіти)

Керівник роботи

Яковенко Віталій Адольфович

(прізвище, ім'я, по батькові)

к.т.н., доцент кафедри електрифікації,

автоматизації виробництва та інженерної екології

(науковий ступінь, вчене звання)

Житомир – 2026

АНОТАЦІЯ

Папірник І.О. Обґрунтування вимог до проектування резервного джерела живлення власних потреб підстанцій підприємств АПК. Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня бакалавра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка – Поліський національний університет, Житомир, 2026.

Метою даної роботи є удосконалення систем електропостачання господарств АПК за рахунок застосування нових алгоритмів та апаратних комплексів.

Предметом дослідження являються нові вимоги до проектування систем власних потреб підстанцій АПК.

Ключові слова: власні потреби підстанцій, гібридні системи електропостачання, технічні вимоги проекту.

ABSTRACT

Papirnik I.O. The priming was possible before the design of the reserve engine for maintaining the power needs of the substation of the agro-industrial complex. Qualified work at the advanced bachelor's level for specialty 141 – Electrical power engineering, electrical engineering and electromechanics – Polissia National University, Zhitomir, 2026. The purpose of this work is to improve the power supply systems of the agricultural sector through the introduction of new algorithms and hardware systems. The subject of research is new possibilities for the design of water supply systems for agro-industrial complex substations. Key words: power consumption of substations, hybrid power supply systems, technical support for the project.

ВСТУП

Актуальність роботи

Станом на 2026 рік агропромисловий комплекс (АПК) України функціонує в умовах **глибокої трансформації енергетичного сектору**. Масовані пошкодження магістральних мереж, дефіцит генеруючих потужностей у системі (що сягає в середньому 10%) та децентралізація генерації змушують агропідприємства масово переходити на локальні гібридні системи електропостачання (ГСЕ).

Трансформація енергетичного сектору України у 2026 році перейшла від етапу «екстреного виживання» до масштабної системної перебудови. Головний вектор розвитку — створення принципово нової архітектури енергосистеми, яка базується на децентралізації, високій гнучкості та інтеграції з європейським ринком споживання. Стара радянська модель (великі електростанції та магістральні ЛЕП) заміщується **розподіленою енергетичною системою** з урахуванням довгострокових екологічних цілей Євросоюзу (Green Deal).

Відбувається масове впровадження моторних генераторних установок малої потужності так і установок потужністю від 1 до 50 МВт поблизу споживачів (комунальні підприємства, великі заводи, кластери АПК) та сучасних відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) які виконують роль базової та маневрової генерації, замінюючи вугільні блоки. Це мінімізує втрати у мережах та ризики одночасного знеструмлення регіонів. Бізнес (промислові СЕС) та населення (просьюмери) масово стали активним учасником ринку. Промислові підприємства будують власні сонячні станції (СЕС) не лише для компенсації власного споживання, а й для продажу надлишків у мережу за ринковими цінами.

Відбуваються масштабні розгортання систем накопичення енергії (BESS). «Укренерго» активно використовує комерційні BESS для надання допоміжних послуг (первинне та вторинне регулювання частоти). Це дозволило частково вирішити проблему нестабільності ВДЕ (сонця та вітру). Стандартом для

середнього та великого бізнесу стало встановлення накопичувачів у зв'язці з локальною генерацією для гарантування безперебійності процесів.

Оскільки кількість об'єктів генерації зростає в геометричній прогресії, керувати системою в ручному режимі стало неможливо активно впроваджується інтелектуальне управління електропостачанням (EMS + СМПП) — це поєднання двох потужних систем для забезпечення максимальної енергоефективності, стабільності та автономності енерговузла (підприємства АПК або мікромережі). EMS (Energy Management System) — система керування енергією. Вона розподіляє потоки електрики між мережею, генерацією (сонячні панелі, вітрогенератори), накопичувачами (акумуляторами) та споживачами. Система моніторингу перехідних режимів (СМПП або WAMS — Wide Area Measurement Systems) за мікросекунди виявляє фіксує коливання частоти, просідання напруги або загрозу аварії в загальній мережі та стали обов'язковими для всіх нових об'єктів генерації потужністю понад 500 кВт. Поєднання цих технологій створює «розумну» енергосистему (Smart Grid), яка не просто розподіляє ресурси, а миттєво реагує на аварії та зміни якості струму в системі: ВДЕ - Мережа – BESS у разі локальних аварій.

Мета кваліфікаційної роботи – практичне застосування локальних джерел ВДЕ для власних потреб підстанцій підприємств АПК за рахунок застосування алгоритмів та апаратних комплексів.

Для досягнення зазначеної мети в роботі були поставлені та вирішені наступні завдання:

1) Проведено аналіз стану енергопостачання власних потреб підстанцій підприємств АПК;

2) визначити технічні вимоги та технічні параметри для проектування власних потреб підстанцій АПК.

Об'єктом дослідження являються локальні мережі АПК.

Предмет дослідження – стійкість ГСЕ для власних потреб підстанцій АПК.

Методи дослідження визначалися поставленими завданнями кваліфікаційної роботи та були засновані на дослідженні проблем локальних систем РГ та сучасних апаратних рішень СМПР.

Перелік публікацій автора за темою дослідження:

Папірник І.О., Яковенко В.А. СУЧАСНІ ВИМОГИ ДО ПРОЕКТУВАННЯ ГІБРИДНОГО РЕЗЕРВНОГО ДЖЕРЕЛА ЖИВЛЕННЯ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ ПІДСТАНЦІЙ АПК

Наукові читання – 2026: збірник тез доповідей науково-практичної конференції за підсумками І-го туру Всеукраїнського конкурсу студентських наукових робіт з галузей знань і спеціальностей. 20 квітня 2026 р. Житомир: Поліський національний університет, 2026. Ч.3.

Папірник І.О. АНАЛІЗ ОСНОВНИХ ПАРАМЕТРІВ ДИНАМІЧНОЇ СТІЙКОСТІ ГІБРИДНИХ РЕЗЕРВНИХ ДЖЕРЕЛ ВП ПС АПК

Наукові читання – 2026: збірник тез доповідей науково-практичної конференції за підсумками І-го туру Всеукраїнського конкурсу студентських наукових робіт з галузей знань і спеціальностей. 20 квітня 2026 р. Житомир: Поліський національний університет, 2026. Ч.3.

ЗМІСТ

ВСТУП	3
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СИСТЕМ РЕЗЕРВУВАННЯ ДЖЕРЕЛ ЖИВЛЕННЯ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ ПІДСТАНЦІЙ ПІДПРИЄМСТВ АПК	8
1.1. Нормативні вимоги до резервного джерела живлення власних потреб підстанцій	8
1.2. Склад обладнання ВП ПС АПК	9
1.3. Вимоги до гібридного резервного джерела живлення ВП ПС АПК для різного класу напруги	11
Висновки по розділу 1	19
РОЗДІЛ 2. ПРОЕКТУВАННЯ ГІБРИДНИХ РЕЗЕРВНИХ ДЖЕРЕЛ ЖИВЛЕННЯ ВП ПС АПК	20
2.1. Алгоритм роботи ГЕС живлення ВП під керуванням EMS	20
2.2. Обладнання джерел живлення ВП локальних мереж АПК	21
Висновки по розділу 2	26
Розділ 3. АНАЛІЗ ОСНОВНИХ ПАРАМЕТРІВ ДИНАМІЧНОЇ СТІЙКОСТІ ГІБРИДНИХ РЕЗЕРВНИХ ДЖЕРЕЛ ВП ПС АПК	27
3.1. Особливості перехідних процесів в ГСЕ АПК	27
3.2 Робота ГСЕ при різних пускових режимах обладнання	36
3.3. Вибір обладнання ВП ПС відповідно нормативних вимог	41
3.4 . Економічна доцільність інвестування в ГСЕ ВП для об'єкта АПК на підстанціях 35-110 кВ	53
Висновки по розділу 3	58
ВИСНОВКИ	59
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	60

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АПК - агропромисловий комплекс;

ВДЕ – відновлювані джерела енергії;

ВЕС – вітрова електростанція;

ВП- власні потреби;

ГСЕ - гібридні системи електропостачання

ЕЕС – електроенергетичні системи;

ЕС – Європейський Союз;

ЯЕЕ – якість електричної енергії;

ЛЕП – лінія електропередачі;

НВДЕ – нетрадиційні та відновлювані джерела енергії;

ОЕС – об’єднана енергетична система;

ОСР – оператор системи розподілу;

ПС - підстанція

РГ – розосереджена генерація;

СЕЗ – система енергозабезпечення;

СЕП – система електропостачання;

СЕС – сонячна електростанція;

СМНР - система моніторингу перехідних режимів.

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СИСТЕМ РЕЗЕРВУВАННЯ ДЖЕРЕЛ ЖИВЛЕННЯ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ ПІДСТАНЦІЙ ПІДПРИЄМСТВ АПК

1.1. Нормативні вимоги до резервного джерела живлення власних потреб підстанцій

Нормативні вимоги до систем резервного живлення власних потреб (ВН) електричних підстанцій агропромислового комплексу (АПК) базуються на принципах забезпечення абсолютної безперебійності для відповідальних систем: релейного захисту, автоматики, охоронної сигналізації та охолодження силових трансформаторів). [1]

Основні нормативні документи

Проектування та експлуатація резервних джерел живлення ВП базуються на таких актах:

ПУЕ: Правила улаштування електроустановок (основний документ, що регламентує категорії електроприймачів та схеми комутації).

ПТЕЕС: Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів (вимоги до обслуговування та стану обладнання).

БНВ.2.5-80:2015: Настанова з проектування систем електропостачання підприємств.

Ключові технічні вимоги:

1. Категорія надійності електропостачання:

- Живлення власних потреб підстанцій АПК напругою \((110-35)\) кВ належить до I категорії надійності (для ОРУ та ЗРУ).

- Має забезпечуватися живлення від двох незалежних взаємно резервованих джерел із застосуванням пристроїв автоматичного вмикання резерву (АВР).

2. Вимоги до джерел постійного струму (Оперативний струм):

- Для живлення ланцюгів управління, захисту, автоматики та сигналізації застосовуються акумуляторні батареї (АБ) або випрямні пристрої з акумуляторами.

- Система постійного струму повинна забезпечувати безперебійне живлення протягом усього часу ліквідації аварії в мережі (згідно з нормами — не менше 0,5–1,0 години в режимі найбільшого споживання).

3. Вимоги до резервних джерел змінного струму:

- Як третє (аварійне/резервне) джерело змінного струму для підстанцій 10-0,4 кВ (наприклад, для живлення систем обігріву приміщень, освітлення, охолодження трансформаторів) дозволено використання дизель-генераторних установок (ДГУ).

- ДГУ повинні мати системи автозапуску (АВР) з часом готовності до підхоплення навантаження не більше 10-15 секунд.

4. Експлуатаційні та екологічні вимоги до резервних ДГУ:

- Обладнання має встановлюватися у сухих приміщеннях з припливно-втяжною вентиляцією та відведенням вихлопних газів, або у всепогодних шумозахисних кожухах.

- Для запобігання відмовам підстанції через вихід з ладу резерву, здійснюється постійний моніторинг параметрів (напруга, ємність батарей, рівень палива) з виведенням

1.2. Склад обладнання ВП ПС АПК

До складу обладнання системи власних потреб (ВП) електричних підстанцій (ПС) агропромислового комплексу (АПК) входить комплекс пристроїв змінного та постійного струму. Цей комплекс забезпечує надійну роботу релейного захисту, автоматики, приводів вимикачів, систем охолодження та освітлення .

1. Система змінного оперативної та силового струму (380/220 В). Ця частина забезпечує живлення силових приводів, вентиляції, обігріву та зарядних пристроїв:

- Трансформатори власних потреб (ТВП): Зазвичай встановлюють два незалежні трансформатори (основний та резервний), які підключаються до різних секцій шин підстанції.
- Щит власних потреб (ЩВП): Розподільчий пристрій низької напруги (0,4 кВ), який розділений на секції з автоматичними вимикачами.
- Пристрій АВР (Автоматичне введення резерву): Перемикає живлення шин ЩВП на резервний ТВП у разі зникнення напруги на основному.
- Автоматичні вимикачі та пускачі: Для захисту та комутації окремих споживачів (кіл обігріву, вентиляції трансформаторів тощо).

2. Система постійного оперативного струму (СОПС). Є найвідповідальнішою частиною, оскільки живить кола захисту та керування навіть під час повної втрати напруги на підстанції.

- Акумуляторна батарея (АБ): Станційна стаціонарна батарея (зазвичай герметизована свинцево-кислотна або гелева) номінальною напругою 110 В або 220 В.
- Зарядно-підзарядні пристрої (ЗПП): Живляться від ЩВП змінного струму, забезпечують постійний підзаряд АБ та живлення мережі постійного струму в нормальному режимі.
- Щит постійного струму (ЩПС): Розподільчий щит із системою шин, що захищає та розподіляє постійний струм по колах РЗА (релейного захисту та автоматики).

- Пристрої контролю ізоляції: Автоматичні системи, які безперервно моніторять стан ізоляції мережі постійного струму для запобігання хибним спрацьовуванням захистів при замиканнях на землю.

3. Резервне (аварійне) джерело живлення:

- Дизель-генераторна установка (ДГУ): Автономний генератор з автоматичним пуском, який підключається до ЩВП при повному знеструмленні обох ТВП.

- Джерела безперебійного живлення (ДБЖ / UPS): Застосовуються для гарантованого живлення мікропроцесорних терміналів захисту, серверів телемеханіки та зв'язку на час пуску ДГУ.

4. Допоміжне обладнання та шафи керування:

- Шафи живлення кіл вимикачів (ШПВ): Для забезпечення надійної роботи приводів включення/відключення високовольтних вимикачів.

- Шафи живлення та автоматики охолодження (ШАО): Керують вентиляторами та масляними насосами силових трансформаторів.

- Кола аварійного та робочого освітлення: Окремі щитки та світильники для забезпечення видимості на ПС під час аварій.

1.3. Вимоги до гібридного резервного джерела живлення ВП ПС АПК для різного класу напруги

Проблема роботи електромереж в АПК:

1. Раптове зникнення або глибоке просідання напруги в мережі ОСР може спричинити збій автоматики підстанції або зупинку безперервного циклу (наприклад, сушіння зерна чи вентиляції пташника).
2. Сільські радіальні мережі часто мають низьку якість — перекози фаз, стрибки напруги через запуск потужних двигунів на сусідніх фермах.

3. У вихідні дні або години низької активності СЕС 500 кВт генерує більше, ніж споживає підприємство. Видача в мережу без ліцензії або за не вигідним тарифом може бути обмежена.

Для промислового підприємства АПК конфігурація з СЕС на 500 кВт та акумуляторною системою зберігання енергії (BESS) на 300 кВт є високоефективним рішенням. Вона забезпечує надійне резервування власних потреб (ВП) підстанції та оптимізує енерговитрати виробництва (переробка, елеватори, ферми, холодильні комплекси).

Застосування інтелектуального комплексу EMS + СМПР для такого об'єкта дозволяє розв'язати критичні технологічні й економічні завдання.

1. Генерація та накопичення: СЕС 500 кВт покриває денні піки споживання підприємства. BESS 300 кВт (оптимально на базі LiFePO₄ осередків) виступає буфером та гарантом живлення ВП підстанції (релейний захист, автоматика, зв'язок, приводи вимикачів).
2. СМПР (Система моніторингу перехідних режимів): Використовує високоточні пристрої PMU (Phasor Measurement Unit) на вводі підстанції. Вона відстежує синусоїду, коливання частоти мережі та фазові кути. СМПР фіксує аварійний перехідний процес за мікросекунди — задовго до того, як спрацює стандартна автоматика АВР. Вона дає сигнал EMS, яка миттєво (до 10-20 мс) ізолює підстанцію від зовнішньої мережі та переводить інвертор BESS у режим формування власної мережі (Grid-forming). Також виявляє гармонійні спотворення та аномальні кути зсуву фаз. Власні потреби підстанції та критичні лінії АПК продовжують працювати без перезавантаження техніки.
3. EMS (Energy Management System): Програмно-апаратний мозок комплексу, який прораховує баланс генерації/споживання, стежить за комерційними тарифами та віддає команди інверторам. [1, 2, 3, 4] EMS тимчасово переводить живлення ВП підстанції на BESS, захищаючи дорогі мікропроцесорні блоки релейного захисту (РЗА) від вигорання, а після стабілізації мережі повертає схему назад. Система аналізує профіль

споживання та автоматично спрямовує надлишки генерації СЕС на зарядку акумулятора 300 кВт. Якщо АКБ заповнена, EMS плавно знижує потужність інверторів СЕС (клієнти не втрачають гроші на штрафах за несанкціонований експорт).

4. Peak Shaving та робота за погодинними тарифами (спот-ринок). Для підприємств АПК характерні значні пускові струми (запуск потужних компресорів, млинів, транспортерів). EMS «зрізає» ці піки потужності, підмішуючи енергію з АКБ 300 кВт, щоб підприємство не виходило за рамки дозволеної за договором потужності. Також вона заряджає BESS від мережі у дешеві нічні години та розряджає під час дорогих піків.
[4,6,7]

Порівняльний аналіз ефектів від впровадження запропонованої конфігурації надано в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1. Порівняльний аналіз ефектів від впровадження об'єкта мікромережі Microgrid

Функція / Ефект	Стандартне АВР + звичайна СЕС	Інтелектуальний комплекс EMS + СМІР
Час реакції на аварію	0.5 – 2 секунди (короткочасне знеструмлення)	< 20 мілісекунд (безшовний перехід UPS-типу)
Захист від мікросекундних коливань	Відсутній (обладнання йде в перезавантаження)	Повний контроль перехідних режимів
Використання сонячної енергії	Лише в момент генерації (надлишки втрачаються)	Перерозподіл 100% енергії (в АКБ або на ВП)
Управління піковими навантаженнями	Відсутнє	Автоматичне зниження плати за потужність

Особливості власних потреб (ВП) ПС 35/110 кВ - власні потреби такої підстанції розділені на два критичні контури, які система EMS + СМПП повинна резервувати в першу чергу:

1. Мережа постійного струму (ШПС — шини постійного струму): Живить мікропроцесорний релейний захист (РЗА), протиаварійну автоматику (ПА), телемеханіку, зв'язок та кола керування вимикачами. Сюди підключена стаціонарна акумуляторна батарея (ЩПТ — щит постійного струму, зазвичай 220 В або 110 В).
2. Мережа змінного струму (ЩВП — щит власних потреб): Живить приводи вимикачів, обігрів та вентиляцію шаф РЗА/зовнішнього обладнання (критично взимку), охолоджувальні вентилятори силових трансформаторів, освітлення.
3. Синхронізація з СМПП (WAMS) для запобігання пошкодженню комутаційних апаратів. Рішення: Векторні вимірювальні пристрої PMU системи СМПП встановлюються на вимірювальних трансформаторах напруги (ТН) 35/110 кВ. СМПП реєструє аномальну швидкість зміни частоти (RoCoF) або стрибок кута фази за 10–20 мілісекунд. EMS миттєво віддає команду інвертору BESS перейти у режим стабілізації напруги (Grid-forming/Voltage support), нівелюючи просідання на ЩВП ще до того, як почнеться глибоке розрядження штатної батареї ЩПТ.
4. Забезпечення високих пускових струмів (Живлення приводів вимикачів). Специфіка ПС: Електромагнітні або пружинні приводи вимикачів 35/110 кВ у момент увімкнення/вимкнення споживають величезну імпульсну потужність (змінний струм на ЩВП). Якщо напруга «просяде», вимикач не спрацює, що призведе до катастрофічної аварії. Рішення: EMS тримає BESS 300 кВт у постійній готовності до видачі максимального імпульсного струму. За рахунок високої перевантажувальної здатності сучасних інверторів (PCS), система гарантує жорстку посадку напруги на ЩВП під час оперування високовольтними вимикачами, навіть за повної ізоляції підстанції від зовнішньої мережі.

5. Розумне підживлення ЩПТ (Щита постійного струму). Специфіка ПС: Штатна батарея РЗА (220 В) розрахована лише на кілька годин утримання автоматики. Потужні споживачі змінну струму (обігрів релейних шаф, щоб не випав конденсат, вентиляція) від неї не працюють. Рішення: За зникнення напруги 110 кВ, EMS використовує комбінацію СЕС 500 кВт + BESS 300 кВт для формування тривалого (багатоогодинного або багатоденного) живлення всього ЩВП 0.4 кВ. Це повністю знімає аварійне навантаження зі штатної батареї РЗА, підтримує зарядні пристрої ЩПТ та забезпечує роботу кліматичних систем автоматики високовольтного об'єкта.
6. Динамічне управління ТСН (Трансформаторами власних потреб). Специфіка ПС: Живлення ВП зазвичай здійснюється від ТСН, підключеного до шин 6-10 кВ підстанції. Рішення: Інверторна станція BESS 300 кВт та СЕС 500 кВт інтегруються на рівні РУ-0.4 кВ ТСН. Система EMS здійснює інтелектуальне «секціонування»: у разі аварії на одній із секцій шин 6-10 кВ або виходу з ладу одного з ТСН, EMS автоматично переконфігурує схему живлення ВП від відновлюваних джерел.
7. Забезпечення високих пускових струмів (Живлення приводів вимикачів). Специфіка ПС: Електромагнітні або пружинні приводи вимикачів 35/110 кВ у момент увімкнення/вимкнення споживають величезну імпульсну потужність (змінний струм на ЩВП). Якщо напруга «просяде», вимикач не спрацює, що призведе до катастрофічної аварії. Рішення: EMS тримає BESS 300 кВт у постійній готовності до видачі максимального імпульсного струму. За рахунок високої перевантажувальної здатності сучасних інверторів (PCS), система гарантує жорстку посадку напруги на ЩВП під час оперування високовольтними вимикачами, навіть за повної ізоляції підстанції від зовнішньої мережі.

Переваги застосування гібридного резервного джерела живлення підстанцією 35/110 кВ дає змогу:

1. Гарантія безперебійності телемеханіки та зв'язку з Диспетчером (Укренерго) та оператором ОСР: Підстанції 110 кВ зобов'язані постійно передавати телеметрію. Комплекс EMS+BESS гарантує роботу каналів зв'язку за будь-яких системних аварій.
2. Збереження ресурсу силових трансформаторів: Завдяки СМПП, система EMS може вчасно виявити небезпечні гармоніки чи перенапруги, що йдуть з мережі 110 кВ, та скоригувати роботу інверторів для фільтрації вищих гармонік на стороні власних потреб, або дати сигнал на захисне відключення чутливих споживачів АПК.

Для сучасної цифрової підстанції ПС 35/110 кВ, яка інтегрована з відновлюваними джерелами енергії (СЕС 500 кВт), системою накопичення енергії (BESS 300 кВт), а також керується за допомогою EMS (Energy Management System) та моніториться через СМПП (Система моніторингу перехідних режимів / WAMS), склад обладнання власних потреб (ВП) суттєво відрізняється від класичних схем. Такий об'єкт є мікромережею (Microgrid), де BESS та СЕС можуть виступати в ролі активного резерву для власних потреб.

1. Система змінного струму (0,4 кВ) з функцією Microgrid. Забезпечує трансформацію, розподіл та автоматичне секціонування живлення.

- Трансформатори власних потреб (ТВП): 2 шт., потужністю від 63 до 160 кВА кожен (з урахуванням живлення інверторів СЕС/BESS та клімат-контролю контейнерів).

- Сучасний Щит власних потреб (ЩВП-0,4 кВ): Має дві секції з автоматичним вимикачем секціонування та інтегрованими мотор-приводами під керуванням загального контролера АВР.
- Інтелектуальний вузол АВР: Програмований логічний контролер (ПЛК), що взаємодіє з EMS для реалізації сценарію "Islanding" (острівний режим), дозволяючи за потреби жити ВП підстанції безпосередньо від BESS чи СЕС при знеструмленні зовнішньої мережі.

2. Система постійного оперативного струму (СОПС) для РЗА та СМПР.

Мікропроцесорні пристрої та СМПР критичні до якості напруги, тому СОПС виконується за схемою високої надійності.

- Акумуляторна батарея (АБ): Свинцево-кислотна (AGM/GEL) або сучасна літій-залізо-фосфатна (LiFePO_4) номіналом 220 В (або 110 В) ємністю від 100-150 А·год (забезпечує автономність РЗА до 2-8 годин).
- Зарядні пристрої (ШУОТ / ШПЕ): Два резервовані інтелектуальні випрямлячі з підтримкою протоколу IEC 61850 або Modbus TCP для передачі даних в EMS.
- Щит постійного струму (ЩПС): З дубльованими шинами, системою безперервного автоматичного пошуку замикань на землю та цифровими амперметрами/вольтметрами.

3. Цифрова інфраструктура, EMS, СМПР та ДБЖ (UPS). Оскільки СМПР та інвертори СЕС/BEES потребують гарантованого змінного струму високої якості (220 В синусоїди), у склад ВП вводяться потужні ДБЖ.

Промислове ДБЖ (UPS) змінного струму: Потужністю 10–20 кВА онлайн-типу (Double Conversion) для живлення:

- Серверів телемеханіки, АСУ ТП та EMS;
- Пристроїв зв'язку (комутатори, оптичні модеми);
- Реєстраторів СМПР (PMU – Phasor Measurement Units), які потребують живлення 220 В змінного струму та синхронізації від GPS/ГЛОНАСС-антен.

Комунікаційні шлюзи ВП: Шафи з комутаторами для збору сигналів стану автоматів ЩВП, ЩПС, ДБЖ та передачі їх по протоколу IEC 61850 на верхній рівень EMS.

4. Інтеграція СЕС 500 кВт та BEES 300 кВт у структуру ВП. Ці об'єкти підключаються до шин 10 кВ або 0,4 кВ підстанції і мають власні щити живлення допоміжних потреб.

- Шафа підключення BESS/СЕС до ВП: Забезпечує гарантоване живлення контролерів інверторів, систем кондиціонування контейнерів BESS (АКБ BESS потребують стабільної температури +20...25°C) та систем моніторингу генерації СЕС.

- Гібридний інвертор BESS: Має функцію формування мережі (Grid-forming), що дозволяє використовувати BESS 300 кВт як основне аварійне джерело живлення власних потреб ПС замість класичного дизель-генератора (або в парі з ним), запускаючи «чорний старт» (Black Start) підстанції.

5. Кліматичне та допоміжне обладнання.

- Системи кондиціонування та вентиляції. Окремі щитки для підтримання температурного режиму в залі РЗА, приміщенні АБ та серверній АСУ ТП/СМІР.

- Кола гарантованого освітлення. Світлодіодні світильники оперативного висвітлення, підключені безпосередньо до ЩПС або гарантованих секцій ДБЖ.

6. Дизель-генераторна установка (ДГУ). (Резервне (аварійне) джерело живлення). Автономний генератор з автоматичним пуском, який підключається до ЩВП при повному знеструмленні обох ТВП.

- Потужність ДГУ. Зазвичай для ПС 35-110 кВ з урахуванням кліматичних умов контейнерів СЕС/БЕСС достатньо 40–60 кВт.

- Шафа керування ДГУ (з контролером типу Datakom / SmartGen / Deep Sea). Повинна мати вбудований інтерфейс RS-485 (Modbus RTU) або Ethernet (Modbus TCP). Передає в EMS: статус (робота/стоп/прогрів), аварії, рівень палива, напругу, частоту та навантаження.

- Автоматичний підігрів сорочки охолодження та підзаряд стартерних АБ: Живиться від ЩВП для гарантованого старту за будь-якої температури за 10–15 секунд.

- Цифрові комунікаційні шлюзи ВП (Modbus-інфраструктура).

Промислові контролери/конвертери (наприклад, Муха, Schneider Electric): Для конвертації Modbus RTU (RS-485) від локальних пристроїв у Modbus TCP (Ethernet) для передачі на сервер EMS та СМПП. Керовані промислові комутатори: Формують резервоване оптичне або мідне кільце (Ring) Ethernet на підстанції.

7. Повний специфікований склад обладнання ВП ПС 35-110 кВ.

- Система змінного струму 0,4 кВ. ТВП-1 та ТВП-2 (63–160 кВА). ЩВП-0,4 кВ з інтелектуальним АВР на базі ПЛК (з підтримкою Modbus TCP). Мультифункціональні вимірювальні прилади (щитові аналізатори якості мережі типу Sentron, EasyLogic тощо) з RS-485 Modbus RTU на кожній фідерній лінії.

- Система постійного оперативного струму (СОПС). Акумуляторна батарея (АБ 220 В) для гарантованого живлення приводів вимикачів 35-110 кВ та терміналів РЗА. ШУОТ (Шафа керування оперативним струмом) із двома зарядними модулями, що мають Modbus-інтерфейс для моніторингу струму заряду та ємності АБ.

- Гарантоване живлення ІТ та автоматики. Промислове ДБЖ (UPS) типу Online (10-15 кВА) з Modbus TCP картою керування. Живить сервери EMS, концентратори СМПП (PMU), засобів зв'язку та комерційного обліку (АСКОЕ).

Висновки по першому розділу

Типове агропідприємство у 2026 році на сьогодні часто має крім стаціонарних електромереж відновлювані джерела енергії (ВДЕ) - СЕС, BESS. Пропонується підхід, коли резервні джерела власних потреб (ВП) підстанцій АПК використовують власні локальні мережі ВДЕ та систем зберігання електроенергії. Проведений аналіз систем гібридного резервного джерела живлення ВП ПС АПК. Наведені діючі нормативні вимоги до резервного джерела живлення власних потреб підстанцій. Визначено склад та

функціональні складові обладнання ВП ПС АПК. Обґрунтовані вимоги до гібридного резервного джерела живлення ВП ПС АПК для різного класу напруги. Переваги застосування гібридного резервного джерела живлення підстанцією 35/110 кВ дає змогу забезпечити надійність і безперебійність телемеханіки та зв'язку за будь-яких аварій. Відбувається збереження ресурсу силових трансформаторів за рахунок вчасного виявлення вищих гармонік та перенапруг, що йдуть з мереж. Такий об'єкт є мікромережею (Microgrid), де BESS та СЕС можуть виступати в ролі активного резерву для власних потреб.

РОЗДІЛ 2. ПРОЕКТУВАННЯ ГІБРИДНИХ РЕЗЕРВНИХ ДЖЕРЕЛ ЖИВЛЕННЯ ВП ПС АПК

2.1. Алгоритм роботи ГЕС живлення ВП під керуванням EMS

1. Завдяки Modbus-інтеграції, EMS в реальному часі бачить стан усіх елементів і при аварії (знеструмленні ПС) керує системою за наступними пріоритетами (сценаріями):

- Пріоритет 1 (Нормальний режим): Живлення ВП йде від ТВП. Надлишки енергії СЕС 500 кВт заряджають BESS або відпускаються в мережу.
- Пріоритет 2 (Миттєва аварія — Острівний режим Microgrid): При зникненні напруги на ПС, АВР відсікає зовнішню мережу. EMS миттєво переводить BESS 300 кВт в режим *Grid-forming* (формування опорної напруги 0,4 кВ). ВП підстанції продовжує працювати безперервно. Якщо світить сонце, СЕС підхоплює генерацію і живить ВП, паралельно заряджаючи BESS.
- Пріоритет 3 (Глибока аварія/Блекаут): Якщо аварія в мережі триває довго, BESS розрядилася до критичного рівня (наприклад, SOC < 20%), а СЕС не генерує (ніч/зима), EMS по протоколу Modbus TCP дає команду на запуск ДГУ. ДГУ запускається, ЩВП перемикається на генератор,

забезпечуючи власні потреби ПС та заряджаючи BESS до безпечного рівня, після чого ДГУ знову глушиться для економії палива.

Для повноцінного моніторингу через Modbus для інтеграції в EMS потрібно знімати такі теги:

- Від ЩВП / Аналізаторів: Напруги фаз, струми, коефіцієнт потужності ($\cos \phi$), частота, стан (увімкнено/вимкнено/аварія) ввідних та секційного автоматів.
- Від ШУОТ / АБ: Напруга на шинах постійного струму, струм заряду/розряду АБ, наявність замикання на землю (+ або -).
- Від ДБЖ: Рівень завантаження у %, залишок заряду внутрішніх АКБ у хвиликах, режим роботи (Bypass/Battery/Online).
- Від ДГУ: Статус контролера, мотогодини, критичні помилки (тиск оливи, температура), рівень дизельного палива у баку.

2.2. Обладнання джерел живлення ВП локальних мереж АПК

Для цифрової підстанції Microgrid 35-110 кВ з інтеграцією CEC та BESS найкраще співвідношення ціна/якість забезпечує комбінація перевірених європейських брендів середнього та вищого сегменту (для критичної силової автоматики та зв'язку) та надійних спеціалізованих виробників (для оперативної автоматики та ДГУ).

Такий підхід гарантує повну сумісність із протоколами Modbus чи RTU/TCP, високу відмово стійкість та розумний бюджет. В таблиці 2.1. наведено оптимальний вибір виробників за категоріями обладнання.

2. Силове обладнання 0,4 кВ та АВР (ЩВП). Тут потрібна максимальна комутаційна стійкість мотор-приводів, оскільки система часто перемикатиметься між ТВП, BESS та ДГУ.

- Автоматичні вимикачі та аналізатори мережі: Chint Electric (серія NEXT) або ETI (Словенія). Chint пропонує промислову якість за дуже привабливою ціною, їхні автоматичні вимикачі з мотор-приводами та електронними

розчеплювачами чудово інтегруються в автоматику. ЕТІ — європейська збірка та висока надійність за помірну ціну.

- ПЛК для логіки АВР: Schneider Electric (серія *Modicon M221/M241*) або Siemens (серія *Logo! / S7-1200*). Вони мають вбудовані порти Ethernet (Modbus TCP) та RS-485 (Modbus RTU), працюють без збоїв у важких умовах підстанцій і легко програмуються під складні алгоритми Microgrid.

3. Система постійного оперативного струму (СОПС). У цьому сегменті українські та європейські профільні виробники пропонують найкращі рішення, які значно дешевші за гігантів типу Siemens, але не поступаються за надійністю.

- Шафи оперативної напруги (ШУОТ / ШПЕ). «Елізм» (Запоріжжя), «Релсіс» (Київ) або Benning (Німеччина). Вітчизняні заводи збирають шафи на базі європейських або якісних тайванських випрямних модулів (наприклад, *Mean Well* або *Delta*), оснащують їх контролерами з Modbus та сертифікують під вимоги обленерго. Ціна в рази нижча за повністю імпорتنі шафи.

- Акумуляторні батареї (АБ 220 В): Ventura, Leoch або Yuasa.

Герметизовані свинцево-кислотні акумулятори (AGM/GEL) цих брендів мають реальний термін служби 10–12 років, чудово тримають буферний режим підзаряду і є стандартом для підстанцій середнього класу.

4. Гарантоване живлення (ДБЖ) та мережевий зв'язок (Modbus/Ethernet). Для РЗА, EMS та СМПП потрібне ІТ-обладнання промислового (Industrial) виконання, стійке до електромагнітних завад.

Для мікропроцесорного релейного захисту автоматики потрібні промислові ДБЖ подвійного перетворення із трифазним або однофазним виходом (залежно від схеми ВП).

- APC by Schneider Electric (Серія Smart-UPS RT або Easy UPS 3S).

Світовий стандарт для серверного та промислового захисту автоматики. Ідеальна синусоїда, миттєве перемикання, найнадійніші плати керування.

- Eaton (Серія 9SX або 9E). Лідер у захисті промислових систем РЗА підстанцій. Ці ДБЖ мають унікальну технологію керування зарядом акумуляторів (ABM), що продовжує їхній термін служби в умовах постійних коливань мережі.
- Borri / Legrand. Важкі індустріальні ДБЖ, розроблені спеціально для енергетичних об'єктів та підстанцій із високим рівнем електромагнітних завад.

- Мережеві шлюзи та комутатори. Моха (серія *EDS*) або Teltonika (Литва). Моха — це абсолютний лідер у промисловому зв'язку, їхні конвертери Modbus RTU в Modbus TCP (серія *Moха NPort* або *MGate*) працюють десятиліттями без зависань. Teltonika пропонує чудові та недорогі промислові роутери для зв'язку з верхнім рівнем EMS.

5. Дизель-генераторна установка (ДГУ). Для підстанцій критично мати надійний двигун та контролер, який легко інтегрується по Modbus.

- Виробник ДГУ: Dalgakiran (Туреччина), KJ Power (Туреччина) або Generac (Італія/США). Турецькі виробники використовують перевірені світові двигуни (наприклад, *Perkins*, *Baudouin*, *Cummins*) та генератори (*Stamford / Leroy Somer*). Вони значно дешевші за суто французькі чи німецькі аналоги, але повністю виконують сервісні завдання.

- Контролер ДГУ: Deep Sea Electronics (DSE) (Великобританія) або Datakom (Туреччина). Контролери DSE (наприклад, модель *DSE 7310/7320*) встановлюються на 70% промислових генераторів. Вони мають ідеальну карту Modbus-реєстрів, яку EMS "розуміє" без додаткових налаштувань.

Вибір ДГУ потужністю 40–60 кВт від Dalgakiran із контролером Deep Sea Electronics (DSE) є оптимальним інженерним рішенням. Контролери серії DSE 7320 / DSE 6120 є стандартом у галузі автоматизації: вони мають вбудований порт RS-485, підтримують протокол Modbus RTU та мають готову відкриту карту реєстрів, що спрощує їх інтеграцію в систему EMS підстанції.

Для остаточної конфігурації ДГУ залишилося визначити оптимальний об'єм паливного бака та режим автоматизації.

5.1. Вибір об'єму паливного бака в структурі власних потреб (ВП) Microgrid (Автономність). Для двигунів потужністю 40–60 кВт середня витрата палива при 75% навантаженні становить близько 9–12 літрів на годину.

- Варіант А: Стандартний вбудований бак (на 8–10 годин роботи). *Об'єм:* ~90–120 літрів (йде в комплекті у рамі генератора). Якщо ПС знаходиться в зоні швидкого доступу оперативного персоналу, який може дозаправити ДГУ протягом дня.

- Варіант Б: Збільшений або додатковий бак (на 24 години роботи). *Об'єм:* ~250–300 літрів (зовнішній або збільшена рама). Рекомендовано для цифрових підстанцій АПК. Оскільки система працює в режимі Microgrid, EMS запускати ДГУ лише тоді, коли BESS розряджена, а СЕС не генерує. Бака на 24 години чистої роботи ДГУ в циклічному режимі може вистачити на 3–5 діб повної автономності підстанції при блекауті.

5.2. Інтеграція ДГУ в систему автоматики за протоколом Modbus. Контролер DSE передаватиме в EMS понад 50 параметрів. Найважливіші теги для вашої системи:

- Теги моніторингу мережі та генератора: Напруга генератора (пофазно), частота (Гц), струм та активна потужність (кВт) — це дозволить EMS балансувати навантаження між BESS та ДГУ.

- Теги стану двигуна: Оберти двигуна, температура охолоджувальної рідини, тиск оливи, напруга стартерного акумулятора (12/24 В).

- Теги паливної системи: Рівень палива у % або літрах (сигнал тривоги при <20% для виклику аварійної бригади).

- Керуючі теги (від EMS до DSE): Дистанційний запуск/зупинка (Remote Start) та перемикання режимів (Auto/Manual).

5.3. Рекомендована комплектація ДГУ для підстанцій 35-110 кВ. Для забезпечення надійної роботи в структурі ВП агропромислових об'єктів ДГУ має включати:

- Всепогодний шумозахисний кожух: Захищає від пилу АПК, вологи та забезпечує роботу при температурах від -30°C до +40°C.
- Підігрів охолоджувальної рідини (сорочки двигуна): Живиться від ЩВП (поки є мережа або працює BESS). Підтримує двигун теплим, гарантуючи запуск та підхоплення навантаження за 10–15 секунд узимку.
- Статичний зарядний пристрій стартерних АКБ: Інтегрований у ДГУ, живиться від ЩВП, підтримує стартерні батареї генератора у 100% готовності.
- Комунікаційний модуль: Оскільки інтерфейс RS-485 є базовим для DSE, для інтеграції у загальну мережу Modbus TCP підстанції рекомендується додати шлюз Мох МGate MB3170 безпосередньо в шафу ДГУ.

Таблиця 2.1. Специфікація обладнання ВП за критерієм «ціна-якість»

Вузол системи ВП	Рекомендований бренд	Сегмент / Перевага
Силові автомати, рубильники	Chint / ETI	Промислова стійкість, доступний бюджет
АВР (ПЛК)	Schneider Electric (Modicon)	Надійність протоколів, гнучкість Microgrid
Зарядна шафа (ШУОТ)	Елізм / Релсіс / Промфактор	Локальна підтримка, повна адаптація до ДСТУ
Акумулятори (АБ)	Leoch / Ventura	Оптимальна місткість на 1 євро вартості
Промислове ДБЖ	Delta Electronics	Чиста синусоїда, вбудований Modbus
Шлюзи Modbus / Комутатори	Мох	Захист від завад 35-110 кВ, безвідмовність

ДГУ (40-60 кВт)	Dalgakiran (з контролером DSE)	Доступні запчастини, простий моніторинг в EMS
-----------------	--------------------------------	---

Висновки по розділу 2

Типове агропідприємство у 2026 році має розподілену інфраструктуру (елеватор, тваринницький комплекс, ПС, СЕС, BESS), які рознесені територіально. Тому класичні системи моніторингу не працюють у ГСЕ підприємств АПК. Апаратура релейного захисту і автоматики має низьку дискретизація даних: Звичайні системи телемеханіки передають дані кожні 1–5 секунд. Перехідний процес (наприклад, динамічний провал напруги при пуску компресора чи відключенні мережі) триває від 10 до 200 мілісекунд. За цей час інвертори СЕС встигають вимкнутися через аварійний захист, а диспетчер бачить лише «факт вимкнення», не розуміючи першопричини. Відсутність синхронізації за часом: Без єдиної мітки часу (від GPS/ГЛОНАСС/Galileo) неможливо зрозуміти, чи аварія почалася через коротке замикання в корівнику, чи через стрибок частоти на насосній установці за 2 кілометри звідти. Проаналізовані алгоритми функціонування гібридних систем електропостачання резервного джерела живлення ВП ПС АПК для можливих ситуацій роботи локальних електромереж. Визначено склад сучасного обладнання та його взаємодія і інтеграція у загальну мережу Modbus TCP підстанції та параметри моніторингу СМПП та EMS. Обрано найкращі промислові зразки обладнання для мікропроцесорного релейного захисту обладнання які працюють без збоїв у

важких умовах підстанцій і легко програмуються під складні алгоритми Microgrid. Проведено аналіз на найкраще співвідношення ціна/якість обладнання та варіанти його комплектації.

Розділ 3. АНАЛІЗ ОСНОВНИХ ПАРАМЕТРІВ ДИНАМІЧНОЇ СТІЙКОСТІ ГІБРИДНИХ РЕЗЕРВНИХ ДЖЕРЕЛ ВП ПС АПК

3.1. Особливості перехідних процесів в ГСЕ АПК

Гібридні мережі АПК поєднують централізоване живлення, локальну інверторну генерацію (сонячні СЕС, вітрові ВЕС, біогазові станції) та системи накопичення енергії (BESS). Основними параметрами динамічної стійкості гібридних мереж електропостачання в агропромисловому комплексі (АПК) є частота мережі, напруга у вузлах навантаження, кут зсуву фаз (взаємний кут роторів синхронних машин), а також час відключення короткого замикання та показники якості електроенергії. Ці характеристики визначають здатність локальної або комбінованої енергосистеми самостійно повертатися до усталеного режиму роботи після різких збурень: аварійних відключень, пуску потужних асинхронних двигунів (наприклад, на елеваторах чи тваринницьких комплексах), або через стохастичні коливання генерації відновлюваних джерел енергії (ВДЕ). [1, 2, 3, 4]

Через низьку власну інерцію таких систем оцінка динамічної стійкості розподіляється за кількома ключовими групами параметрів. [1, 2]

1. Частотні параметри (Частотна стійкість). Пов'язані з балансом активної потужності під час переходу мережі в ізолюваний («острівний») режим або при різкій зміні погодних умов (зникнення сонця/вітру). [1, 2,6,7]

- Швидкість зміни частоти (RoCoF — Rate of Change of Frequency):

Визначає, наскільки стрімко падає або зростає частота в перші мілісекунди після збурення. Показник критичний для мереж АПК із високою часткою сонячних СЕС, які не мають природної механічної інерції.

- Динамічне відхилення частоти (Frequency Nadir / Peak): Максимальне (або мінімальне) пікове значення частоти під час перехідного процесу до моменту спрацювання первинного регулювання чи систем накопичення.

- Час відновлення частоти: Період, за який автоматика керування гібридним інвертором або когенераційною установкою повертає частоту до номінального діапазону (50 Гц).

2. Параметри напруги (Вольтова стійкість). Визначають здатність системи підтримувати баланс реактивної потужності у вузлах, де підключені специфічні аграрні споживачі.

- Амплітуда та тривалість провалів/перенапруг (Voltage Sag/Swell).

Виникають під час коротких замикань або запусків потужних насосів зрошувальних систем та кормоприготувальних ліній. [8,9]

- Запас стійкості за напругою (критична напруга). Межа, нижче якої настає «лавина напруги» та масове гальмування (перевертання) асинхронних двигунів фермерських господарств.

- Швидкість відновлення напруги (Transient Voltage Recovery): Час повернення напруги до допустимих меж після відсікання пошкодженої ділянки мережі захистом. [10,11,12]

3. Кутові та синхронізаційні параметри. Стосуються переважно біогазових установок та дизель-генераторів, які використовують класичні синхронні генератори.

- Взаємний кут зсуву фаз (δ). Кут δ є координатою, яка визначає положення ротора машини, що розглядається, відносно вектора напруги шин системи нескінченної потужності [13,14,15]. Перевищення критичного кута (зазвичай понад 90^0 – 110^0 призводить до виходу з синхронізму та асинхронного ходу. [1]

- Критичний час відключення пошкодження (КЧВП): Максимальний час, протягом якого релейний захист повинен ізолювати коротке замикання в мережі АПК, щоб локальні синхронні генератори не встигли втратити стійкість.

4. Параметри інтелектуального керування та інверторів. У сучасних Smart Grid мережах АПК динамічна стійкість дедалі більше залежить від цифрових алгоритмів: [6,7]

- Віртуальна інерція (Virtual Inertia). Параметр налаштування інверторів із функцією формування мережі (Grid-Forming), що імітує кінетичну енергію обертових мас традиційних турбін.

- Час затримки переходу в острівний режим (Anti-Islanding delay).

Швидкість розчеплення з основною мережею за умов системної аварії з метою збереження безперебійного живлення внутрішніх критичних процесів (наприклад, вентиляції на птахофабриках).

- Коефіцієнти статизму регуляторів швидкісної та вольтової автоматики. Параметри налаштування систем накопичення (BESS) для динамічної підтримки мережі.

В таблиці 3.1. надано зручний загальний аналіз ключових критеріїв стійкості ГСЕ ВП.

Таблиця 3.1. Оцінка динамічної стійкості розподіляється за ключовими групами параметрів

Група параметрів	Основний показник	Вплив на об'єкти АПК	Головний засіб стабілізації
------------------	-------------------	----------------------	-----------------------------

Частотні	RoCoF, Frequency Nadir	Збій чутливої автоматики, зупинка технологічних ліній	Інвертори з віртуальною інерцією, швидкісні BESS
Напруги	Провали напруги, час відновлення	Зупинка та перегрів асинхронних двигунів (насоси, млини)	Локальна компенсація реактивної потужності (STATCOM)

Зазначена конфігурація - CEC 500 кВт, BESS 300 кВт, ДГУ 100 кВт - є класичним прикладом мікромережі з наднизькою або нульовою власною інерцією (Low-Inertia Microgrid) оскільки ДГУ (яка має мінімальну обертову масу) задіяна лише як резерв, а синхронних генераторів базового режиму немає. У такій системі динамічна стійкість повністю залежить від швидкодії інверторів. Особливості перехідних процесів цієї конфігурації характеризується:

1. Критично високий RoCoF: За відсутності синхронних машин будь-яке збурення - наприклад раптова хмарність, запуск потужного подрібнювача чи насоса викликає миттєву зміну частоти [6]. Традиційні реле частоти просто не встигнуть зорієнтуватися.
2. Взаємозалежність частоти та напруги: В інверторних мережах падіння напруги під час пуску двигунів АПК автоматично призводить до обмеження видачі активної потужності інверторами CEC, що миттєво обрушує і частоту [1,2,6].
3. Ризик «ізоляційного колапсу»: CEC потужністю 500 кВт у сонячний пік значно перевищує потужність BESS (300 кВт) та ДГУ (100 кВт). Якщо зовнішня мережа зникне в цей момент, виникне критичний профіцит потужності, який інвертори мають скинути за мілісекунди, щоб уникнути аварійного вимкнення за перенапругою [1].

Практична експлуатація ГСЕ в АПК підтверджує залежність стійкості систем від типу основного навантаження та режимів пуску великих навантажень, стану електромереж. Тому введення СМПП (Системи моніторингу перехідних режимів на базі РМУ) та СТАТКОМ (STATCOM) для такої структури є високоефективним рішенням. Нижче наведено аналіз того, як саме змінюються критичні параметри та як пропоновані пристрої впливатимуть на стійкість цієї мережі.

Роль СМПП (WAMS/PMU). Для мікромережі 500 кВт класична СМПП масштабу великих ЕС трансформується у високошвидкісну локальну систему автоматичного керування (Microgrid Controller) з вимірюванням векторів напруги та струму:

- Вимірювання локального частотного нахилу. СМПП дозволяє фіксувати фазовий зсув напруги (динамічний кут) на виходах СЕС та BESS із дискретністю до 10–20 мілісекунд.
- Швидкісне керування навантаженням (Load Shedding). Оскільки фізичної інерції немає, СМПП виступає «цифровим тригером». Якщо швидкість зміни кута або частоти перевищує уставку, СМПП миттєво (до спрацювання захистів інверторів) видає команду на відключення другорядних цехів АПК або на обмеження генерації СЕС.
- Моніторинг стійкості «острівного» режиму. СМПП оцінює точний баланс фаз у точці приєднання до спільної мережі (РСС), забезпечуючи безперешкодне та безаварійне переведення об'єкта в автономний режим [2].

Роль СТАТКОМ (STATCOM) у зазначеній конфігурації СТАТКОМ стає головним «стабілізатором» напруги, оскільки ДГУ має малу потужність (100 кВт) і не може виступати потужним джерелом струмів короткого замикання чи реактивної потужності:

- Динамічна підтримка напруги при пусках двигунів: Асинхронні двигуни в АПК (вентиляція, завантажувачі елеваторів) у момент пуску споживають 5-7 кратний реактивний струм. СТАТКОМ миттєво (за 1–5

мс) генерує необхідну реактивну потужність у вузол, ліквідуючи провал напруги (Voltage Sag) [1]. Це рятує інвертори CEC від відключення захистом за низькою напругою (UVRT — Under-Voltage Ride Through) [6].

- Фільтрація вищих гармонік: Інвертори CEC та BESS, працюючи разом, можуть створювати резонансні явища та спотворювати синусоїду напруги. СТАТКОМ у режимі активного фільтра вирівнює якість напруги, що критично для цифрових контролерів мікромережі.
- Розвантаження BESS та ДГУ: СТАТКОМ повністю бере на себе роботу з реактивною потужністю (Q). Це дозволяє інвертору BESS та ДГУ фокусуватися виключно на видачі/поглинанні активної потужності (P) для стабілізації частоти.

Враховуючи введення СМПР та СТАТКОМ, головними параметрами для розрахунку та моніторингу у вашому проекті будуть:

1. Час реакції СТАТКОМ ($t < 10$ мс). Швидкість, з якою пристрій компенсує реактивний струм при комутаціях навантаження.
2. Віртуальна постійна інерції BESS (H_{virt}): Оскільки синхронної інерції немає, інвертор BESS обов'язково повинен підтримувати алгоритм Grid-Forming (формування мережі) з функцією віртуальної інерції, інакше ДГУ 100 кВт просто «виб'є» при першому ж стрибку навантаження.
3. Граничний час передачі телесигналу СМПР ($t < 20$ мс): Час від моменту фіксації збурення датчиком PMU до зміни уставки інверторів або відключення баластного навантаження.

Впровадження такої конфігурації (CEC 500 кВт + BESS 300 кВт + ДГУ 100 кВт із СМПР та СТАТКОМ) для власних потреб (ВП) підстанцій АПК суттєво підвищує надійність цифрового релейного захисту, автоматики (РЗіА) та телемеханіки. Проте використання інверторних джерел для живлення ВП підстанції накладає жорсткі технологічні вимоги, оскільки від стабільності цієї мережі залежить працездатність усієї ПС.

Ось ключові специфічні аспекти динамічної стійкості та взаємодії обладнання в такому режимі:

1. Режим роботи інвертора BESS (Критичний фактор). Оскільки в системі немає потужних синхронних машин, інвертор BESS є фундаментом усієї системи ВП:

- Тільки Grid-Forming (GFM). Інвертор BESS зобов'язаний працювати в режимі формування мережі. Він має виступати як віртуальний синхронний генератор (VSG), задаючи базову синусоїду напруги та частоти для власних потреб підстанції.
- Поведінка CEC. Інвертор CEC 500 кВт працюватиме в режимі веденого мережею (Grid-Following / GFL), орієнтуючись на напругу, яку створив BESS.
- Роль ДГУ. Дизель-генератор на 100 кВт запускатиметься лише за глибокого розряду BESS або за тривалої відсутності сонця. При цьому BESS має забезпечити синхронізацію з ДГУ без переривання живлення ВП.

2. Специфіка навантаження ВП підстанцій та роль СТАТКОМ.

Навантаження власних потреб ПС (особливо напругою 35–110 кВ в АПК) має свою специфіку, де СТАТКОМ відіграє вирішальну роль:

- Провали напруги при запуску Fields/Комутаціях: Живлення приводів вимикачів (особливо старих електромагнітних), компресорів повітряних вимикачів, систем обігріву та вентиляції створює різкі поштовхи струму. СТАТКОМ миттєво ліквідує ці провали, захищаючи термінали РЗіА та АСУ ТП від перезавантаження.
- Зарядні пристрої акумуляторних батарей (ЩПТ). Потужні випрямлячі щитів постійного струму є нелінійним навантаженням. СТАТКОМ тут працює як активний фільтр, вирівнюючи синусоїду напруги ВП, що запобігає збоям у мікропроцесорних реле захисту.

3. Функції СМПР (PMU) на підстанції. У контексті підстанції СМПР інтегрується в загальну систему РЗіА та виконує роль високошвидкісного координатора:

- Адаптивний релейний захист. Інвертори СЕС та BESS мають низькі струми короткого замикання (зазвичай не більше 1.2–1.5 від номіналу). Звичайні струмові захисти ВП ПС під час автономної роботи можуть «не помітити» пошкодження. СМПР, фіксуючи вектори напруги та струму, допомагає автоматично миттєво переналаштовувати уставки захистів (режим адаптивного РЗіА) залежно від того, що зараз працює — мережа, BESS чи ДГУ.

- Протиаварійна автоматика (ПА): Якщо СЕС видає 500 кВт, а споживання ВП підстанції становить лише 40–50 кВт, то при переході в острівний режим виникне колосальний надлишок енергії. СМПР за мілісекунди дає команду інвертору СЕС на обмеження генерації (Generation Shedding) або скидає надлишок у BESS, запобігаючи стрибку напруги, який міг би спалити обладнання ВП.

4. Головні параметри для розрахунку стійкості ВП. Для експертизи чи моделювання такої системи ВП необхідно розрахувати такі динамічні параметри:

- Час перемикання на автономне живлення ($t_{\text{islanding}}$): Має бути $< 20\text{--}40$ мс (залежно від чутливості блоків живлення терміналів РЗіА), щоб цифрова автоматика підстанції не пішла на перезавантаження.

- Коефіцієнт перевантаження інвертора BESS. Здатність інвертора BESS витримувати короткочасні пускові струми приводів вимикачів підстанції.

- Критичне зниження напруги постійного струму. Перевірка, чи не призведуть динамічні коливання в інверторній мережі ВП до просідання напруги на виході випрямляча ЩПТ (оперативного струму захистів).

Оскільки для власних потреб (ВП) підстанції пауза в живленні є небажаною, система має реалізовувати безпосадочне (безперервне)

переведення в острівний режим. Це означає, що інвертор BESS повинен постійно працювати паралельно з мережею в режимі формування мережі (Grid-Forming) або миттєво підхоплювати навантаження за допомогою швидкісного статичного перемикача (STS — Static Transfer Switch) за час до 4–10 мілісекунд.

За такого сценарію коефіцієнт перевантаження інвертора BESS стає критичним параметром. Якщо в момент зникнення зовнішньої мережі на підстанції відбувається важкий технологічний процес (наприклад, пуск компресора вимикача чи запуск масляних насосів охолодження трансформатора), інвертор BESS піддається колосальному імпульсному навантаженню. Коефіцієнт перевантаження $K_{ovr} = S_{max} / S_{nom}$ показує, у скільки разів інвертор може перевищити свою номінальну потужність (для вашого BESS номінал становить 300 кВт) і як довго він здатний цей струм утримувати без вимкнення власним захистом.

На відміну від класичного дизель-генератора (ДГУ) чи трансформатора, які завдяки своїй тепловій та механічній масивності можуть легко витримувати двох чи трикратні перевантаження протягом десятків секунд, інвертор — це напівпровідниковий пристрій. Силкові транзистори (IGBT або SiC-модулі) мають мізерну теплоємність і згорають від перегріву за мікросекунди. Тому захист інвертора за струмом працює надзвичайно жорстко та швидко.

Специфікація перевантажувальної здатності - у технічній документації на якісні промислові інвертори BESS (класу Grid-Forming) перевантажувальна здатність завжди розділена на часові інтервали. Для BESS номіналом 300 кВт (умовно 300 кВА) має пролонговане перевантаження (хвилини):

- *Показник:* 110% – 120% від номіналу (330–360 кВт) на протязі 10–30 хвилин.
- *На практиці:* Цей режим активується, якщо після переходу в острівний режим оператори підстанції забули відключити другорядне навантаження ВП (наприклад, повний обігрів релейних шаф чи вентиляцію у теплий період), а сонце (СЕС) раптово зайшло за хмару.

Динамічне перевантаження (секунди).

- *Показник:* 150% від номіналу (450 кВт) на протязі 10–60 секунд.

- *На практиці:* Розраховано на час розгону важких асинхронних двигунів власних потреб підстанції (наприклад, компресорів або потужних насосів пожежогасіння). За ці 10–60 секунд двигун має встигнути вийти на номінальні оберти, а його струм — впасти до робочого.

Імпульсне (пікове) перевантаження (мілісекунди).

- *Показник:* 200% – 300% від номіналу (600–900 кВт) на протязі 100–500 мілісекунд.

- *На практиці:* Найкритичніший режим для підстанції без паузи живлення. Цей пік виникає в момент увімкнення котушок приводів високовольтних вимикачів, при заживленні трансформаторів напруги ВП (струм намагнічування) або при запуску імпульсних блоків живлення десятків терміналів РЗіА одночасно.

Саме у ці критичні мілісекунди пристрої СМПР та СТАТКОМ рятують інвертор BESS від аварійного відключення (Trip) за перевантаженням:

- СТАТКОМ зрізає пік перевантаження: Пусковий струм двигунів чи приводів вимикачів на 70-80% складається з реактивної потужності. Оскільки СТАТКОМ видає реактивний струм майже миттєво (за 1–5 мс), він повністю бере цей реактивний удар на себе. Інвертор BESS при цьому бачить лише чисте *активне* навантаження. Це дозволяє використовувати BESS із меншим (і дешевшим) коефіцієнтом перевантаження (наприклад, 150% замість 300%).
- СМПР контролює запас міцності: СМПР у реальному часі прораховує, який об'єм динамічного перевантаження зараз діє на BESS. Якщо фіксується, що BESS працює в режимі 150% вже 9 секунд (при ліміті 10), СМПР миттєво видає команду на автоматичне розвантаження (наприклад, відключає кондиціонування чи вентиляцію ВП), запобігаючи повному блекауту підстанції.

Тому потрібно врахувати під час замовлення обладнання тип інвертора: Звичайні «сонячні» або стандартні комерційні інвертори BESS (Grid-Following) часто мають ліміт перевантаження всього 110% на 10 секунд. Для **ВП підстанції АПК вони не підходять**. Потрібен інвертор класу Heavy Duty (Grid-Forming) з підтримкою функції формування віртуального струму КЗ (Virtual Short-Circuit Current).

3.2. Робота ГСЕ при різних пускових режимах обладнання

Орієнтація на цей показник дозволить точно визначити, чи вистачить імпульсного коефіцієнта BESS у 1.5 рази, чи потрібно шукати модель із трикратним запасом.

Запуск асинхронного двигуна (АД) потужністю 120 кВт в автономній інверторній мікромережі (де BESS має всього 300 кВт, а ДГУ — 100 кВт) — це надважкий режим, який є головним дестабілізуючим фактором для всієї системи власних потреб (ВП) підстанції. Без додаткових заходів прямий пуск такого двигуна гарантовано призведе до повного блекауту системи через захист інверторів за струмом або лавину напруги. При прямому пуску (Direct-on-Line) АД потужністю 120 кВт:

- Пусковий струм становить 5–7 крат від номінального.
- Повна пускова потужність (Спуск) сягає короткочасно 650–850 кВА - переважно реактивної потужності, ($\cos \varphi \approx 0.3 \dots 0.4$).
- Номінальна потужність BESS — всього 300 кВт (умовно 300 кВА).

Висновок: Для прямого пуску цього АД потрібен коефіцієнт перевантаження інвертора BESS на рівні 250%–300% протягом 3–5 секунд. Навіть промислові Grid-Forming інвертори рідко мають такий показник (стандарт для ринку — 150% на 30–60 секунд). Якщо запустити двигун напругу від BESS, інвертор миттєво піде в захист за перевантаженням (Overcurrent Trip), і підстанція залишиться без ВП.

Введення СТАТКОМ та СМПП суттєво полегшує ситуацію, але для АД 120 кВт їх потрібно інтегрувати за чітким алгоритмом.

Роль СТАТКОМ (Зрізання реактивного піку). Оскільки пусковий струм двигуна переважно реактивний, СТАТКОМ за секунди до пуску або безпосередньо в момент пуску має видати свій максимум динамічної реактивної потужності. На практиці: Якщо потужність СТАТКОМ становить, наприклад, 200–300 кВАр, він миттєво бере на себе близько 40% пускового удару. Результат: Навантаження на інвертор BESS знижується з критичних 800 кВА до ~450–500 кВА. Це вже вкладається в рамки допустимого перевантаження BESS (150%–165%), яке якісний Grid-Forming інвертор здатний витримати протягом 5–10 секунд, необхідних для розгону двигуна.

Роль СМПП (Блокування та координація). У безперервному (острівному) режимі СМПП працює як «мозок», що оцінює готовність системи до такого пуску.

На практиці: СМПП у реальному часі знає поточне завантаження BESS та генерацію СЕС. Якщо СЕС видає мало (хмари), а BESS завантажений іншими споживачами на 50%, СМПП заблокує пуск АД 120 кВт, оскільки сумарний імпульс виб'є систему.

Алгоритм пуску через СМПП: Находить команда на запуск АД 120 кВт. СМПП оцінює резерв потужності. Якщо резерву мало, СМПП дає команду на запуск ДГУ (100 кВт) та виводить його на номінальні оберти паралельно з BESS. Лише після синхронізації ДГУ + BESS + СТАТКОМ, СМПП дає дозвіл на замикання контактора двигуна.

Щоб система ВП працювала стабільно без збільшення потужності BESS до мегаватного класу, необхідно впровадити один із наступних методів пуску АД 120 кВт:

- Пристрій плавного пуску (ППП / Soft Starter) — Знижує пусковий струм з 6-кратного до 2.5–3.5 крат. Пускова потужність впаде до 300–420 кВА. *На практиці:* Разом із підтримкою від СТАТКОМ, інвертор BESS взагалі не

відчує перевантаження (робота в межах 110–120% номіналу). Час пуску збільшиться до 10–15 секунд, але для вентилятора чи насоса це безпечно.

- Частотно-регульований привід (ЧРП / VFD) — *Ідеальний варіант*:

Повністю ліквідує пускові кидки струму. Пусковий струм дорівнює номінальному $I_{\text{пуск}} = I_{\text{ном}}$. Двигун розганяється плавно, споживаючи максимум 120–130 кВт активної потужності. *На практиці*: Система з BESS 300 кВт навіть не помітить цього пуску. СТАТКОМ у цьому випадку буде задіяний мінімально, лише для компенсації вищих гармонік, які генерує сам ЧРП.

- Заборона автономного пуску від одного BESS -Програмно закласти в СМІР умову: запуск АД 120 кВт в острівному режимі дозволений ТІЛЬКИ при паралельній роботі BESS + ДГУ, або при роботі СЕС на потужності не менше 300 кВт.

Характер роботи насоса і млина кардинально відрізняється за своїм механічним моментом. Для вашої гібридної мережі (СЕС 500 кВт, BESS 300 кВт, ДГУ 100 кВт) це створює два абсолютно різні сценарії динамічного навантаження, які потребують індивідуального підходу. Тому в розрахунки береться 2 варіанти навантаження пуску двигунів.

1. Варіант «Насос 120 кВт» (Легкий або середній пуск). Насоси (відцентрові), що використовуються в АПК для систем зрошення, водопостачання або перекачування рідкого гною, мають квадратичну залежність моменту опору від швидкості. Це означає, що на початку обертання крильчатка майже не чинить опору, і він зростає лише в міру розгону. Поведінка BESS та СТАТКОМ: Пуск триває відносно недовго (3–5 секунд). Головна проблема тут — великий початковий реактивний струм намагнічування статора. Рішення на практиці:

- Для насоса достатньо встановити Пристрій плавного пуску (ППП / Soft Starter) з функцією «плавного зупину» (щоб уникнути гідроудару в трубах).
- PPP знизить пускову потужність до ~350 кВА.

- СТАТКОМ миттєво компенсує реактивну складову цього струму. Інвертор BESS побачить лише наростаюче активне навантаження, яке плавно дійде до 120 кВт. Система впевнено витримає цей режим навіть без запуску ДГУ, якщо BESS не розряджений.

2. Варіант «Млин 120 кВт» (Надважкий пуск) лини (молоткові, роторні, дезінтегратори на комбікормових заводах або елеваторах АПК) — це навантаження з великою маховою масою (інерцією) та високим статичним моментом рушання, особливо якщо в робочій зоні залишилися залишки зерна чи сировини.

-Поведінка BESS та СТАТКОМ: Розгін масивного ротора млина до номінальних обертів при прямому пуску або через ППП може тривати від 15 до 30 секунд (і більше). Весь цей час система буде перебувати під жорстким струмовим ударом.

- У чому небезпека: Навіть якщо СТАТКОМ зріже реактивний пік, інвертор BESS не зможе видавати 150%–200% активної потужності протягом 20 секунд — він просто відключиться через перегрів кристалів транзисторів (Thermal Trip). ППП тут не допоможе, оскільки за такий довгий час пуску він сам може перегрітися, а напруга в мережі ВП підстанції критично просяде. Рішення на практиці:

- Для млина 120 кВт обов'язково потрібен Частотно-регульований привід (ЧРП / VFD).

- ЧРП дозволяє розганяти млин скільки завгодно довго (наприклад, 40 секунд), але при цьому струм із мережі ніколи не перевищить номінальні 120 кВт ($I_{\text{пуск}} = I_{\text{ном}}$).

СМПР виконує роль цифрового диспетчера, який адаптує логіку керування під конкретний механізм:

- При пуску насоса (через ППП): СМПР фіксує короточасну зміну кута напруги. Вона дає команду СТАТКОМу відпрацювати на максимумі протягом 4 секунд. Якщо паралельно світить сонце (СЕС видає хоча б

200 кВт), СМПР дозволяє пуск насоса без запуску ДГУ. Паузи в живленні ВП підстанції немає.

- При пуску млина (через ЧРП): Оскільки пуск плавний, СМПР контролює лише *активну* потужність. Проте 120 кВт — це майже половина номіналу BESS (300 кВт). Логіка СМПР має бути такою: якщо поточна генерація СЕС + заряд BESS сумарно не покривають 120 кВт із запасом, СМПР видає команду на випереджальний запуск ДГУ 100 кВт. ДГУ виходить на номінал, синхронізується з BESS, і лише тоді ЧРП починає плавний розгін млина.

Підсумкова рекомендація для проектування ВП:

- Варіант- «Насос 120 кВт» (Легкий або середній пуск). Застосовується ППП (Soft Starter), виникає короточасне навантаження ((~3-5 сек) до 130%) на BESS (300 кВт). Включення ДГУ не потребує (за умови підтримки СТАТКОМ та нормального заряду BESS).
- Варіант «Млин 120 кВт» (Надважкий пуск). Застосовується ЧРП (VFD / Інвертор). Відбувається тривале плавне наростання до 100% потужності. СМПР підключає ДГУ для підстраховки, якщо не має сонця.

Критичне обмеження: У разі тривалого обвалу напруги системи, тривалість роботи ВП підстанції може різко обірватися через неправильні дії персоналу або автоматики. Якщо ємність BESS впала до 15–20%, а ДГУ не заведений, спроба увімкнути насос або млин 120 кВт призведе до миттєвого аварійного відключення BESS за низькою напругою акумуляторів (Under-Voltage DC Protection). Тоді при обвалі зовнішньої мережі СМПР має автоматично заблокувати можливість запуску великих двигунів (120 кВт), якщо залишок енергії в BESS становить менше 40%, або якщо ДГУ не заведений і не синхронізований із мережею ВП.

3.3. Вибір обладнання ВП ПС відповідно нормативних вимог

Вибір обладнання для власних потреб (ВП) підстанцій (ПС) на базі гібридної системи (СЕС 500 кВт + BESS 300 кВт + СТАТКОМ) має відповідати

вимогам надійності для кожного класу напруги та адаптовану під українські нормативи та технічні умови НЕК «Укренерго».

1. Підстанції 35 кВ (Рівень розподільчих мереж) [1,5,8]. Тут основне завдання — компактність та автоматизація.

- Трансформатор власних потреб (ТВП): Сухий трансформатор (наприклад, серії T3G або Cast Resign) 35/0.4 кВ потужністю 100–250 кВА.

- BESS (Ваш варіант): Інверторний блок з функцією Grid-Forming. Рекомендовано моделі типу Victron Quattro або промислові Huawei LUNA2000.

- СМІР: Реєстратор SATEC PM180. Він закриває питання комерційного обліку та моніторингу перехідних режимів в одному пристрої.

2. Підстанції 110 кВ (Опорні вузли) . Навантаження включає потужні приводи вимикачів та системи охолодження трансформаторів.

- Система постійного струму (СОПС): Акумуляторні батареї (АБ) на 220 В для живлення релейного захисту (РЗА). Рекомендовано Exide або Enersys.

- Щит власних потреб (ЩВП): З автоматичним вводом резерву (АВР) на базі контролерів Schneider Electric (серія Smart).

- СТАТКОМ: Обов'язковий пристрій (наприклад, SINE X 150 кВАр) для компенсації реактивної потужності двигунів охолодження, щоб не перевантажувати BESS.

- СМІР: Реєстратор Siemens SIPROTEC 7KE85. Він має сертифікацію для магістральних мереж та підтримку протоколу IEC 61850-9-2.

3. Підстанції 220 кВ (Магістральні мережі). Максимальні вимоги до живучості та інтеграції в загальнодержавну систему WAMS.

- Реєстратор PMU: Професійні блоки SEL-421 (Schweitzer Engineering Laboratories). Це стандарт для НЕК «Укренерго» для моніторингу векторів.

- Джерела безперебійного живлення (ДБЖ): Промислові ДБЖ подвійного перетворення (Online) для живлення серверів АСУ ТП та зв'язку.
- Система Black Start: Спеціалізований контролер керування мікромережею (Microgrid Controller), наприклад, ABB Microgrid Plus, який синхронізує CEC та BESS для підйому ПС «з нуля» після блекауту.
- СТАТКОМ: Обов'язковий пристрій (наприклад, SINE X 200 кВАр) для компенсації реактивної потужності двигунів охолодження, щоб не перевантажувати BESS.

Рекомендація щодо інтеграції: Для ПС 110-220 кВ необхідно проектувати систему пріоритезації навантаження. СМПП має автоматично відключати другорядне споживання (обігрів, освітлення території) при падінні заряду нижче 30%, залишаючи живлення лише для РЗА та зв'язку.

Для об'єктів I категорії електропостачання нормативні вимоги є максимально жорсткими. Згідно з Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ) та чинними нормами ДСТУ, переривання живлення таких споживачів допускається лише на час автоматичного відновлення живлення (зазвичай за допомогою АВР або STS).

Враховуючи наявність у вашій системі споживача АД 120 кВт, СТАТКОМ та СМПП, нормативний підхід до вибору ємності BESS та алгоритмів її роботи для I категорії базується на таких обов'язкових засадах:

1. Нормативна ємність BESS для I категорії

Оскільки система ВП підстанції живить критичні пристрої захисту (РЗіА), які не мають права вимикатися ні на секунду, розрахунок ємності вашого BESS 300 кВт виконується через коефіцієнт безпеки та резервування:

- Гарантований час автономності: Для I категорії за відсутності сонця BESS має забезпечити повний цикл технологічного переходу. Згідно з галузевими інструкціями ГKD/COY, за умови наявності ДГУ як третього (резервного) джерела, BESS має утримувати навантаження ВП ПС (30 кВт) щонайменше

2-4 години до моменту, поки ДГУ вийде на режим або аварійна бригада не заживить підстанцію від мобільної генерації.

• Резерв на пуск АД 120 кВт: Нормативи проектування систем безперебійного живлення вимагають, щоб наприкінці розрахункового часу автономності (коли ємність BESS залишилася на рівні 20-30% SOC) батарея була здатною видати струм для запуску найпотужнішого споживача — у вашому випадку це АД 120 кВт (через ППП чи ЧРП).

Нормативний висновок для I категорії: Ємність BESS має становити не менше 300 кВт·год (оптимально для надійності — 600 кВт·год), щоб внутрішній опір акумуляторів при глибокому розряді не викликав лавину напруги на шинах постійного струму інвертора під час пуску двигуна 120 кВт.

1. Специфіка інтеграції СТАТКОМ та СМПР для I категорії. При забезпеченні вимог I категорії для ВП підстанції, СТАТКОМ та СМПР виконують строго регламентовані функції:

- Безпосадочне переключення (Час реакції $< 10-20$ мс). Для I категорії пауза в живленні терміналів РЗіА не допускається. Інвертор BESS має постійно працювати паралельно з мережею у режимі Grid-Forming, або перемикач має здійснюватися за допомогою швидкісного статичного вимикача (STS).
- СТАТКОМ при цьому компенсує динамічні коливання напруги в момент самого переключення.

2. Логіка роботи СМПР для I категорії. СМПР (як частина протиаварійної автоматики ПА) повинна безперервно прораховувати динамічну стійкість. Якщо навантаження ВП зростає, а залишок ємності BESS наближається до критичного нормативного ліміту (наприклад, 30% SOC), СМПР зобов'язана видати команду на автоматичний випереджальний запуск ДГУ 100 кВт без участі персоналу.

3. Обов'язкова перевірка за ПУЕ. Режим короткого замикання (КЗ): Для I категорії критично важливо, щоб захисти (запобіжники або автоматичні

вимикачі) на лініях ВП підстанції селективно відсікали пошкоджену ділянку (наприклад, якщо КЗ сталося всередині млина чи насоса 120 кВт). При цьому інвертори CEC 500 кВт та BESS 300 кВт у режимі обмеження струму видають максимум 1.2–1.5 від номіналу. Цього мало для швидкого теплового чи електромагнітного розчеплення автоматів захисту. Рішення вимог I категорії - СТАТКОМ у перші мілісекунди КЗ разом із Grid-Forming інвертором BESS мають згенерувати імпульс струму КЗ (Virtual Short-Circuit Current), достатній для спрацювання селективного захисту. СМПР фіксує цей процес і не дозволяє інверторам «заснути» або відключитися за помилкою «Overcurrent» до того, як лінійний автомат вимкне пошкоджений двигун.

Оскільки інверторна генерація позбавлена природної механічної інерції, усі методи спрямовані на штучне створення інерції, надшвидкісне регулювання балансу потужності та оптимізацію пускових режимів споживачів. Для підвищення динамічної стійкості гібридних мереж електропостачання АПК (особливо у конфігурації: CEC 500 кВт, BESS 300 кВт, ДГУ 100 кВт із СМПР, СТАТКОМ та важким навантаженням 120 кВт) застосовують комплекс технологічних, структурних та алгоритмічних методів:

1. Технологічні методи (Впровадження силового обладнання). Це методи, які безпосередньо впливають на фізичні параметри мережі (напругу, струм, частоту) за допомогою силової електроніки.

- Алгоритми формування мережі (Grid-Forming — GFM) та віртуальної інерції (Virtual Inertia).

Суть: Програмне налаштування інвертора BESS, за якого він імітує поведінку масивного ротора турбіни класичної ТЕС/ГЕС.

Результат: При пуску млина або насоса 120 кВт інвертор BESS миттєво (за мілісекунди) збільшує видачу активної потужності із накопичувача, знижуючи показник RoCoF (швидкість падіння частоти) та утримуючи систему від колапсу до моменту реакції інших джерел.

- Динамічна компенсація реактивної потужності (СТАТКОМ / STATCOM).

Суть: Пристрій за 1–5 мс генерує ємнісний або індуктивний струм у точку загального приєднання (PCC).

Результат: Повністю покриває пускову реактивну потужність АД 120 кВт, локалізує провали напруги (Voltage Sags) та запобігає відключенню інверторів СЕС за захистом від зниження напруги (UVRT).

- Модернізація пускових пристроїв АД 120 кВт (ЧРП та ППП).

Суть: Перехід від прямого пуску двигунів до керованого.

Результат: Частотно-регульований привід (ЧРП) для млина знижує пусковий струм до номінального ($I_{\text{пуск}} = I_{\text{ном}}$), перетворюючи надважке динамічне збурення на звичайне плавне зростання активного навантаження. Пристрій плавного пуску (ППП) для насоса зрізає амплітуду пускового струму вдвічі. (Таблиця 3.1.)

2. Алгоритмічні та координаційні методи (Цифрове керування). Ці методи базуються на інтелектуальному аналізі перехідних процесів за допомогою впровадженої системи СМПР (PMU).

- Випереджальний (предиктивний) запуск ДГУ:

Суть: СМПР у реальному часі прораховує динамічний запас стійкості (на основі поточного SOC батареї та генерації СЕС).

Результат: Якщо система перебуває в автономному режимі, СМПР блокує пряме ввімкнення млина 120 кВт, автоматично запускає ДГУ 100 кВт, синхронізує його з BESS, і лише після створення достатнього резерву потужності дає дозвіл на запуск двигуна.

- Швидкісне адаптивне розвантаження (Fast Load Shedding).

Суть: Якщо в острівному режимі фіксується критичний RoCoF або провал напруги, СМПР за 10–20 мс (до спрацювання захистів інверторів)

відключає некритичних споживачів АПК (наприклад, допоміжний обігрів, вентиляцію другорядних приміщень, побутовий сектор підстанції).

Результат: Вивільнена потужність спрямовується на стабілізацію частоти мережі ВП та забезпечення роботи РЗіА.

- Адаптивне керування уставками релейного захисту (Adaptive Protection).

Суть: Інверторна мікромережа має дуже низькі струми короткого замикання (1.2–1.5 Іном). Звичайні струмові відсічки ПС їх не фіксують.

Результат: СМПП динамічно змінює уставки цифрових реле захисту залежно від поточного режиму роботи (паралельно з системою, тільки від BESS, чи в режимі BESS+ДГУ). Це гарантує швидке селективне відключення аварій за мінімальних струмів КЗ.

3. Структурні та схемні методи (Конфігурація системи). Методи, пов'язані з правильним розподілом потужностей та топологією мережі ВП підстанції.

- Безпосадочне секціонування мережі (Застосування STS).

Суть: Використання надшвидких статичних тиристорних перемикачів (Static Transfer Switch) на межі із зовнішньою мережею.

Результат: При обвалі зовнішньої напруги STS ізолює мікромережу ПС за 4–8 мілісекунд. Інвертор BESS (у режимі GFM) продовжує жити шини ВП без посадки напруги, що критично для I категорії надійності.

- Оптимальний вибір ємності BESS за внутрішнім опором.

Суть: Збільшення ємності акумулятора (наприклад, з 300 кВт·год до 600 кВт·год) не для часу автономності, а для зниження еквівалентного внутрішнього опору батареї.

Результат: При різких накидах навантаження (пуск АД 120 кВт) напруга на DC-шині інвертора залишається стабільною, запобігаючи відключенню системи захистом BMS за падінням напруги на комірках.

- Інтеграція та комбінування накопичувачів (Гібридні BESS).

Суть: Поєднання літій-залізо-фосфатних акумуляторів (LFP), які забезпечують тривалу енергію, із суперконденсаторами або літій-титанатними (LTO) блоками для покриття мілісекундних імпульсів.

Результат: Суперконденсатори миттєво гасять комутаційні піки струму від приводів вимикачів підстанції, зберігаючи ресурс основної батареї.

Згідно з чинними нормативними вимогами України, правила розрахунку ємності накопичувачів розділяються на дві окремі категорії. Для систем оперативного постійного струму (СОПС) підстанцій діють жорсткі вітчизняні стандарти (ГКД/СОУ), а для нових промислових BESS, які інтегруються в мікромережу власних потреб (ВП), нормативи базуються на часових критеріях і стандартах ІЕС.

1. Нормативи для класичних ВП підстанцій (Щит постійного струму — ЩПТ). Традиційні акумуляторні батареї (АКБ) підстанцій розраховуються відповідно до СОУ-Н МЕВ 40.1-00130044-602:2011 та ГКД 34.20.507-2003 (Технічна експлуатація електричних станцій і мереж).

- Вимога за часом: Ємність акумуляторів оперативного струму повинна забезпечувати безперебійну роботу всіх терміналів РЗіА, телемеханіки, зв'язку та АСУ ТП у разі повного знеструмлення ВП протягом не менше ніж 2 годин.

- Перевірка на важкий кінець аварії: Розрахункова ємність АКБ повинна бути такою, щоб після цих 2 годин розряду батарея мала достатньо енергії для надійного дистанційного увімкнення/вимкнення найважчого вимикача підстанції (імпульсний струм приводу).

2. Нормативні вимоги до нової промислової BESS (300 кВт). Оскільки впроваджується повноцінна мікромережа (Microgrid) із СЕС та ДГУ для живлення змінного струму ВП, розрахунок ємності BESS підпадає під дію міжнародних стандартів, адаптованих в Україні, зокрема ІЕС TS 62898-3-1:2020 (Мікромережі — Захист від відмов та динамічне керування) та вимоги Кодексу систем розподілу.

У нормативній практиці для таких гібридних систем ємність BESS визначається не просто в годинах, а через виконання трьох технічних критеріїв:

Критерій А: Час запуску та прийняття навантаження ДГУ (Норматив живлення). Коли зовнішня мережа «падає», СЕС 500 кВт не може підтримати напругу сама. BESS має миттєво підхопити ВП. Якщо ДГУ (100 кВт) перебуває в холодному резерві, час його автоматичного запуску, прогріву та синхронізації з мережею ВП згідно з ДСТУ становить від 30 секунд до 2–3 хвилин.

- Нормативна вимога: Ємність BESS повинна гарантовано покривати максимальне навантаження ВП ПС протягом часу, необхідного для гарантованого запуску ДГУ, плюс 3 повторні спроби запуску у разі невдачі (разом близько 10–15 хвилин роботи на максимальній потужності).

Критерій Б: Критерій динамічної стійкості при пуску АД 120 кВт. Оскільки запускається насос або млин потужністю 120 кВт від мікромережі, нормативи вимагають забезпечення стабільності частоти та напруги (уникнення аварійного відхилення частоти — Frequency Nadir).

- Нормативна вимога: Мінімальна ємність батареї має бути достатньою, щоб утримувати внутрішній опір BESS на низькому рівні. Для літій-залізо-фосфатних (LFP) акумуляторів, які застосовуються в BESS, максимальний струм тривалого розряду становить 1С (де ємність у кВт·год дорівнює потужності в кВт), а короткочасний пусковий — 2С.

- На практиці: Щоб видати імпульс для ЧРП/ППП при розгоні двигуна 120 кВт і не просадити напругу на елементах нижче критичної межі (захист BMS), ємність BESS потужністю 300 кВт фізично не може бути меншою за 300 кВт·год (співвідношення 1:1).

Критерій В: Економічна та експлуатаційна автономність (Діапазон 1:2). Для об'єктів критичної інфраструктури АПК та підстанцій, відповідно до загальноприйнятих вимог проектування Smart Grid в Україні:

- Рекомендується обирати ємність у співвідношенні 1:2 до потужності інвертора. Тобто для BESS 300 кВт нормативно-доцільна ємність становить 600 кВт·год.

Таким чином технічний мінімум (згідно з ІЕС): 300 кВт·год. Менша ємність просто не впорається з внутрішнім опором та пусковими струмами АД 120 кВт, і автоматика BMS вимикатиме батарею захистом від перевантаження за струмом. Оптимальний вибір (згідно з нормативами надійності ВП): 600 кВт·год. Ця ємність дозволить підстанції гарантовано пережити ніч (12–15 годин) на базових власних потребах (30 кВт) без увімкнення ДГУ, що суттєво економить паливо та моторесурс дизеля.

Таблиця 3.1. Ефективність впровадження методів для ГСЕ ВП

Метод підвищення стійкості	Що стабілізує	Вплив на АД 120 кВт	Необхідність впровадження
Grid-Forming інвертор BESS	Частоту (f) та RoCoF	Забезпечує віртуальну інерцію під час пуску	Обов'язково (основа системи)
СТАТКОМ (STATCOM)	Напругу (U), якість синусоїди	Зрізає 50-70% пускового реактивного струму	Обов'язково (компенсує динамічні коливання напруги в момент самого переключення)
ЧРП (VFD) на млині 120 кВт	Баланс активної потужності	Знижує пусковий струм до робочого номіналу	Обов'язково (інакше BESS піде в захист)

ППП (Soft Starter) на насосі	Баланс потужності	Знижує пусковий струм у 2 рази	Рекомендовано (як компроміс ціна/якість)
Координація через СМПП	Системну стійкість мікромережі	Керує "BESS + ДГУ" перед пуском двигуна	Обов'язково (час реакції < 10-20 мс)

Традиційний механічний АВР перемикає джерела живлення за 100–500 мілісекунд, що призводить до глибокої посадки напруги та гарантованого перезавантаження мікропроцесорних терміналів РЗіА. Тому ключовим елементом забезпечення І категорії надійності у цій системі важливо застосування надшвидких статичних тиристорних перемикачів (STS — Static Transfer Switch). Для власних потреб (ВП) підстанції АПК, де пауза у живленні цифрових пристроїв є неприпустимою, STS виступає в ролі «електронного АВР», який працює на порядки швидше за класичні механічні контактори чи автоматичні вимикачі. Конструкція STS побудована на базі зустрічно-паралельно ввімкнених силових напівпровідників — тиристорів (SCR). Вони не мають механічних рухомих частин та дугогасильних камер. Швидкість комутації при фіксації аварії в зовнішній мережі та перемикання на інвертор BESS становить всього 2–4 мілісекунди (максимум 8 мс у найважчих режимах). Це менше ніж чверть одного періоду мережевої синусоїди (20 мс при 50 Гц). Результат для ВП - імпульсні блоки живлення терміналів РЗіА, АСУ ТП та засобів зв'язку підстанції завдяки внутрішнім конденсаторам легко «згладжують» таку мікропаузу. Перехід на автономне живлення від BESS відбувається абсолютно непомітно для всієї автоматики підстанції (безпосадочний режим).

У конфігурації (СЕС + BESS + ДГУ) STS встановлюється в точці приєднання ВП підстанції до зовнішньої мережі та керується командами від СМПП. Існує два базові алгоритми його роботи:

А. Режим «BESS у гарячому резерві» (Пріоритет зовнішньої мережі)

1. В нормальному режимі STS замкнений на зовнішню мережу. ВП підстанції живляться від енергосистеми.
2. Інвертор BESS 300 кВт працює в режимі Grid-Forming, синхронізований за фазою та частотою із зовнішньою мережею, але перебуває в режимі очікування (0 кВт видачі).
3. При обвалі напруги в системі (КЗ у мережі 35-110 кВ, обрив лінії): тиристори STS, що ведуть до зовнішньої мережі, замикаються (за командою внутрішнього контролера або СМПП) за 2 мс, а тиристори, що ведуть до BESS, миттєво відкриваються.
4. BESS миттєво підхоплює навантаження ВП ПС.

Б. Режим «BESS як головне джерело» (Максимальне використання СЕС)

1. Вдень ВП підстанції та двигуни 120 кВт живляться від СЕС (500 кВт) та BESS (300 кВт). STS відсікає зовнішню мережу, система працює в штучному «острові».
2. Якщо насувається грозовий фронт чи хмари, і потужності СЕС+BESS стає недостатньо, або якщо планується пуск млина 120 кВт: СМПП дає команду, і STS за 4 мс плавно або імпульсно підключає зовнішню мережу для підживлення системи, уникаючи динамічного удару.

Особливості експлуатації STS з важким навантаженням (АД 120 кВт). Для надійної роботи STS у вашій системі з двигуном 120 кВт необхідно врахувати два важливі інженерні нюанси:

1. Захист від тиристорного пробою струмом КЗ. При прямому пуску АД 120 кВт або за короткого замикання на колі двигуна пусковий/аварійний струм може сягати значних величин. Тиристори STS повинні мати високий показник (I^2t (інтеграл Джоуля)), щоб витримати цей імпульс до того, як спрацює захисний автомат.

2. Проблема проти-ЕРС двигуна (Out-of-Phase Transfer). Коли STS перемикає живлення з мережі на BESS, АД 120 кВт (якщо він працював у цей момент) продовжує обертатися за інерцією і деякий час генерує в мережу власну напругу (проти-ЕРС). Якщо перемкнути STS у протифазі між напругою BESS та затихаючою напругою двигуна, виникне колосальний динамічний удар, який може пошкодити як вал млина/насоса, так і спалити інвертор BESS.

Рішення: Контролер STS або система СМПП повинні реалізовувати алгоритм синфазного перемикання (In-Phase Transfer). Перемикання дозволяється лише тоді, коли кут різниці фаз між напругою BESS та затихаючим вектором двигуна наближається до нуля.

При виборі STS потужністю під сумарне навантаження (з урахуванням пуску двигуна 120 кВт) потрібно враховувати такі параметри:

- Кількість полюсів: 3-полюсний або 4-полюсний (якщо потрібно комутувати нейтраль).
- Перевантажувальна здатність: Не менше 150% протягом 30 секунд та 1000% протягом 1 періоду (20 мс) для витримування пускових кидків двигуна через ППП.
- Інтерфейс зв'язку: Обов'язкова наявність високошвидкісного порту (наприклад, GOOSE-повідомлення за стандартом IEC 61850 або швидкий Modbus TCP) для прямої інтеграції з вашою системою СМПП.

3.4 . Економічна доцільність інвестування в ГСЕ ВП для об'єкта АПК на підстанціях 35-110 кВ

Економічне обґрунтування оцінюється через три головні чинники: термін окупності, надійність бізнесу та вимоги законодавства.

1. Економічні показники (ROI та окупність). При вартості СМПП + СТАТКОМ + EMS-контролера у межах \$40,000 – \$60,000:

- Пряма економія. Відсутність штрафів за реактивну енергію та зниження технічних втрат дає повернення ~\$8,000 – \$12,000 на рік.
- Непряма вигода. Запобігання одному критичному блекауту (наприклад, зупинка холодильників, систем вентиляції ферми або зерносушарок) може зекономити від \$5,000 до \$20,000 за один випадок.
- Окупність. Чисто фінансова окупність становить 3.5 – 5 років. Якщо враховувати ризики втрати врожаю/продукції через збої — менше 2 років.

2. Технологічна доцільність (Чому це краще за дизель-генератор?) Для власних потреб підстанцій традиційно використовують ДГ. Порівняння:

- Швидкість. ДГ запускається 15-30 секунд (за цей час РЗА може "зависнути", а інвертори СЕС відключитися). Ваша система на базі СМПР та BESS реагує за 20 мс (безперервне живлення).
- Вартість володіння. ДГ потребує пального, заміни мастил та тестів. Акумулятори та СТАТКОМ майже не потребують обслуговування (ОРЕХ нижчий на 70%).

3. Стратегічна доцільність (Вимоги мережі). З 2024-2025 років в Україні посилюються вимоги Кодексу систем розподілу:

- Об'єкти генерації >500 кВт зобов'язані підтримувати параметри напруги та надавати дані моніторингу.
- Без СМПР та системи компенсації (СТАТКОМ) ви можете отримати припис на обмеження видачі потужності в мережу в часи пік, що призведе до прямої втрати прибутку від продажу електроенергії.

4. Ризики відсутності системи. Без інтелектуального управління (EMS + СМПР) ваша гібридна установка працюватиме як "набір обладнання":

- BESS буде швидко зношуватися через реактивні кидки.
- СЕС буде відключатися при найменших коливаннях частоти в мережі.

Втрачена вигода: Ви не зможете брати участь у ринку допоміжних послуг (резерв підтримки частоти), де за готовність вашої системи "підтримати" мережу можна отримувати додаткові виплати.

Також впровадження системи максимально доцільне, якщо:

1. Вартість простою технологічних процесу на підприємстві висока.
2. Ви плануєте працювати в режимі "острова" (енергонезалежність).
3. Обленерго висуває жорсткі вимоги до якості енергії на вашому вузлі.

Порівняння на горизонті 10 років для об'єкта АПК показує, що попри вищі початкові інвестиції (CAPEX), система BESS + СМПР виграє за рахунок низьких експлуатаційних витрат (OPEX) та додаткового доходу (Таблиця 3.2.).

Таблиця 3.2. Порівняльна таблиця загальних витрат ДГУ та ГСЕ ВП

Стаття витрат / Вигод	Дизель-генератор (320 кВт)	BESS (300 кВт) + СМПР + СТАТКОМ
Початкові інвестиції (CAPEX)	~\$45,000 – \$55,000	~\$90,000 – \$110,000
Швидкість реакції	10–30 секунд (пауза в живленні)	< 20 мілісекунд (безшовний перехід)
Вартість палива / енергії	\$1.2 – \$1.5 за 1 кВт·год (дизель)	\$0.0 (зарядка від власної СЕС)
Обслуговування (10 років)	~\$25,000 (мастила, фільтри, ТР)	~\$10,000 (сервіс ПЗ, чистка фільтрів)
Заміна компонентів	Капремонт двигуна (через 7-8 років)	Можлива заміна 20% осередків АКБ
Економія на реактиві	Відсутня	+\$50,000 (за 10 років)
Дохід від СЕС (запобігання простоям)	Відсутній (СЕС вимикається)	+\$80,000 – \$100,000 (СЕС працює в острові)

Загальні витрати за 10 років (LCOE)	Високі (~\$140,000+)	Низькі (система окупає сама себе)
-------------------------------------	----------------------	-----------------------------------

Ключові висновки щодо економічної доцільності. Дизель-генератор — це "пасивні витрати": Гроші, витрачені на ДГ, ніколи не повернуться. Плата за "Резерв", яка щороку стає дорожчою через ціни на пальне.

BESS + СМПП+ СТАТКОМ — це "активний актив":

- Він працює щодня, оптимізуючи споживання (Self-consumption) та компенсуючи реактивну потужність.
- Він дозволяє вашій СЕС (500 кВт) працювати навіть під час блекаутів, що приносить прямий прибуток, який ДГ забезпечити не може.
- Якість живлення: Для сучасної електроніки ПС (РЗА, сервери) ДГ є "брудною" мережею (коливання частоти). Система з СТАТКОМ видає ідеальну синусоїду, що подовжує життя всій автоматичі ПС.

Економічний "Break-even" (Точка беззбитковості): За рахунок економії на реактиві та власного споживання СЕС, гібридна система зрівнюється за загальними витратами з ДГ вже на 4-й рік експлуатації. Після цього вона починає приносити чистий прибуток, тоді як ДГ продовжує вимагати грошей на солярку.

Зазвичай план-графік реалізації проекту «СМПП + Гібридна система (СЕС/BESS/СТАТКОМ)» для об'єкта АПК займає від 6 до 9 місяців, враховуючи терміни постачання високовольтного та силового обладнання.

1. Передпроектний етап (1 місяць)

- Технічний аудит: Вимірювання фактичних профілів навантаження, пускових струмів та показників якості енергії (PQ).
- Розробка ТЗ: Формування вимог до реєстраторів РМУ, інверторів та алгоритмів переходу в автономний режим.

- Економічне обґрунтування: Фіналізація розрахунків ROI для інвестора/банку.

2. Проектування (1.5 – 2 місяці)

- Електротехнічна частина: Схеми підключення CEC/BESS/СТАТКОМ до шин ПС.
- Розділ РЗА та СМПР: Схеми логіки та передачі даних по протоколу IEC 61850/C37.118.
- Погодження: Отримання технічних рішень від Обленерго (якщо змінюється схема приєднання або потужність).

3. Закупівля та логістика (3 – 5 місяців)

- Замовлення обладнання: Реєстратори PMU та СТАТКОМ зазвичай постачаються під замовлення (8–12 тижнів).
- Акумуляторні модулі: Найтриваліший етап логістики (можлива доставка морем або спецтранспортом).

4. Монтажні роботи (1 місяць)

- Будівельна частина: Підготовка фундаментів/майданчиків для контейнера BESS та СТАТКОМ.
- Електромонтаж: Прокладання кабельних ліній, встановлення шаф СМПР, підключення ТС/ТН.
- Зв'язок: Монтаж GPS-антен та налаштування локальної оптичної мережі.

5. Налагодження та тестування (2 – 3 тижні)

- Конфігурація PMU: Налаштування частоти передачі векторів та тригерів аварійного запису.
- Тестування "Island Mode": Імітація зникнення мережі та перевірка швидкості підхвату навантаження системою BESS.

-Налаштування СТАТКОМ: Адаптація алгоритмів компенсації під реальні пускові струми двигунів АПК.

6. Введення в експлуатацію (1 тиждень)

- Навчання персоналу: Робота з інтерфейсом моніторингу.
- Передача даних: Перевірка зв'язку з центральним диспетчерським пунктом (якщо передбачено).

Висновки по третьому розділу

Проведено аналіз динамічної стійкості гібридних резервних джерел живлення ВП ПС АПК. Природа виникнення аварій ГСЕ в АПК лежить на стику випадкового характеру відновлюваної енергії та жорстких технологічних вимог аграрного виробництва. Для стабільної роботи систем у 2026 році критично впроваджувати інтелектуальні системи керування енергією (EMS — Energy Management Systems). Підвищення надійності ГСЕ підприємства АПК досягається за рахунок переходу від принципу «реагування на факт аварії» до принципу «випереджального демпфування перехідних процесів». Зв'язка інтелектуального управління електропостачанням EMS, надшвидких інверторів з підтримкою Grid-Forming, статичних перемикачів STS та високоточного моніторингу СМІР гарантує стабільну роботу РЗА і повну технологічну безпеку агровиробництва. Для розглянутої конфігурації надійність досягається через динамічний баланс. Система повинна проектуватися не як набір окремого обладнання, а як єдиний цифровий комплекс, де BESS виступає швидким стабілізатором, який миттєво адаптує роботу потужної, але нестабільної СЕС під мінливі потреби підприємства АПК . Оскільки інверторна генерація позбавлена природної механічної інерції, усі методи спрямовані на штучне створення інерції, надшвидкісне регулювання балансу потужності (система пріоритезації навантаження) та оптимізацію пускових режимів споживачів. Для підвищення динамічної стійкості гібридних мереж електропостачання

АПК (особливо у конфігурації «Мережа + СЕС 500 кВт+ BESS 300 кВт, ДГУ 100 кВт із СМПР, СТАТКОМ та важким навантаженням 120 кВт» розглянуто застосування комплексу технологічних, структурних та алгоритмічних методів. Аналіз економічної доцільності інвестування в ГСЕ показав що за рахунок економії на реактиві та власного споживання СЕС, гібридна система зрівнюється за загальними витратами з ДГ вже на 4-й рік експлуатації. Після цього вона починає приносити чистий прибуток, тоді як ДГ продовжує вимагати грошей на солярку.

ВИСНОВКИ

ОЕС України з різними джерелами генерації потребують глибокої динамічної оцінки, яку не здатні забезпечити традиційні системи SCADA. Використання систем моніторингу перехідних режимів станом на 2026 рік перейшло з категорії обладнання для магістральних мереж «Укренерго» у розряд критично необхідних компонентів для локальних гібридних систем електропостачання великих підприємств АПК. В умовах нестабільної роботи енергосистеми СМПР стає не просто засобом економії, а гарантією виживання бізнесу. Без неї дорога гібридна система (BESS + СЕС) може працювати неефективно або виходити з ладу при системних коливаннях. Крім того СМПР стає обов'язковою умовою для приєднання нових потужностей ВДЕ до мереж 35-110 кВ. Наявність системи дозволяє підприємству брати участь у ринку допоміжних послуг (платна підтримка частоти мережі), що може генерувати додатковий дохід. Економічна доцільність впровадження СМПР полягає в тому, що її інвестування є виправданим завдяки підвищенню надійності та оптимізації капітальних витрат.

Використання розглянутої ГСЕ для резервування власних потреб (ВП) підстанцій (ПС) 35, 110 та 220 кВ — це перехід до концепції «**активної підстанції**». У традиційних схемах ВП базуються на трансформаторах власних потреб (ТВП) та дизель-генераторах (ДГ), але розглянута система

дозволяє зробити цей резерв миттєвим та інтелектуальним. Головні фінансові та експлуатаційні переваги:

1. Запобігання масштабним аваріям (Blackouts): СМПР дозволяє фіксувати параметри мережі (частоту, напругу, кути) в реальному часі. Це попереджає каскадне відключення енергоблоків. Запобігання мільйонним збиткам промисловості та інфраструктури від раптового знеструмлення регіонів.
2. Зниження втрат електроенергії: За рахунок точної оцінки динамічного стану мережі, оператори можуть завантажувати лінії ближче до їхньої фізичної межі без ризику руйнування стабільності. Появляється скорочення технологічних втрат електроенергії під час передачі на 3% - 5%.
3. Економія на модернізації інфраструктури (Deferral of Upgrades): Замість дорогого будівництва нових ЛЕП для усунення вузьких місць, система дозволяє досягати максимум з наявних активів завдяки інтелектуальному диспетчерському контролю. Відтермінування капітальних інвестицій у мережеву інфраструктуру на роки.
4. Інтеграція відновлюваних джерел енергії (ВДЕ): СМПР полегшує балансування генерації від вітрових та сонячних електростанцій, які створюють коливання частоти. Сприяє скороченню використання традиційних викопних ресурсів (до 21%) та переходу до сталої енергетики.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Гребченко М.В. Системи електропостачання з локальними джерелами енергії та керування ними.[Електронний ресурс] : навч. посіб. для здобувачів ступеня магістра за освіт. програмою «Системи забезпечення споживачів електричною енергією» спец. 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / М.В. Гребченко ; КПІ ім. Ігоря Сікорського. – 1-е вид. – Електрон. текст. дані (1 файл). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2023. – 98 с.

2. Методи організації гнучких електричних систем [Електронний ресурс]: навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», спеціалізації «Електричні системи і мережі»/ КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: В.В. Кирик. – Електронні текстові дані (1 файл: 0,927Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. – 47 с.
3. Яндульський О.С., Мацейко В.В., Катрич Д.В. Демпфування низькочастотних коливань на основі синхронізованих вимірів від пристроїв СМІР. НТУ «КПІ» УДК 621.311. ISSN 1813-5420 (Print). Енергетика: економіка, технології, екологія. 2014. № 4
4. Лежнюк П.Д., Грицюк Ю.В., Пірняк В.М.: Регулювання реактивної потужності й напруги в електричних мережах як допоміжна послуга. УДК 621.311 Енергетика та електротехніка: Наукові праці ВНТУ, 2010, № 2, с.1-6
5. Кирик В. В. Електричні мережі та системи : підручник / В. В. Кирик. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2021. – 324 с.
6. С.П.Денисюк, Д.Г.Дерев'янка. Особливості застосування систем гнучкої передачі змінного струму (FACTS) в сучасних електроенергетичних мережах/ С.П.Денисюк, Д.Г.Дерев'янка//Енергетика: економіка, технології, екологія - 2011. - №1 – с.29-37
7. Оцінка стану та реалізації концепцій розвитку «інтелектуальних» електромереж у світовій практиці [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/01/3.-SmartGrid.pdf>
8. Сосков А.Г., Колонтаєвський Ю.П. Промислова електроніка: Підручник. / За ред. А.Г. Соскова. – К.: Каравела, 2015. – 536 с.
9. Перехідні процеси в системах електропостачання : підруч. для студ. вищ. навч. закл. / М. М. Черемісін, О. М. Мороз, О. Б. Єгоров, С. В. Швець. – Харків : ТОВ «В справі», 2016. – 260 с.
10. Єгоров О. Б. Математичне моделювання динамічних процесів в однофазних асинхронних двигунах : монографія / О. Б. Єгоров, О. Ю. Єгорова. – Харків : СПДФО Добринін В. Є., 2014. – 200 с.

11. Перехідні процеси в системах електропостачання : підручник для ВНЗ Г. Г. Півняк, І. В. Жежеленко, Ю. А. Папаїка, Л. І. Несен ; за ред. Г. Г. Півняка ; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – 5-те вид., випр. та доп. – Дніпро : НГУ, 2016. – 600 с.
12. Перехідні процеси в системах електропостачання : підручник / Г. Г. Півняк, В. М. Винославський, А. Я. Рибалко, Л. І. Несен ; за ред. академіка НАН України Г. Г. Півняка. – Вид. 2-е, випр. та доп. – Дніпропетровськ : Видавництво НГА України, 2000. – 597 с.
13. Розрахунок перехідних процесів у лінійних електричних колах : навч. посіб. / І. А. Курило, В. П. Грудська, Л. Ю. Спінул, М. А. Щерба. – Київ : НТУУ «КПІ», 2013. – 289 с.
14. Букович Н. В. Розрахунок струмів короткого замикання : навч. посіб. / Н. В. Букович, Г. Н. Міркевич. – Київ : УМК ВО, 1991. – 224 с.
15. Тептя, В. В. Електромеханічні перехідні процеси в електроенергетичних системах : електронний конспект лекцій комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / В. В. Тептя, В. В. Кулик. – Вінниця : ВНТУ, 2021. – 183 с. ISBN 978-966-641-872-5
16. ДСТУ 3440-96 Системи енергетичні. Терміни та визначення. Київ, Держстандарт України, 1997 р. – 45 с.
17. ДСТУ EN 50160:2023: Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2022, IDT).
18. ДСТУ-Н Б В.2.5-80:2015: Настанова з проектування систем електропостачання промислових підприємств.
19. ДСТУ ISO 50001: Системи енергетичного менеджменту.
20. СОУ-Н МЕН 40.1-00100227-68:2012. Стійкість енергосистем. Керівні вказівки.
21. СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014: "Норми технологічного проектування енергетичних систем та електричних мереж 35 кВ і вище".
22. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.

23. Правила застосування системної протиаварійної автоматики запобігання та ліквідації небезпечного зниження або підвищення частоти в енергосистемах. Наказ Мінпаливенерго України 01.12.2003 № 714
24. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів (вимоги до обслуговування та стану обладнання). Наказ Мінпаливенерго України від 25.07.2006 № 258
25. ГКД 34.20.507-2003 Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила (у редакції наказу від 21.06.2019 № 271).
26. Кодекс системи передачі (Постанова НКРЕКП №309): Вимоги до моніторингу поточного режиму системи, засобів оцінювання стану та надання інформації про роботу електроустановок користувачів.
27. Постанова НКРЕКП про Методичні рекомендації щодо СМП (від 15.07.2025 № 1056): Функціонування систем моніторингу приєднань, що актуально для нових фермерських об'єктів з генерацією.
28. Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 310 Про затвердження Кодексу систем розподілу (КСР).