

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

02.03-КМР. 324 «С» 2023.03.06-053 ПЗ

ЛУПСЯКОВ ПАВЛО ОЛЕКСАНДРОВИЧ

2023 р

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

КИЇВ 2023

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ІНСТИТУТ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

НУБІП України

УДК _____

ПОГОДЖЕНО

Директор Інституту енергетики,
автоматики і енергозбереження

_____ /Капун В.В./

(підпис)

« _____ » _____ 2023 р.

ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ

В.о. завідувача кафедри
інженерії енергосистем

_____ /Антипов Є.О./

(підпис)

« _____ » _____ 2023 р.

НУБІП України

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему: «Дослідження систем акумулювання та розподілення
електроенергії (на прикладі ПрАТ «ДТЕК Київські регіональні
електромережі)»»

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код назва)

Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(назва)

Орієнтація освітньої програми _____ освітньо-професійна
(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

НУБІП України

Гарант освітньої програми
К.Т.Н. доцент _____ Усенко С.М.
(науковий ступінь та вчене звання) (підпис) (ПІБ)

НУБІП України

Керівник
К.Т.Н. доцент _____ Петренко А.В.
(науковий ступінь та вчене звання) (підпис) (ПІБ)

Виконав _____ Лупсяков П.О.
(підпис) (ПІБ)

НУБІП України

КИЇВ – 2023

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ІНЖЕНЕРИ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

ЗАТВЕРДЖУЮ

В.о. завідувача кафедри
інженерії енергосистем

к.т.н. доцент
(ступінь, звання)

(підпис)

Антипов Є.О.
(ПІБ)

2023 р.

ЗАВДАННЯ
ДО ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ СТУДЕНТУ

Лупсякову Павлу Олександровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код і назва)

Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(назва)

Орієнтація освітньої програми освітньо-професійна

(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

Тема магістерської роботи «Дослідження систем акумулювання та розподілення електроенергії (на прикладі ПрАТ «ДТЕК Київські регіональні електромережі)» затверджена наказом ректора Національного університету біоресурсів і природокористування України від 06.03.2023 р. № 324 «С»

Термін подання завершеної роботи на кафедру 31 жовтня 2023 р.

(рік, місяць, число)

Вихідні дані до магістерської роботи ділянка електромережі ПрАТ «ДТЕК Київські регіональні електромережі», каталоги систем акумулювання електроенергії, стандарти України та нормативні документи

Перелік питань, що підлягають дослідженню: перспективи розвитку систем акумулювання електроенергії (ESS) в електромережі ПрАТ «ДТЕК Київські регіональні електромережі»; огляд систем акумулювання електроенергії та методики їх розрахунку; проектування системи акумулювання та розподілення електроенергії; дослідження систем акумулювання та розподілення електроенергії; аналіз техніко-економічних показників системи акумулювання; охорона праці, безпека та протипожежні заходи

Перелік графічного матеріалу: презентація виконана в програмному забезпеченні MS Power Point

Дата видачі завдання «28» червня 2023 р.

Керівник магістерської роботи

(підпис)

Петренко А.В.

(ПІБ)

Завдання прийняв до виконання

(підпис)

Лупсяков П.О.

(ПІБ)

РЕФЕРАТ

Структура й обсяг. Кваліфікаційна робота викладена в 103 сторінках, складається зі вступу, 6 розділів, висновку. У роботі міститься 20 рисунків, 20 таблиць, 36 формул, список використаних джерел із 27 найменувань.

Актуальність теми.

Будь-яка система постачання енергії складається із джерела первинної енергії, підсистеми перетворення енергії і споживачів перетвореної енергії. У системі можуть виникати невідповідності – як у часі, так і у просторі – між подачею енергії і споживанням. Подолання цих невідповідностей є основною метою акумулювання енергії.

Задачі акумулювання енергії:

- забезпечення резерву на випадок раптового припинення роботи установок, особливо на період запуску резервних установок;
- регулювання або буферне акумулювання при високих амплітудах зміни навантаження, що дозволяє покривати навантаження первинного джерела енергії;
- акумулювання енергії поблизу місця її споживання для зменшення піків навантаження і вартості системи енергопостачання не тільки в частині перетворення енергії, а також при її розподіленні за допомогою мереж.

Завдяки застосуванню акумуляторів енергії забезпечується не лише стабільне і неперервне енергопостачання, а й зростає коефіцієнт використання поновлювальних джерел електроенергії, завдяки нагромадженню надлишкової і низько потенціальної енергії, яка безпосередньо не може використовуватися споживачами. При цьому згладжуються коливання в електромережі, з'являється можливість перетворювати один вид енергії в інший, залежно від потреб споживача.

Мета та завдання дослідження.

Метою магістерської роботи є впровадження системи акумулювання та розподілення електроенергії в електромережі ПРАТ «ДТБК Київські регіональні електромережі» та визначення її ефективності.

Об'єктом дослідження є системи акумулювання та розподілення електроенергії в електромережі ПрАТ «ДТЕК Київські регіональні електромережі»

Предметом дослідження є ефективність використання системи акумулювання та розподілення електроенергії в ПрАТ «ДТЕК Київські регіональні електромережі»

Методи дослідження.
Для вирішення поставлених завдань у магістерській кваліфікаційній роботі

було використано методи фізичного та математичного моделювання, техніко-економічного аналізу та елементи теорії прийняття рішень.

Практичне значення одержаних результатів.
У магістерській кваліфікаційній роботі отримані наукові та прикладні

результати стосовно використання систем накопичення енергії, які можуть знайти практичне застосування при вирішенні різноманітних задач оптимізації режимів роботи електричних мереж.

Ключові слова: СИСТЕМА АКУМУЛЮВАННЯ, СИСТЕМА РОЗПОДІЛЕННЯ, ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЯ, ЕЛЕКТРОМЕРЕЖА.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

Зміст.....	6
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	9
ВСТУП	11
РОЗДІЛ 1. ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ СИСТЕМ АКУМУЛЮВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ (ESS) В ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ ПРАТ «ДТЕК КИЇВСЬКІ РЕГІОНАЛЬНІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	14
1.1 Загальна характеристика та стан електромереж ПрАТ «ДТЕК Київські регіональні електромережі».....	14
1.2 Ознайомлення із різними видами акумуляування електроенергії.....	20
1.3 Вибір системи акумуляування електроенергії для електромереж ПрАТ «ДТЕК Київські регіональні електромережі».....	22
1.4 Перспективи розвитку систем акумуляування електроенергії (ESS) в ПрАТ «ДТЕК Київські регіональні електромережі».....	25
1.5 Висновки до розділу 1.....	28
РОЗДІЛ 2. СИСТЕМИ АКУМУЛЮВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В МЕЖАХ ВЛАСНИХ МЕРЕЖ ПРАТ «ДТЕК КИЇВСЬКІ РЕГІОНАЛЬНІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	30
2.1 Огляд системи акумуляування електроенергії для власних мереж ПрАТ «ДТЕК Київські регіональні електромережі».....	30
2.2 Методики розрахунку системи акумуляування електроенергії.....	33
2.3 Висновки до розділу 2.....	36
РОЗДІЛ 3. ПРОЕКТУВАННЯ СИСТЕМИ АКУМУЛЮВАННЯ ТА РОЗПОДІЛЕННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ	37
3.1 Розробка технологічної схеми акумуляування електроенергії.....	37
3.2 Розробка електричної схеми розподілення електроенергії ділянки електромережі ПрАТ «ДТЕК Київські регіональні електромережі».....	42
3.3 Визначення основних параметрів системи акумуляування електроенергії.....	44
3.3.1 Характеристики вихідної напруги.....	45
3.3.2 Час автономної роботи.....	46
3.3.3 Навантажувальна потужність.....	46
3.4 Розрахунок параметрів основного електрообладнання ділянки системи акумуляування електроенергії.....	47
3.4.1 Вибір напруги групи батарей.....	47
3.4.2 Розрахунок найбільшого постійного навантаження.....	47
3.4.3 Вибір акумуляторної батареї, кількості та схеми їх з'єднань.....	49
3.4.4 Вибір ємності за умовою розряду.....	51

3.4.5	Вибір ємності по найбільшому струму поштовху	51
3.4.6	Перевірка ділянки системи акумулювання електроенергії за втратою напруги.....	53
3.5	Висновки до розділу 3	55
РОЗДІЛ 4. ДОСЛІДЖЕННЯ СИСТЕМ АКУМУЛЮВАННЯ ТА РОЗПОДІЛЕННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ.....		57
4.1	Аналіз методів моделювання акумуляторних батарей та їх груп.....	57
4.2	Дослідження впливу деградації параметрів окремих АКБ на роботу групи АКБ.....	60
4.3	Дослідження ефективності використання системи акумулювання електроенергії в мережах оператора системи розподілу	66
4.3.1	Порушення умов договірних відносин зі споживачами.....	66
4.3.2	Недовідпуск електричної електроенергії	69
4.3.3	Складові економічного ефекту	69
4.4	Розробка рекомендацій щодо впровадження системи акумулювання електроенергії в електромережі ПРАТ «ДТЕК Київські регіональні електромережі»	70
4.5	Висновки до розділу 4	73
РОЗДІЛ 5. АНАЛІЗ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ СИСТЕМИ АКУМУЛЮВАННЯ.....		75
5.1	Аналіз техніко-економічних показників	75
5.2	Аналіз капіталовкладень.....	78
5.3	Визначення ефективності капіталовкладень	80
5.3.1	Розрахунок загальної суми інвестицій.....	80
5.3.2	Поточні витрати.....	81
5.3.3	Розрахунок прибутку від реконструкції.....	84
5.3.4	Визначення чистих грошових потоків	84
5.3.5	Чистий приведений дохід	85
5.3.6	Індекс доходності	85
5.3.7	Індекс рентабельності	86
5.3.8	Період окупності	86
5.4	Висновки до розділу 5	87
РОЗДІЛ 6. ОХОРОНА ПРАЦІ, БЕЗПЕКА ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТА ПРОТИПОЖЕЖНІ ЗАХОДИ.....		88
6.1	Розробка заходів з безпечної експлуатації системи акумулювання електроенергії	88
6.1.1	Перелік основних нормативних документів.....	88
6.1.2	Заходи щодо забезпечення безпеки процесів та виробів.....	89
6.1.3	Вказівки щодо безпечного поводження зі свинцево-кислотними акумуляторними батареями.....	90

6.1.4	Заходи протипожежної безпеки.....	90
6.1.5	Заходи щодо надання першої медичної допомоги.....	91
6.1.6	Заходи у разі аварійного викиду.....	92
6.1.7	Поводження з акумуляторними батареями та їх зберігання.....	93
6.1.8	Токсикологічна інформація.....	93
6.1.9	Екологічна інформація.....	93
6.1.10	Утилізація відходів.....	95
6.2	Заземлення системи акумуляування.....	95
6.3	Захист від перенапруги системи акумуляування.....	96
6.4	Висновки до розділу 6.....	97
ВИСНОВКИ.....		99
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....		101

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АКБ – Акумуляторна батарея

ВДЕ – Відновлювальні джерела енергії

ГАЕС – Гідроакумуюча електростанція

АЕС – Атомна електростанція

ТЕС – Тепло-електростанція

ТЕЦ – Тепло-енерго централь

СЕС – Сонячна електростанція

ВЕС – Вітряна електростанція

ГТУ – Газотурбінна установка

ГЕС – Гідро-електростанція

ОЕС – Об'єднана енергетична система України

ОСР – Оператор системи розподілу

ПЛ – повітряна лінія електропередачі

КЛ – кабельна лінія електропередачі

ПС – електрична підстанція

РП – розподільчий пристрій

РЗ – релейний захист

ПА – пристрої автоматики

СНЕ – Система накопичення електроенергії

ESS – Energy storage system (система накопичення електроенергії)

ПРА – Проточні редокс-аккумулятори

СЕМ – системи енергетичного менеджменту

АСУ – автоматизовані системи управління

ЕС – електрична система

СП – споживач електроенергії

ДГ – дизель-генератор

ФЕС – фото-електрична система

М – мережа

ДБЖ – джерело безперебійного живлення

УЗІП – улаштування захисту імпульсних перенапруг
ЩОС – шафа оперативного струму
NMC - Літій-нікель-марганець-кобальт-оксид

SCADA - Система диспетчерського управління та збору даних

DoD - Глибина розряду

SOC - ступінь зарядженості

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

ВСТУП

В останні роки системи накопичення електричної енергії розглядаються як ключовий елемент технологічного розвитку транспортних засобів, поновлюваної енергетики, робототехнічних та автономних електронних систем.

Про це свідчать стрімке зростання ринку акумуляторних батарей (АКБ), а також велика кількість досліджень, спрямованих на підвищення ефективності традиційних та створення нових типів АКБ. Відповідні дослідження вимагають моделювання життєвого циклу окремих АКБ та їх складання, тобто представлення експлуатаційних параметрів АКБ у типових режимах протягом часу, обмеженого критичним зниженням їх експлуатаційних характеристик.

Незважаючи на те, що проблема симулювання роботи АКБ не нова, в даний час з'являються завдання, що пред'являють нові вимоги до такого моделювання. Зокрема, це стосується оптимізації роботи великих збірок АКБ з урахуванням деградації їх параметрів залежно від типу, конструкції, режиму заряду-розряду, умов експлуатації з метою зниження витрат на реальні довгострокові випробування.

Джерела безперебійного живлення – це прилади, які використовують, коли на будь-якому нерухомому об'єкті зникає електроенергія. Це питання актуальне у будь-який час. Джерела Безперебійного Живлення (або ДБЖ) надаватимуть безперервне живлення окремого приладу або групи приладів на об'єкті нерухомості, заздалегідь підключених до джерела струму. Головна мета таких джерел безперебійного живлення – протягом короткого часу підтримати працездатність приладів. Критичне навантаження може досягати від кількох хвилин до кількох годин.

Сучасні ДБЖ відповідають усім стандартам безпеки, і пристосовані для використання в офісі, в домашніх умовах, а якщо йдеться про більш енергоємні системи, то і для використання в умовах виробництв різного типу.

Сьогодні всі існуючі у світі джерела безперебійного живлення поділяються на три групи: резервні (off-line), лінійно-інтерактивні (line-interactive) та онлайн (on-line). ДБЖ третьої групи вважаються найнадійнішими та функціональними.

Джерела безперебійного живлення адаптовані для застосування на промислових об'єктах з високими вимогами до надійності, функціональності та електричних характеристик, та можуть застосовуватись на підприємствах різних галузей – для електропостачання відповідальних споживачів. ДБЖ може

застосовуватися або як самостійна одиниця обладнання, або як основний функціональний блок у складі складніших систем – системи безперебійного живлення.

Системи безперебійного живлення умовно поєднують у собі функції систем змінного струму та систем постійного струму та призначені для:

- прийому електричної енергії з мережі змінного струму та перетворення її в електричну енергію змінного струму зі стабілізованою напругою високої якості;

- прийому електричної енергії з мережі змінного струму та перетворення її в електричну енергію постійного струму;

- безперервного заряду / підзаряду та контролю стану підключеної акумуляторної батареї;

- електропостачання виділених груп споживачів змінного та постійного струму за рахунок використання енергії акумуляторної батареї при аварійному відключенні електропостачання від розподільної мережі змінного струму протягом заданого часу резервування;

- розподілу електричної енергії по ланцюгах змінного та постійного струму.

Система безперебійного живлення є функціонально закінченим пристроєм, компоненти якого, побудовані на базі високочастотних транзисторних перетворювачів напруги та виконаних за технологією IGBT з мікропроцесорним контролем та керуванням (контролер DSP).

В даній роботі розглянуті питання застосування система акумулювання електроенергії в мережах оператора розподілу електроенергії, а саме на електричній підстанції 110 кВ. На електростанції застосовуються численні допоміжні електричні пристрої і механізми, службові для управління,

регулювання режиму роботи, сигналізації, релейного захисту і автоматики. Всі ці оперативні пристрої і механізми живляться електроенергією від спеціальних джерел, які називаються джерелами оперативного струму.

Розрізняють незалежні і залежні джерела оперативного струму. Робота перших не залежить, а робота других залежить від режиму роботи і стану первинних ланцюгів підстанції.

Незалежними джерелами оперативного струму є акумуляторні батареї, дизель-генератори і турбореактивні агрегати.

Залежні джерела - трансформатори власних потреб, вимірювальні трансформатори струму і напруги.

Застосування системи безперебійного живлення на базі акумуляторних батарей в якості ДЖ оперативного струму на електричній підстанції, має значні переваги порівняно з іншими джерелами оперативного струму.

Використання системи безперебійного живлення на базі акумуляторних батарей визначається прагненням мати незалежне джерело при будь-яких аваріях і відмовах в первинних ланцюгах.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

РОЗДІЛ 1. ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ СИСТЕМ АКУМУЛЮВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ (ESS) В ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ ПРАТ «ДТЕК КИЇВСЬКІ РЕГІОНАЛЬНІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»

1.1 Загальна характеристика та стан електромереж ПрАТ «ДТЕК Київські регіональні електромережі»

ОСР – аббревіатура від «оператор системи розподілу». Після реформи ринку електроенергії так називають звичні усім обленерго. З 1 січня 2019 року, відповідно до закону «Про ринок електричної енергії», функції оператора системи розподілу в Київській області виконує «ДТЕК Київські регіональні електромережі».

Оператор системи розподілу відповідає за:

- якість і надійність електропостачання;
- управління системою розподілу електроенергії всім абонентам регіону;
- обслуговування та ремонт ліній електропередач, підстанцій та інших енергооб'єктів;
- приєднання до електромереж нових споживачів;
- встановлення лічильників і фіксацію їхніх показань.

При цьому оператор системи розподілу не продає електроенергію клієнтам і не виставляє за неї рахунки. У нових умовах енергетичного ринку це роблять компанії-постачальники. Кожен житель області має право самостійно вибрати собі постачальника.

ПрАТ «ДТЕК Київські регіональні електромережі» працює на території Київської області та обслуговує 980 тис. побутових клієнтів і 28 тис. бізнес-клієнтів. За рік передає понад 6 млрд кВт-год.

Основними цілями діяльності Товариства є:

- надійне електропостачання електричної енергії споживачам на умовах укладання договорів, які регулюються згідно чинного законодавства в умовах функціонування єдиної енергосистеми України;

- здійснення єдиної інвестиційної політики та залучення капіталу;
- проведення єдиної науково-технічної політики і впровадження нових прогресивних видів техніки і технологій.

Предмет діяльності Товариства:

- розподіл електричної енергії;
- надання послуг на ринку електричної енергії України;
- експлуатація ліній об'єктів електричних мереж;
- комплексне виконання робіт монтажу, ремонту і технічного обслуговування енергетичного устаткування і споруд;

- проектування, будівництво, реконструкція, технічне переснащення і капітальний ремонт електричних мереж, споруд, машин і механізмів,
- інше згідно із Статутом Товариства.

Надійність електромережових об'єктів визначається їх спроможністю на протязі часу зберігати свої технічні параметри, які забезпечують виконання об'єктами своїх технологічних функцій.

Одною з головних складових надійності мережі, поряд зі схемною та режимною, є експлуатаційна надійність її окремих елементів.

Рівень експлуатаційної надійності об'єктів головним чином характеризується спрацюванням ресурсу працездатності обладнання. Експлуатаційний ресурс обладнання визначає його потенційну спроможність виконувати свої функції з врахуванням фізичного зносу.

Термін служби основного електротехнічного обладнання підстанцій (трансформатори, вимірвальна та комутаційна апаратура) відповідно до технічних умов заводів виробників становить не більше 25 років.

Електропередавальними організаціями термін експлуатації продовжується, однак це призводить до значних затрат на проведення ремонтів та експлуатацію такого морально та фізично застарілого обладнання. Тому важливим питанням є поступова заміна застарілого обладнання на нове та сучасне.

Основні територіальні показники станом на початок 2020-го року наведені в табл. 1.1

Таблиця 1.1

Основні показники

Показник	Дані	
Територія що обслуговується, тис. км ²	28,131	
Населення, тис. чол.	1722	
Електроспоживання, млн.кВт×год.	6649,516	
Втрати електроенергії, млн.кВт×год.	1132,388 (17,03%)	
Щільність електронавантаження, кВт/км ²		
Абоненти, тис.	побутові споживачі	908,141
	промислові споживачі	25,835
Довжина ліній електропередач, км	повітряних	4695 1,01
	кабельних	3121,88
Підстанції 35-110 кВ, які знаходяться на балансі ліцензіату, шт	підстанції 110 кВ	82
	підстанції 35 кВ	168
Потужність підстанцій на балансі ліцензіату, МВА	всього.	4203,9
	підстанції 110 кВ	3198,6
	підстанції 35 кВ	1005,3

Узагальнений технічний стан об'єктів електричних мереж наведено табл.

1,2.

Таблиця 1.2

Узагальнений технічний стан об'єктів електричних мереж

№ з/п	Назва обладнання та якісна оцінка	Одиниця виміру	Станом на 2020 рік
1	ПЛ - 110 (150) кВ, усього		2 103,25
	у доброму стані		1 146,65
	підлягає реконструкції	км (по трасі)	956,6
	підлягає капітальному ремонту		210,325
	підлягає повній заміні		
2	виведено з експлуатації		
	ПЛ - 35 кВ, усього		2 605,70
	у доброму стані		2 253,28
	підлягає реконструкції	км (по трасі)	352,42
	підлягає капітальному ремонту		260,57
3	підлягає повній заміні		
	виведено з експлуатації		
	ПЛ - 6 (10) кВ, усього		15630,51
	у доброму стані		6 593,94
	підлягає реконструкції	км (по трасі)	4870,77
підлягає капітальному ремонту	4 074,41		
	підлягає повній заміні		91,39

№ з/п	Назва обладнання та якісна оцінка	Одиниця виміру	Станом на 2020 рік
4	виведено з експлуатації	км (по трасі)	25277,43
	ПЛ - 0,4 кВ, усього у доброму стані		9555,28
	підлягає реконструкції		8456,47
	підлягає капітальному ремонту		6 778,50
5	підлягає повній заміні	км (по трасі)	487,18
	виведено з експлуатації		5,26
	КЛ - 110 (150) кВ, усього у доброму стані		5,26
	підлягає реконструкції		
6	підлягає капітальному ремонту	км (по трасі)	
	підлягає повній заміні		
	виведено з експлуатації		28,97
	КЛ - 35 кВ, усього у доброму стані		3,31
7	підлягає реконструкції	км (по трасі)	25,66
	підлягає капітальному ремонту		
	підлягає повній заміні		
	виведено з експлуатації		
8	КЛ - 6 (10) кВ, усього у доброму стані	км (по трасі)	2 288,46
	підлягає реконструкції		1 107,01
	підлягає капітальному ремонту		475,86
	підлягає повній заміні		380,03
9	виведено з експлуатації	шт	325,56
	КЛ - 0,4 кВ, усього у доброму стані		799,18
	підлягає реконструкції		518,21
	підлягає капітальному ремонту		111,7
10	підлягає повній заміні	шт	75,08
	виведено з експлуатації		94,19
	ПС з вищим класом напруги 110 (150) кВ, усього у доброму стані		82
	підлягає реконструкції		40
11	підлягає капітальному ремонту	шт	40
	підлягає повній заміні		13
	ПС з вищим класом напруги 35 кВ, усього у доброму стані		168
	підлягає реконструкції		122
11	підлягає капітальному ремонту	шт	46
	підлягає повній заміні		28
	Грансформаторні підстанції (ТП), розподільні пункти (РП) 6 (10) кВ, усього у доброму стані		10989
	підлягає реконструкції		4847
			3628

№ з/п	Назва обладнання та якісна оцінка	Одиниця виміру	Станом на 2020 рік
12	підлягає капітальному ремонту		2288
	підлягає повній заміні		226
	Силові трансформатори ПС вищою напругою 110 (150) кВ, усього у доброму стані	шт	154
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ		150
13	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту		0
	Силові трансформатори ПС вищою напругою 35 кВ, усього у доброму стані	шт	292
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ		290
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту		0
14	Силові трансформатори ПС вищою напругою 6 – 10 кВ, усього у доброму стані	шт	12009
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ		12009
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту		0
			0

На даний момент стан електричних мереж Київської області характеризується середнім ступенем фізичного та морального зносу устаткування.

Ситуація ускладнюється тим, що на підстанціях, які не вичерпали ресурс працездатності, є свої вузькі місця, які визначаються:

– наявністю дефектного обладнання (тобто обладнання, яке характеризується станом підвищеної аварійності);

– "старінням" металоконструкцій;

– оснащенням застарілими засобами релейного захисту, автоматики, зав'язку, тощо.

До обладнання, яке не відповідає сучасним вимогам і умовам експлуатації та потребує вимушеної або рекомендованої заміни було віднесено:

– віддільники та короткозамикачі, запобіжники, розрядники (внаслідок зняття даного обладнання з виробництва з 1985 року та відсутності виробництва запасних частин до них);

– трансформатори, роз'єднувачі, трансформатори власних потреб, трансформатори струму та напруги, підзарядні пристрої та акумуляторні батареї, пристрої РЗ та ПА, що знаходяться в експлуатації 30 та більше років;

– оливні та малооливні вимикачі 110 кВ, 35 кВ та 10 (6) кВ

(рекомендовано заміну оливних вимикачів 110 кВ на елегазові та заміну оливних вимикачів 35 та 10 кВ на вакуумні);

– електро-механічне обладнання РЗ та ПА (рекомендовано заміну на мікропроцесорні пристрої);

– обладнання, для якого наявне експертне рішення, технічний висновок

або рекомендації ЦРАТ «ДТЕК КИЇВСЬКІ РЕГІОНАЛЬНІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» щодо реконструкції, заміни, переоснащення, тощо;

Також, до підстанцій 110 кВ, які потребують реконструкції або переоснащення було віднесено підстанції, на яких:

– не відповідає дійсним нормативним документам схема РП 110 кВ, 35 кВ або 10 (6) кВ (рекомендовано приведення схеми РП до нормативної);

– встановлено силові трансформатори, що не мають відповідних пристроїв регулювання напруги обмоток;

– відсутні вимикачі в ланцюгах силових трансформаторів;

– відсутні трансформатори власних потреб, трансформатори струму та напруги, обмежувачі перенапруг, тощо;

– відсутні пристрої РЗ та ПА;

– відсутні пристрої телемеханіки, телевимірів, тощо.

Технічний стан ПЛ і її конструктивно будівельної частини (опори, фундаменти) визначаються такими критеріями як тривалість експлуатації, наявність дефектів і пошкоджень, які неможливо усунути. Згідно ПТБ термін

служби ПЛ приймається наступним:

– на металічних опорах – 30-50 років (при умові оцінювання чи регулярного фарбування конструкцій);

– залізобетонні з напруженою арматурою стійок – 30-50 років, з ненапруженою арматурою – 25-30 років.

1.2 Ознайомлення із різними видами акумулювання електроенергії

Широкий розвиток відновлювальної генерації та її залежність від параметрів навколишнього середовища, а також недостатня кількість резервів регулюючих потужностей в деяких регіонах вимагає впровадження систем акумулювання електроенергії.

На сучасному етапі існує велика кількість систем акумулювання, основними з яких, за принципом роботи та тривалістю зберігання, є:

1. Механічні накопичувачі

– Гідроакумулюючі електростанції (ГАЕС, довгострокове зберігання);

– Пневмоакумулюючі (CAES, довгострокове зберігання);

– Супермаховики (Fly wheels, короткострокове зберігання).

2. Електрохімічні накопичувачі

– Акумуляторні батареї або системні накопичувачі електроенергії (СНБ, довгострокове зберігання);

– Паливні комірки (fuel cells, довгострокове зберігання);

– Проточні редокс-акумулятори (ПРА, Flow battery, довгострокове зберігання);

– Суперконденсатори (super capacitors, короткострокове зберігання).

3. Електромагнітні накопичувачі

– Індуктивні надпровідникові накопичувачі (SIES, довгострокове).

Кожна з технологій має свої переваги та недоліки, через які технології можуть бути застосовані в тих чи інших вузлах, або навпаки не можуть.

На рисунку 1.1 показано, як ці системи співвідносяться між собою за тривалістю розряду та потужністю, згідно даних компанії Siemens.

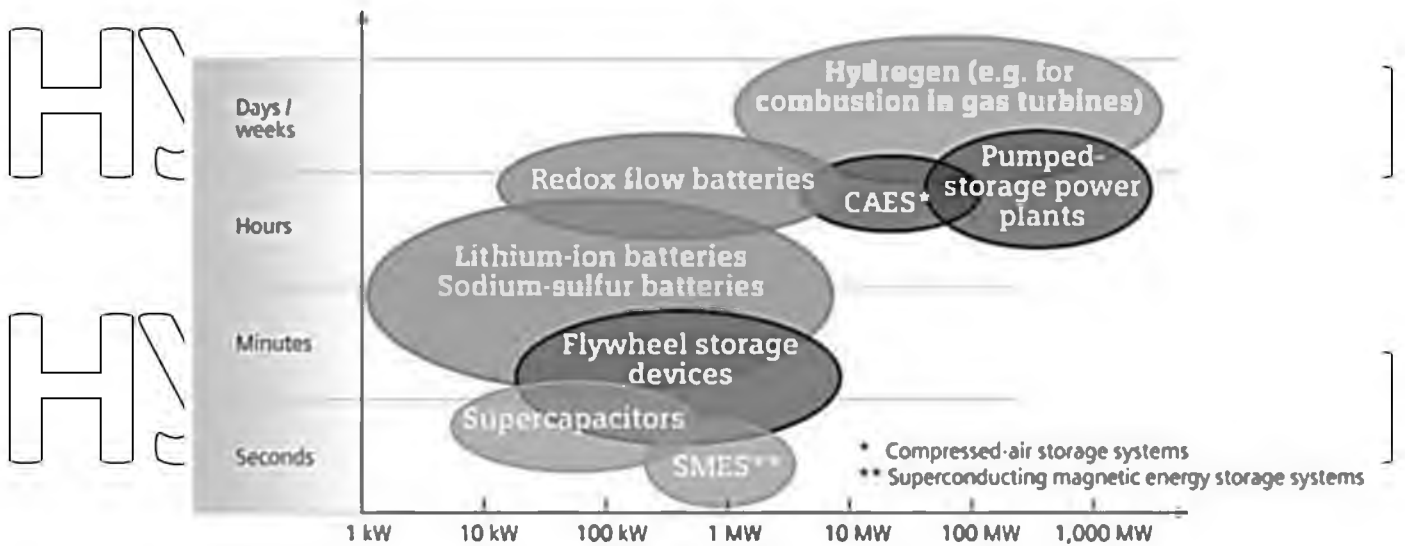


Рис. 1.1 Системи накопичення електроенергії за тривалістю енергопостачання та потужності.

У табл. 1.3 наведено дані результатів дослідження американського департаменту енергетики (The US DOE) 2015 року, що показують можливість застосування різних технологій акумулювання в певних вузлах енергосистеми.

Ці дані представлені як ознайомчі, через те що базуються на типовому їх використанні, можуть відрізнитися в певних умовах.

Таблиця 1.3

Коротка інформація про сучасні технології зберігання та придатності впровадження в різних вузлах

Технологія в фокусі дослідження	Традиційна генерація	Відновлювальна генерація	Відновлювальні мікромережі	В вузлах передачі	В вузлах розподілення	В вузлах навантаження
ГАЕС	придатно	розвивається	непридатно	придатно	розвивається	непридатно
Пневмоакумулятори	придатно	розвивається	непридатно	придатно	розвивається	непридатно
Електрохімічні	розвивається	розвивається	розвивається	придатно	придатно	придатно
Хімічні	розвивається	розвивається	розвивається	розвивається	непридатно	розвивається
Електромагнітні	непридатно	розвивається	розвивається	придатно	придатно	непридатно
Теплова (маневрування джерелом енергії)	придатно	розвивається	розвивається	розвивається	розвивається	придатно

Ці дані представлені як ознайомчі, через те що базуються на типовому їх використанні, можуть відрізнитися в певних умовах.

1.3 Вибір системи акумулювання електроенергії для електромереж

ПрАТ «ДТЕК Київські регіональні електромережі»

Система розподілу електроенергії у ПрАТ «ДТЕК Київські регіональні електромережі» є традиційною.

Традиційна система розподілу електроенергії є найстарішою і найпоширенішою у світі. Дана модель застосовується для електроспоживання міст, промисловості та усіх наявних електроспоживачів. Участь у балансуванні електроенергії та її акумулюванні є, відповідно, ГЕС та ГАЕС.

Дані щодо регулюючих потужностей та участі у балансуванні деяких електростанцій наведено в таблиці 1.4

Таблиця 1.4

Характеристика регулюючих можливостей різних типів електростанцій

Тип електростанції	Технічний мінімум навантаження, в % (відношення мінімально допустимої потужності відносно номінальної)	Регулювальний діапазон, в %	Час набору повної потужності, хв.	
			Після зупинки	З гарячого стану
АЕС	85-90	10-15	390-660	60
Потужні ГЕС	70-80	20-30	90-180	20-50
ГТУ		100	5-30	0,5
ГЕС		100	1-2	0,25-0,5*
ГАЕС		200	1-2	0,25-0,5*

*При обертанні в режимі холостих обертів

Разом з тим все частіше постає питання диверсифікації та акумулювання електроенергії.

В останній час великого розмаху набирає система розподілу електроенергії з відновлюваних джерел.

Система розподілу електроенергії з відновлюваних джерел визначаються як інтеграція кількох типів обладнання для виробництва енергії з відновлюваних джерел енергії, систем накопичення електричної енергії за винятком традиційної електромережі.

Дані щодо генерації потужностей деяких електростанцій наведено в таблиці 1.5.

Виробництво електроенергії (%) за типом електростанції

Тип	АЕС	ТЕЦ/ТЕС	ГЕС/ГАЕС	СЕС/ВЕС/ Біомаса	Блок- станції*
2008	46,9 %▲	43,0 %▲	5,9 %▼	-	4,2 %▼
2009	48,0 %▲	41,1 %▼	6,8 %▲	-	4,1 %▼
2010	47,4 %▼	41,5 %▲	6,9 %▲	-	4,2 %▲
2011	46,5 %▼	43,7 %▲	5,6 %▼	0,0 %▲	4,2 %▼
2012	45,5 %▼	44,7 %▲	5,5 %▼	0,3 %▲	4,0 %▼
2013	43,0 %▼	44,7 %▼	7,3 %▲	0,7 %▲	4,3 %▲
2014	48,5 %▲	41,3 %▼	5,0 %▼	1,0 %▲	4,3 %▼
2015	55,6 %▲	35,2 %▼	4,3 %▼	1,0 %▲	3,9 %▼
2016	52,3 %▼	39,7 %▲	6,0 %▲	1,0 %▲	1,0 %▼
2017	55,1 %▲	35,9 %▼	6,8 %▲	1,2 %▲	1,0 %▲
2018	53,0 %▼	36,9 %▲	7,5 %▲	1,7 %▲	0,9 %▼
2019	53,9 %▲	36,2 %▼	5,1 %▼	3,6 %▲	1,1 %▲
2020	51,2 %▼	35,2 %▼	5,1 %▲	7,3 %▲	1,2 %▲
2021	55,1 %▲	29,3 %▼	6,7 %▲	8,0 %▲ (5/2/1)	1,0 %▼

Система розподілу електроенергії з відновлюваних джерел без застосування традиційної системи має обмежене застосування. Обмеження регулюється надійністю електропостачанням електроспоживачів. Таку модель слід використовувати для електроживлення окремих споживачів, приватних будинків або невеликих підприємств.

Гібридні енергетичні системи визначаються як інтеграція кількох типів обладнання для виробництва енергії:

- відновлювані джерела енергії,
- традиційна електромережа;
- систем накопичення електричної.

Таку модель придатна для використання як для загального користування тал-1 для електроживлення окремих споживачів, приватних будинків або невеликих підприємств.

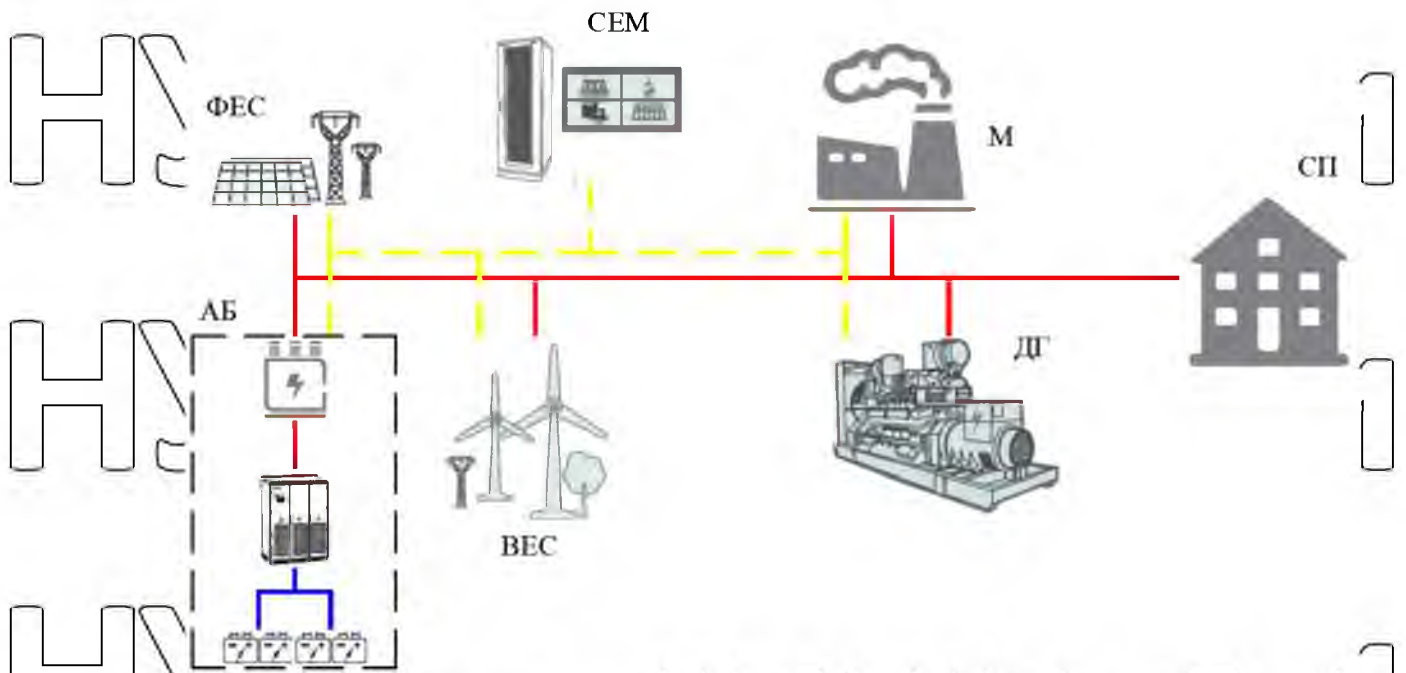


Рис. 1.2 – Блок-схеми локальної електрична система – Microgrid

На рисунку 1.2 зображено локальні електричні системи з живленням від джерел: ДГ – дизель-генератор, ФЕС – фото-електрична система, ВЕС – вітроелектрична система, АБ – акумуляторна батарея при паралельній роботі з мережею М. Контроль та керування системою здійснюється за допомогою системи енергетичного менеджменту СЕМ.

Серед систем акумулявання електроенергії також можна виділити два види:

- традиційна,
- гібридна

Гібридна СНЕ складається з двох або більше систем акумулявання, як показано на рисунку 1.3

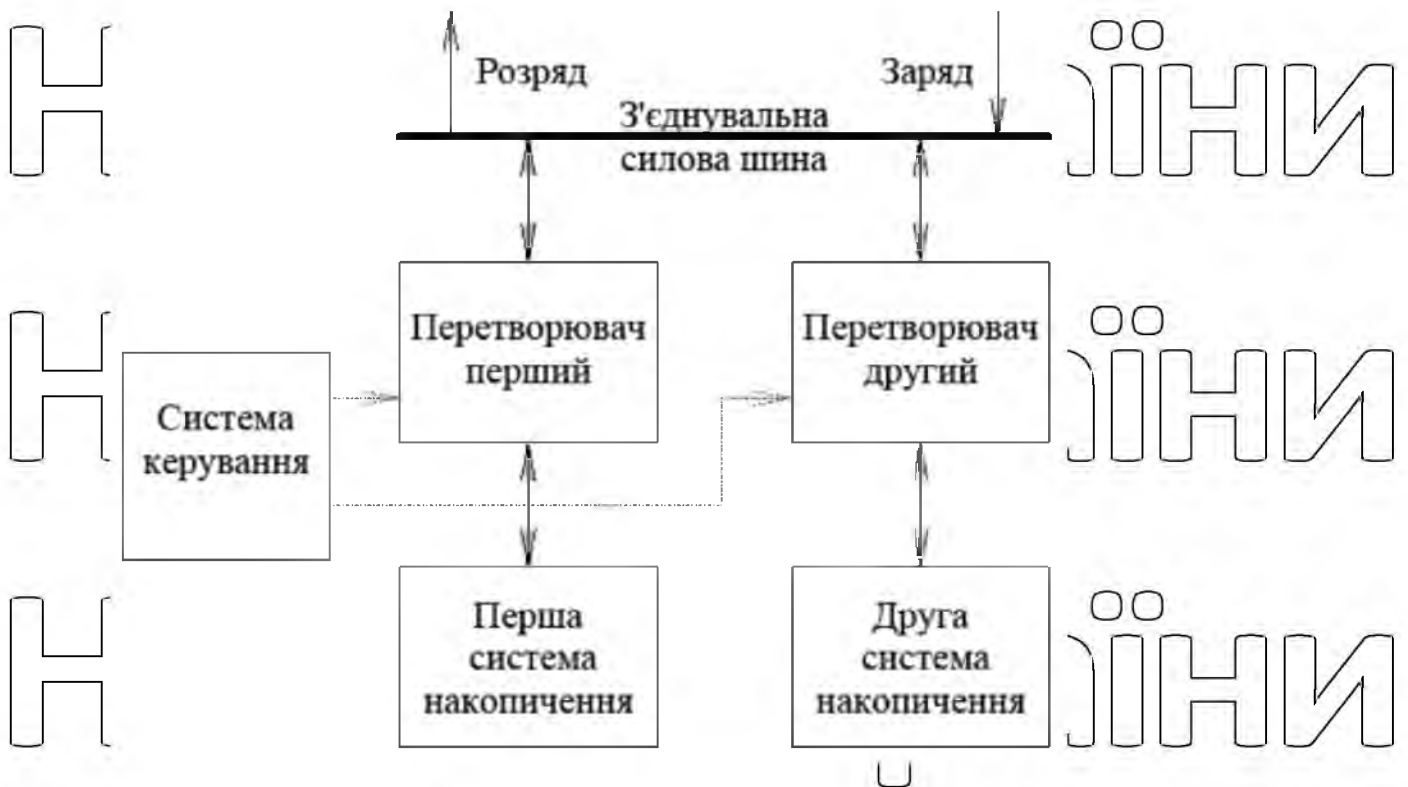


Рис. 1.3 – Базова структура гібридної системи накопичення електроенергії.

У випадку з двома системами: одна відповідає за покриття потужних довготривалих просядань та піків, а друга відповідно за компенсацію короткострокових відхилень та інших перехідних процесів системи. Логічним є ще для цих систем різні вимоги, до першої це велика потужність та допустимість брати до уваги меншу кількість циклів заряду/розряду, а друга навпаки має витримувати велику кількість циклів заряду/розряду, швидкий час відклику та відповідно мати швидкодіючі комутуючі пристрої та меншу потужність.

На підставі аналізу інформації щодо системи розподілу електроенергії можна зробити висновок що найбільш перспективно в найближчий час буде розвиватися гібридна система розподілу електроенергії яка сама дає імпульс до розвитку і гібридної системи накопичення електроенергії.

1.4 Перспективи розвитку систем акумулювання електроенергії (ESS)

в ПАТ «ДТЕК-Київські регіональні електромережі»

В енергетиці а також в будівельному секторі найбільшого поширення набувають акумуляторні батареї або системні накопичувачі електроенергії.

Перевагою накопичення електроенергії за допомогою хімічних пристроїв є:

1. Швидке встановлення;

2. Модульність конструкції – дає змогу розширювати ємність, проводити швидко заміну пошкоджених елементів, а також доставляти окремі попередньо заряджені модулі в регіони де сталася надзвичайна подія;

3. Час переходу між режимами заряд/розряд, залежить лише від часу перемикання комутуючих пристроїв, настільки малий що в розрахунках його допускається приймати за 0 сек.;

4. Частина зараз використовуваних акумуляторів є абсолютно безпечними для навколишнього середовища;

5. Відсутні рухомі частини;

6. Усі перемикання відбуваються в автоматичному режимі, що зменшує вплив людського фактору практично нанівець.

Недоліки:

7. Складна утилізація після закінчення терміну служби акумуляторних елементів;

8. Обмеженість циклів заряду/розряду;

9. Частина акумуляторів є токсичними, що сильно підвищує складність експлуатації

Найновішим прикладом системи накопичення першого рівня (для покриття великої кількості потужності) є, збудована восени 2017 року американською фірмою Tesla, в Австралії Large-Scale Powerpack, ємністю 129 МВт·год та потужністю 100 МВт. Установка виконана на основі Li-ion технології, та буде забезпечувати достатнє безперебійне живлення для більш, ніж 30 тис. будинків. Заряд цієї системи запроєктовано від вітряної електростанції Hornsdale, що розташована поблизу міста Джеймстаун, в період низьких навантажень на енергосистему електроенергія з вітропарку під-заряджатиме систему накопичення, а в часи піків споживання буде віддавати потужність до системи.

В контракті на будівництво було передбачено 100 днів на реалізацію проекту, компанія впоралася швидше запланованого терміну.

Прикладів системи накопичення другого рівня (для покриття невеликої кількості потужності) дуже багато. В основному випадку системи накопичення другого рівня слугують джерелом живлення в гібридній системі розподілу електроенергії. Основні споживачі електроенергії на цьому рівні це споживачі першої та особливої категорії електропостачання.

Відповідно до ПУЕ п. 1.2.17

«Електроприймачі I категорії - електроприймачі, переривання електропостачання яких може спричинити: небезпеку для життя людей, значний матеріальний збиток споживачам електричної енергії (пошкодження дорогого основного обладнання, масовий брак продукції), розлад складного технологічного процесу, порушення функціонування особливо важливих елементів комунального господарства;

у складі електроприймачів I категорії виділяється особлива група електроприймачів, безперебійна робота яких є необхідною для безаварійної зупинки виробництва з метою запобігання загрози життю людей, вибух!)-М, пожежам і пошкодженням високовартісного основного обладнання, втраті важливої інформації.

Для електропостачання особливої групи електроприймачів I категорії має передбачатися додаткове живлення від третього незалежного взаєморезервуючого джерела живлення.

Як третє незалежне джерело живлення для особливої групи електроприймачів і як друге незалежне джерело живлення для решти електроприймачів I категорії може бути використано місцеві електростанції, електростанції енергосистем (зокрема, шини генераторної напруги), спеціальні агрегати безперебійного живлення, акумуляторні батареї тощо».

В цьому випадку як третє джерело живлення використовуються акумуляторні батареї або системні накопичувачі електроенергії.

Як приклад можна навести електропостачання приладів релейного захисту і телемеханіки на електричних підстанціях (ПС) напругою 35 кВ -150 кВ, трансформаторні підстанціях (ТП) 6 (10) кВ та розподільних пунктах (РП) 6 (10) кВ та розподільчих пунктах РП-10 кВ які є на балансі ПрАТ «ДТЕК Київські регіональні електромережі». Кількісні характеристики електричних мереж наведено у розділі 1 таблиця 1.1.2

Схема живлення, для електропостачання з системами накопичення другого рівня (для покриття невеликої кількості потужності), в загальному випадку може виглядати як наведено на рис. 1.4

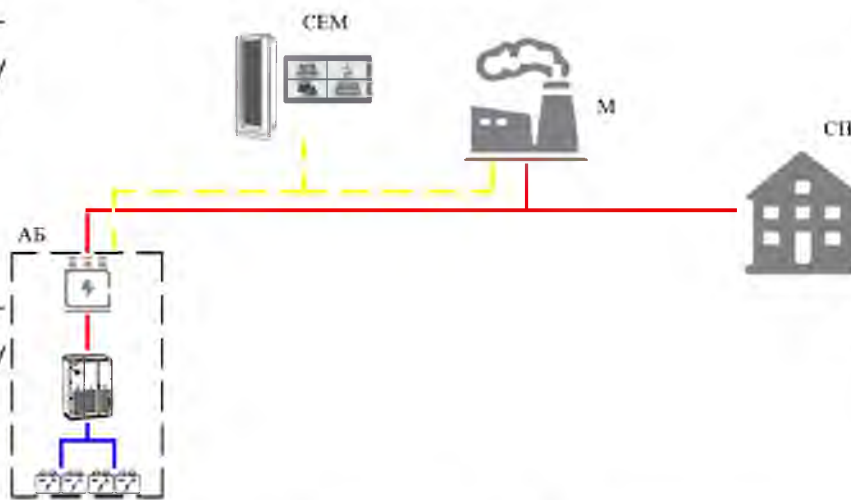


Рис. 1.4 – Схема живлення, для електропостачання з системами накопичення другого рівня

На рис. 1.4 зображено локальну електричну систему з живленням від АБ (аккумуляторної батарея) при паралельній роботі з мережею М. Контроль та керування системою здійснюється за допомогою системи енергетичного менеджменту СЕМ.

1.5 Висновки до розділу 1

Гібридизація системи розподілення електроенергії призводить до збільшення надійності системи електропостачання, та передбачає оптимальний вибір джерел енергії та технологій їх відбору, що буде визначати методологію проектування таких систем для покращення експлуатаційних характеристик, розв'язання задач диспетчеризації й керування. Різні джерела генерації можуть

сприяти один одному у досягненні більш високої енергетичної ефективності і/або поліпшувати функціонування.

Для того, щоб вибрати оптимальну конфігурацію гібридної системи, що відповідає вимозі навантаження, оцінка повинна проводитися на основі критеріїв надійності електроживлення й вартості системи життєвого циклу.

Накопичувальний елемент це складова частина гібридної розподілення електроенергії. Найбільш перспективною є системи накопичення енергії на базі акумуляторних батарей.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

РОЗДІЛ 2. СИСТЕМИ АКУМУЛЮВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В МЕЖАХ ВЛАСНИХ МЕРЕЖ ПРАТ «ДТЕК КИЇВСЬКІ РЕГІОНАЛЬНІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»

2.1 Огляд системи акумулювання електроенергії для власних мереж ПРАТ «ДТЕК Київські регіональні електромережі»

За останнє сторіччя галузь накопичення енергії продовжувала розвиватися й адаптуватися до мінливих потреб в енергопостачанні. Підприємства та приватні споживачі також проявляють зацікавленість у можливості зберігання електроенергії для усунення проблем з перервами у електропостачанні, тим більше якщо це стосується споживачів першої та особливої категорії електропостачання.

Основна вимога для цього рівня системи акумулювання електроенергії - витримувати велику кількість циклів заряду/розряду, швидкий час відклику та відповідно мати швидкодіючі комутуючі пристрої.

Системи накопичення енергії для цієї групи можна розділити на дві групи:

- побутові – це зазвичай накопичувачі шафного або модульного типу;
- промислові - контейнерного типу.

Основним місцем застосування систем акумулювання електроенергії в межах власних мереж ПРАТ «ДТЕК КИЇВСЬКІ РЕГІОНАЛЬНІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» є трансформаторні підстанції. Слід зазначити що усього у власності ПРАТ «ДТЕК КИЇВСЬКІ РЕГІОНАЛЬНІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» налічується 82 підстанцій напругою 150 кВ і 168 підстанцій напругою 35 кВ, також налічується 10 989 трансформаторних підстанцій та розподільних пунктів 6 (10) кВ.

На підстанції система акумулювання електроенергії застосовується у якості джерела живлення шафи оперативного струму. У якості джерела постійного оперативного струму є шафа оперативного постійного струму (ШОС).

Загальна схема електропостачання з застосуванням систем акумулювання електроенергії може мати вигляд як на рисунку 2.1

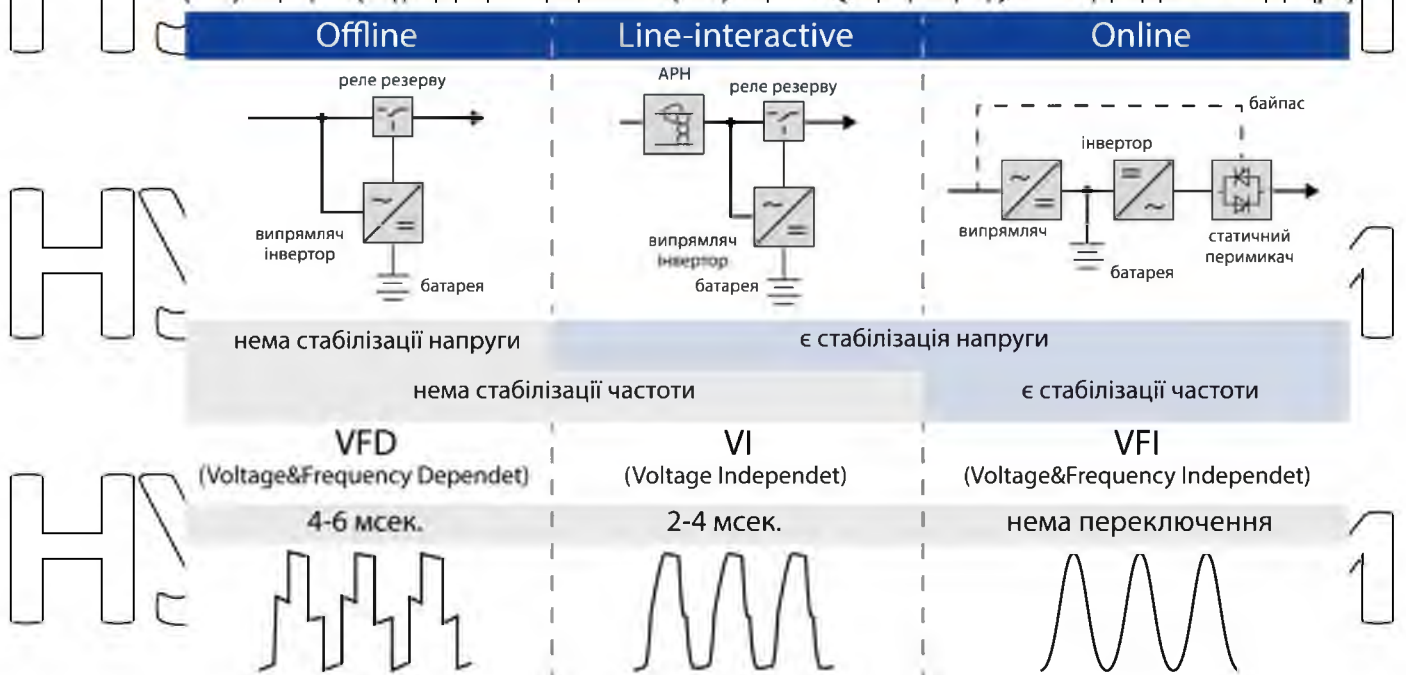


Рис. /2.1 – Загальна схема електропостачання з застосуванням систем акумулювання електроенергії (стандарт IEC 62040-3).

Offline (оффлайн). Даний тип приладів не впливає на зміну параметрів мережі живлення, тому його час від часу називають «захистом в режимі стенд-бай (stand by)». Його складові це випрямляч-інвертор, акумулятор та реле резерву.

Оффлайн джерела є недороге рішення, і вони досить популярні у своїй ніші. Але, слід зазначити, що форма вихідної напруги в офлайн ДБЖ буде далекою від синусоїди, хоча для успішного виконання своїх функцій у чітко визначеній ніші цього буде достатньо.

Лінійно-інтерактивні (line-interactive). Цей тип пристроїв складніший, ніж попередній. Фактично, лінійний інтерактивний блок безперебійного живлення – це оффлайн ДБЖ з інтегрованим стабілізатором напруги.

Стабілізатор вирівнює напругу на виході, але дає можливість не використовувати акумулятор у процесі вирівнювання. Вхідна напруга може коливатися у широкому діапазоні. Тобто, якщо має місце перепад напруги,

стабілізатор виконує свої функції, вирівнюючи його, при цьому не задіюючи акумулятори, що значно збільшує їх ресурс. Акумулятор буде задіяний тільки у разі суттєвого відхилення величини вхідної напруги від номінальної, і саме в цьому випадку буде задіяно реле резерву, яке переключить живлення на акумулятор.

У процесі вибору необхідно чітко визначитися, чи потрібна вам висока якість напруги живлення. Якщо немає необхідності, можна вибрати простіший і дешевший пристрій. Але бувають випадки, коли висока якість напруги вкрай необхідна. Наприклад, правильна синусоїда важлива у роботі електродвигунів –

це можуть бути вентилятори, насоси та інші прилади. Для того щоб забезпечити правильну синусоїду, в лінійно-інтерактивних блоках безперебійного живлення також використовують реле, що перемикають, мають велику швидкість дії, тому вони вимагають менший проміжок часу для перемикання у разі аварійного відключення напруги в порівнянні з offline ДБЖ.

ДБЖ з подвійним перетворенням (Online ДБЖ).

У пристроях типу "online" використовується інвертор разом із більш досконалим стабілізатором, що має подвійне перетворення. Принцип дії цього типу приладів такий.

Змінний струм, що надходить з електромережі, перетворюється на постійний, потім стабілізується, а далі, на виході за допомогою інвертора знову перетворюється з постійного на змінний. Така схема необхідна тому що постійний струм краще піддається точній стабілізації, на відміну від змінного струму. Тобто, змінний струм на вході та змінний струм на виході матимуть різні показники. Змінний струм на виході з такого пристрою максимально наближений до ідеальних значень.

Фактично такий прилад забезпечує постійну напругу на виході, що дає максимальну якість роботи. Однак, необхідно розуміти, що даний тип ДБЖ має складнішу конструкцію і коштує дорожче. Його має сенс використовувати лише у разі потреби, наприклад, на виробництві, з точними приладами тощо. А ось для квартири чи офісу, як правило, вибирають простіші рішення.

Враховуючи що основні споживачі, що заживлені від ЦПС це прилади захисту, контролю та моніторингу електромережі на підстанціях, для живлення ЦПС система акумулювання електроенергії обирається за схемою Online ДБЖ.

2.2 Методики розрахунку системи акумулювання електроенергії

Рівняння для визначення основних параметрів акумуляторної батареї, а також з'єднаних АКБ у групи:

При послідовному з'єднанні АКБ величина струму та ємність групи не змінюється

$$I_6 = I_{61}, C_6 = C_{61}, \quad (2.1)$$

а напруга зростає пропорційно кількості послідовно з'єднаних АКБ

$$U_6 = m_{6c} \times U_{61}, \quad (2.2)$$

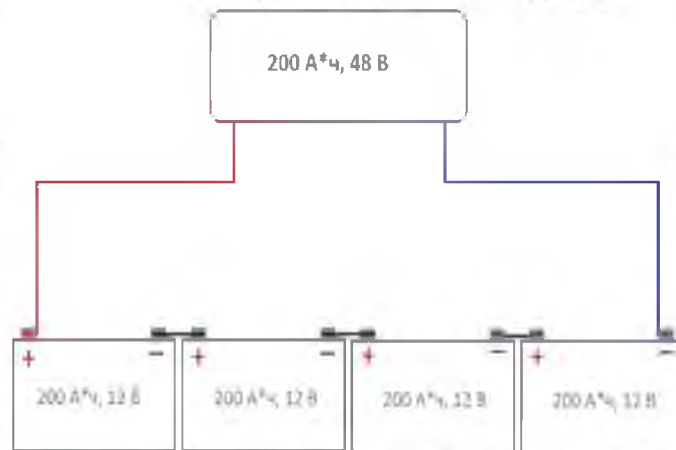


Рис. 2.2 – Послідовне з'єднання АКБ

При паралельному з'єднанні АКБ, їх напруга залишається незмінною

$$U_6 = U_{61}, \quad (2.3)$$

величина струму розряду однієї АКБ зменшується обернено пропорційно кількості паралельно зв'язаних АКБ

$$I_{61} = I_6 / m_{6n}, \quad (2.4)$$

а загальна ємність C_6 збільшується прямо пропорційно їх кількості

$$C_6 = m_{6n} \times C_{61}, \quad (2.5)$$

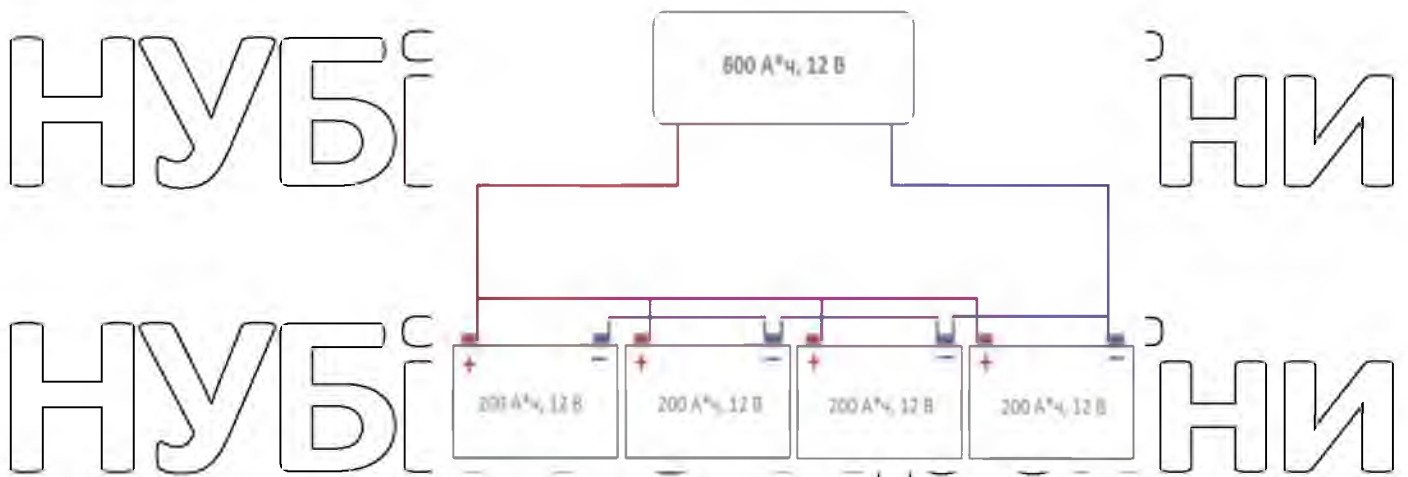


Рис. 2.3 – Паралельне з'єднання АКБ

Вольт-амперна характеристика АКБ може бути виражена рівнянням:

$$U_{61} = U_{60} - I_{61} \times R_{61}, \text{ В}, \quad (2.6)$$

$$R_{61} = \frac{U_{60} - U_{61}}{I_{к61}}, \quad (2.7)$$

де U_{601} – напруга початку розряду АКБ, В;

U_6 – напруга АКБ, В;

I_{61} – величина струму розряду АКБ, А;

$I_{к61}$ – величина струму короткого замикання АКБ, А;

R_{61} – внутрішній електричний опір АКБ, Ом

Потужність однієї АКБ, що визначається добутком величин струму розряду та відповідної напруги, дорівнює:

$$P_{61} = I_{61} \times U_{61} = I_{61} \times (U_{601} - I_{61} \times R_{61}), \text{ Вт} \quad (2.8)$$

Максимальне значення потужності однієї АКБ:

$$P_{61m} = \frac{U_{61}^2}{4 \times R_{61}} = \frac{U_{601} \times I_{к61}}{4}, \text{ Вт} \quad (2.9)$$

Параметри групи АКБ визначаються з урахуванням кількості батарей у групі, що з'єднані послідовно m_{6c} і паралельно $m_{6п}$, або загальної кількості батарей

$$m_6 = m_{6c} \times m_{6п}, \quad (2.10)$$

Тоді напруга та струм групи батарей будуть відповідно становити:

$$U_6 = U_{61} \times m_{6c} = m_{6c} \times (U_{601} - I_{61} \times R_{61}), \text{ В} \quad (2.11)$$

$$I_6 = I_{61} \times m_{6п}, \quad (2.12)$$

Звідси, потужність групи акумуляторних батарей:

$$P_5 = I_5 \times U_5 = m_{6c} \times U_{61} \times I_{61} \times m_{6п} = P_{61} \times m_{6c} \text{ Вт} \quad (2.13)$$

Величина ємності групи АКБ рівна добутку номінальної ємності однієї батареї $C_{6п1}$ на кількість паралельно з'єднаних батарей $m_{6п}$.

$$C_5 = I_{10} \times m_{6п} \times t_p = C_{61} \times m_{6п}, \text{ А} \times \text{год} \quad (2.14)$$

де I_{10} – величина струму 10-годинного режиму розряду АКБ, А;

t_p – тривалість розряду, год.

Величина струму розряду акумуляторної батареї:

$$I_5 = \frac{P_{сп}}{n_{aін} \times U_{601} \times m_{6c}}, \text{ А} \quad (2.15)$$

де $P_{сп}$ – потужність електроспоживачів, ВА;

$n_{aін} = 0,9$ – ККД автономного інвертора напруги;

U_{601} – напруга початку розряду АКБ, В;

m_{6c} – кількість послідовно з'єднаних АКБ.

Ємність накопиченої електроенергії першої групи АКБ, що може бути використана при живленні електроспоживачів, становить:

$$C_5 = k_c \times C_{61} \times m_{6п}, \text{ А} \times \text{год} \quad (2.16)$$

де $k_c = \frac{100\% - 50\%}{100\%} = 0,5$, А коефіцієнт допустимих втрат ємності АКБ при розряді;

C_{61} – номінальна ємність однієї акумуляторної батареї, А год

$m_{6п}$ – кількість батарей групи, з'єднаних паралельно.

Визначення залежностей ємності батарей від величини струму її розряду з урахуванням відомої закономірності зменшення ємності обернено пропорційно кубічному кореню із співвідношення розрядного струму I_{61} та струму 10-годинного режиму розряду I_{10} , яка виражається рівнянням.

$$C_c = \frac{C_{вн} \times m_{6п} \times k_c}{\sqrt[3]{\frac{I_{61}}{I_{10} \times m_{6п}}}} = \frac{C_{61}}{k_p}, \text{ А} \quad (2.17)$$

де I_5 - величина струму розряду групи батарей, що визначається

потужністю споживачів $P_{сп}$,

k_p - коефіцієнт граничнодопустимої втрати ємності,

$k_p = \sqrt[3]{\frac{I_6}{I_{10} \times m_{61}}}$ – коефіцієнт зменшення величини ємності батарей в залежності від величини розрядного струму, m_{6c} – кількість послідовно з'єднаних АКБ, або їх послідовних з'єднань.

Тривалість процесу розряду першої групи АКБ, при живленні електроспоживачів становитиме:

$$t_p = \frac{C_{61}}{I_6 \times k_p} = \frac{C_{61} \times k_c \times m_{61}}{I_6 \times k_p} \text{ год} \quad (2.18)$$

де $C_{6p} = C_{61} \times k_c \times m_{61}$ – ємність групи АКБ, що може бути витрачена при розряді від $C_6 = 100\%$ до $C_6 = 50\%$ ($k_c = 0,5$) при ємності однієї АКБ C_{61} , А*год;

$I_6 = \frac{P_{сп}}{n_{aін} \times U_{601} \times m_{6c}}$, А – величина струму розряду групи АКБ при живленні електроспоживачів потужністю $P_{сп} \times 10^3$ та напрузі початку розряду $U_{601} \times m_{6c}$

$k_p = \sqrt[3]{\frac{I_6}{I_{10} \times m_{61}}}$ – коефіцієнт зменшення величини ємності групи батарей в залежності від величини розрядного струму, при $I_6 > I_{10}$;

2.3 Висновки до розділу 2

Аналіз показав що враховуючи кількісну характеристику, застосування систем акумулювання електроенергії в межах власних мереж ПРАТ «ДТЕК КИЇВСЬКІ РЕГІОНАЛЬНІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» має великий потенціал, а основним користувачем систем акумулювання електроенергії є трансформаторні підстанції.

Враховуючі що основні споживачі на підстанціях це прилади захисту, контролю та моніторингу електромережі, для живлення таких мереж, система акумулювання електроенергії обирається за схемою ДБЖ з подвійним перетворенням або Online ДБЖ.

РОЗДІЛ 3. ПРОЕКТУВАННЯ СИСТЕМИ АКУМУЛЮВАННЯ ТА РОЗПОДІЛЕННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ.

НУБІП УКРАЇНИ

3.1 Розробка технологічної схеми акумулювання електроенергії

Загальна схема електропостачання з застосуванням систем акумулювання електроенергії за схемою - ДБЖ з подвійним перетворенням або Online ДБЖ може мати вигляд як на рисунку 3.1

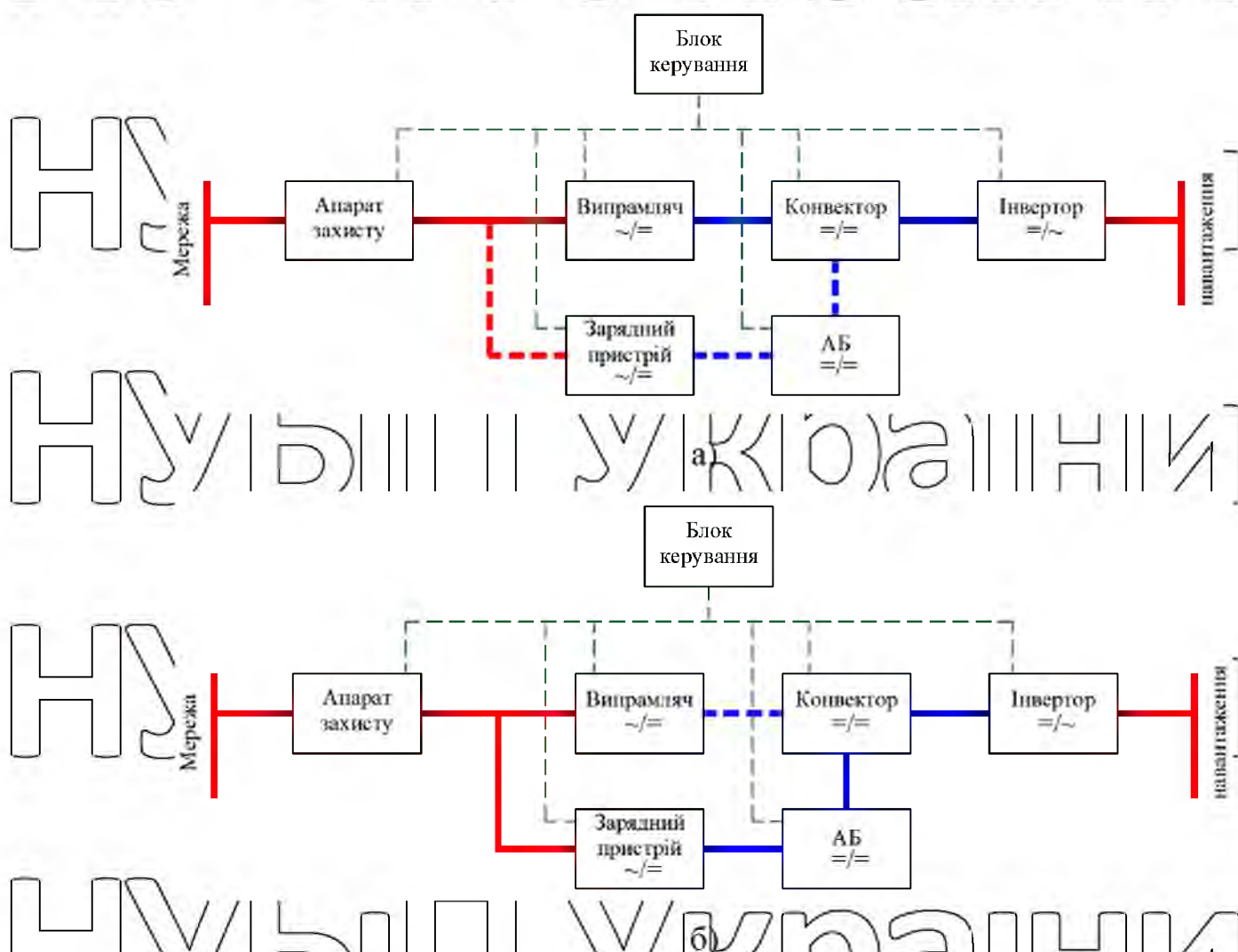


Рисунок 3.1 – Загальна схема електропостачання з застосуванням систем акумулювання з подвійним перетворенням (Online ДБЖ): а) нормальний режим; б) аварійний режим.

Режим подвійного перетворення (англ. online, on-line) - використовується для живлення високопродуктивних робочих станцій локальних обчислювальних мереж, а також будь-якого іншого обладнання, яке висуває

підвищені вимоги до якості електроживлення. Принцип роботи полягає в подвійному перетворенні (двухконверсії) роду струму. Спочатку вхідна змінна напруга перетворюється на постійну, потім назад в змінну напругу за допомогою зворотного перетворювача (інвертора). При пропаданні вхідної напруги перемикання навантаження на живлення від акумуляторів не потрібно, оскільки акумулятори включені в ланцюг постійно, тому для цих ДБЖ параметр "час перемикання" не має сенсу.

Як правило, ДБЖ онлайн топології підтримують кілька режимів роботи: від мережі, автономний та ECO (через байпас в обхід процесу стабілізації).

1. Перехід на певний режим роботи пристрою залежить від стану мережі: якщо мережна напруга відхилена від номінального значення, але знаходиться в допустимому для регулювання діапазоні, то ДБЖ перебуватиме в онлайн режимі (робота від мережі);

2. Якщо напруга мережі в межах норми, пристрій працює в режимі ECO (режим включається користувачем самостійно. Базовий режим роботи ДБЖ завжди онлайн);

3. Якщо мережна напруга відсутня або вийшла за межі допустимого регулювання діапазону, то в цьому випадку прилад перейде в автономний режим (робота від батарей).

Джерело безперебійного живлення оснащено такими видами захисту:

- від відхилення від норми напруги на акумуляторній батареї електронна, відключенням перетворювача (захист від глибокого розряду акумуляторної батареї – LVBD);
- від коротких замикань та перевантажень на виході;
- від перегріву силових компонентів перетворювача (електронний захист);
- від внутрішніх коротких замикань;
- від імпульсних перенапруг на введеннях живлення від мережі змінного струму (УЗІП);
- від мережових відхилень напруги на вході (реле напруги);

Основні електронні компоненти Онлайн ДБЖ схеми зведено до таблиці

3.1.

Таблиця 3.1

Основні електронні компоненти Онлайн ДБЖ схеми

Електронні компоненти	Опис
Вхідний та вихідний мережевий фільтр	Згладжують викиди та пригнічують високочастотні імпульсні перешкоди
Апарат захисту на вході	Встановлюється в деяких моделях для захисту від імпульсних перенапруг (УЗП) або реле контролю напруги
Випрямляч	Перетворювач струму з AC в DC
Зарядний пристрій	Вбудований зарядний пристрій, необхідний для заряджання вбудованих акумуляторів або зовнішніх акумуляторних рішень
Акумуляторні батареї	Залежно від моделі ДБЖ можуть мати вбудовані акумулятори та/або роз'єм для підключення зовнішніх АБ. Також у деяких безперебійниках передбачено внутрішній відсік для встановлення батареї різної ємності.
Конвертер постійної напруги	Перетворювач струму з динамічного DC на статичний DC
Інвертор	Перетворювач струму з DC в AC
Електронний байпас	Резервний канал для електроживлення навантаження в обхід основної схеми роботи ДБЖ під час перевантаження джерела живлення або виходу його з ладу
Система охолодження	Може бути конвекційною (безвентиляторною) або примусовою (вентиляторною)
Електронний блок керування	Забезпечує необхідний алгоритм роботи всіх компонентів пристрою
Засоби виведення інформації та управління	Залежно від моделі ДБЖ можуть мати електронний дисплей, світлодіодні індикатори та функціональні клавіші.
Плата віддаленого моніторингу	Забезпечує організацію віддаленого моніторингу роботи ДБЖ через Інтернет або через локальну мережу. Вона може бути вбудованою або встановлюватись як додаткова опція

Завдяки вбудованій системі електронного керування ДБЖ може мати дуже широкий перелік функціональних можливостей та опцій:

- контроль стану та стану апаратів захисту та комутації.
- сигналізація станів, помилок та режимів роботи.
- вимірювання та індикація значень параметра у цифровому вигляді на рідкокристалічному дисплеї (LCD).
- дистанційне управління, засобами зовнішньої АСУ.

Порівняння особливостей роботи on-line схеми з іншими типами зведено до таблиці 3.2.

Таблиця 3.2

Порівняння особливостей роботи on-line схеми з іншими типами

Характеристики	Резервні (off-line)	Лінійно-інтерактивні (line-interactive)	Подвійного перетворення (on-line)
Стабілізація напруги	ні	східчаста	безперервна
Діапазон стабілізації вхідної напруги ,	-	165-290 (у середньому)	110-300 (у середньому)
Точність стабілізації вихідної напруги, %	-	від 2 і вище	1,5-2
Корекція форми мережевої напруги	ні	ні	так
Форма напруги	в основному модифікована (в автономному режимі)	в основному модифікована (в автономному режимі)	завжди синусоїдальна (у всіх режимах)
Фільтрування перешкод	неповна	неповна	повна
Режими роботи	від мережі, автономний	стабілізація, автономний	байпас (ECO), стабілізація (онлайн), автономний
Частота переходу в автономний режим	часта	середня	рідкісна
Час переходу на АБ, мс	Кві.20	від 5 і більше	0

Для живлення ланцюгів управління, автоматичної сигналізації і захисту застосовується оперативний струм. Існує три основні види оперативного струму : змінний, постійний і випрямлений.

1) Оперативний постійний струм. Джерелами постійного струму є акумуляторні батареї, що працюють в режимі постійної підзарядки. Як правило, застосовують схеми постійного струму на напруги ± 220 В, ± 110 В, зрідка ± 24 В або ± 48 В.

2) Оперативний змінний струм. Джерелами оперативного змінного струму можуть бути трансформатори струму, трансформатори напруги і трансформатори власних потреб, що включаються відповідно на струми і напруги елементів установки що захищаються.

3) Оперативний випрямлений струм. Як джерела випрямленого оперативного струму використовуються випрямні установки і спеціальні блоки живлення, які отримують змінний струм від вимрювальних трансформаторів струму і напруги і ТСН. Крім того, як джерела оперативного струму використовуються заздалегідь заряджені конденсатори.

Розглянемо використання ДБЖ on-line для постійного оперативного струму.

Загальна схема електропостачання з застосуванням систем акумулювання електроенергії, в межах власних мереж оператора розподілу електроенергії, на трансформаторних підстанціях, може мати вигляд як на рисунку 3.2

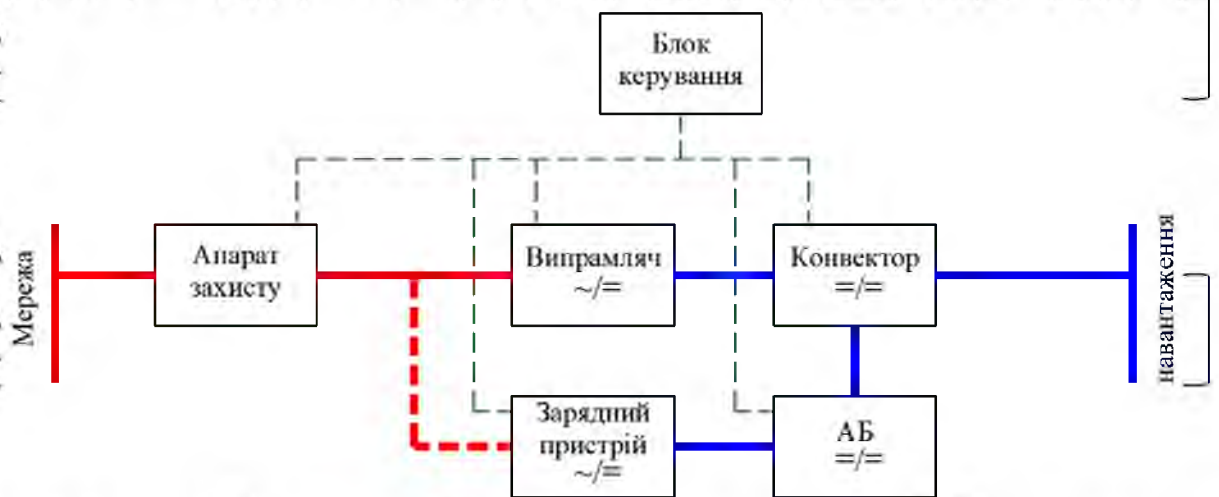


Рисунок 3.2 Загальна схема системи акумулювання електроенергії на трансформаторних підстанціях.

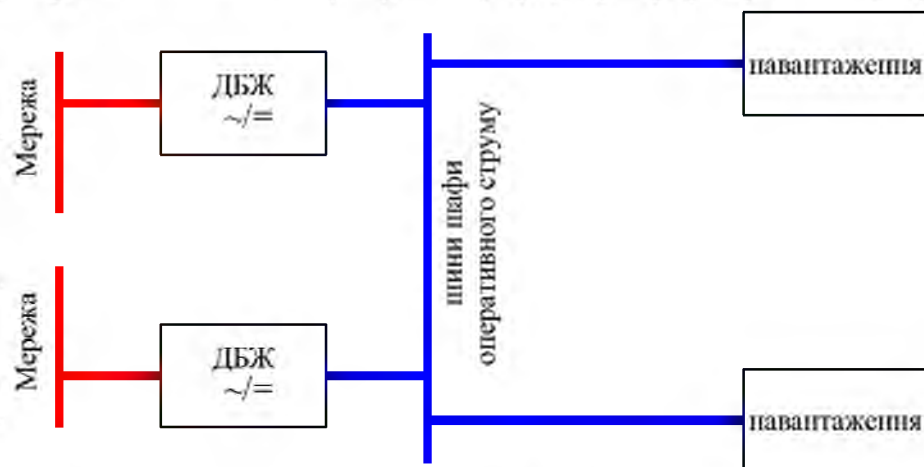


Рисунок 3.3 – Загальна схема електропостачання з застосуванням систем акумулювання електроенергії на трансформаторних підстанціях.

3.2 Розробка електричної схеми розподілення електроенергії ділянки електромережі ПрАТ «ДТЕК Київські регіональні електромережі»

Для прикладу розглянута підстанція ПС 110/10 кВ на з двома силовими трансформаторами типу ТРДН-25000/110-У1.

Існуючий розподільчий пристрій 10 кВ виконано для 3-х секцій в ЗРУ 10 кВ з комірками серії КСО-2УМ, КСО-272, К-ХХVI, КВЭ-10 з вакуумними та масляними вимикачами.

Навантаження споживачів власних потреб підстанції живляться від розподільчого щита змінного струму 0,23 кВ, що підключений до 3-х трансформаторів власних потреб ТВП.

В якості джерела системи постійного струму є нова шафа оперативного струму типу ШОТ-1М виробництва «РЗА-СИСТЕМЗ». ШОТ-1М складається з двох шаф з акумуляторними батареями (тип – А412/180 F10; ємність – 180 А·год) та трьох апаратних шаф. Шафа ШОТ-1М розміщена в приміщенні ЗПК.

У складі апаратної шафи:

- автоматичні вимикачі;
- підзарядні пристрої АБ;
- пристрої контролю ізоляції у мережі постійного струму;
- пристрої сигналізації, вимірів та інші допоміжні пристрої.

В складі шафи ШОТ1М передбачені герметичні акумуляторні батареї, що не обслуговується типу А412/180 F10, що виготовлені за технологією dryfit з номінальною напругою 12 В (виробництво фірми “Exide”).

Термін служби акумуляторів 15 років.

Від нової системи оперативного постійного струму передбачається живлення кід захистів і управління приєднань підстанції та живлення електромагнітів вклучення вимикачів 10 кВ

Електрична схема живлення ШОС з акумуляторними батареями, за допомогою системи акумулявання електроенергії буде виглядати наступним чином.

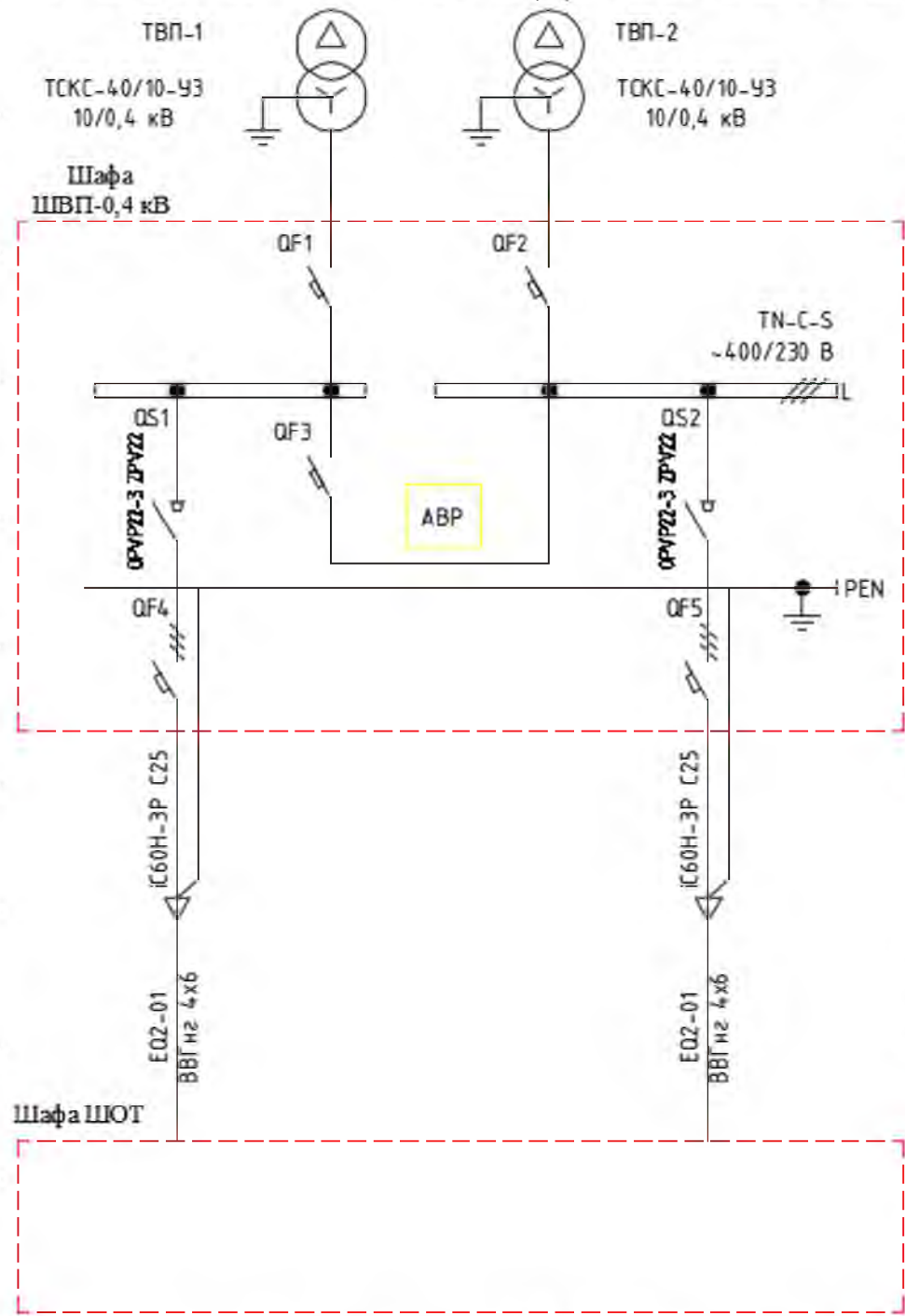


Рисунок 3.4 – Електрична схема живлення ШОС з акумуляторними батареями.

Електрична схема живлення приладів захисту, контролю та моніторингу електромережі, за допомогою системи акумулявання електроенергії буде виглядати наступним чином.

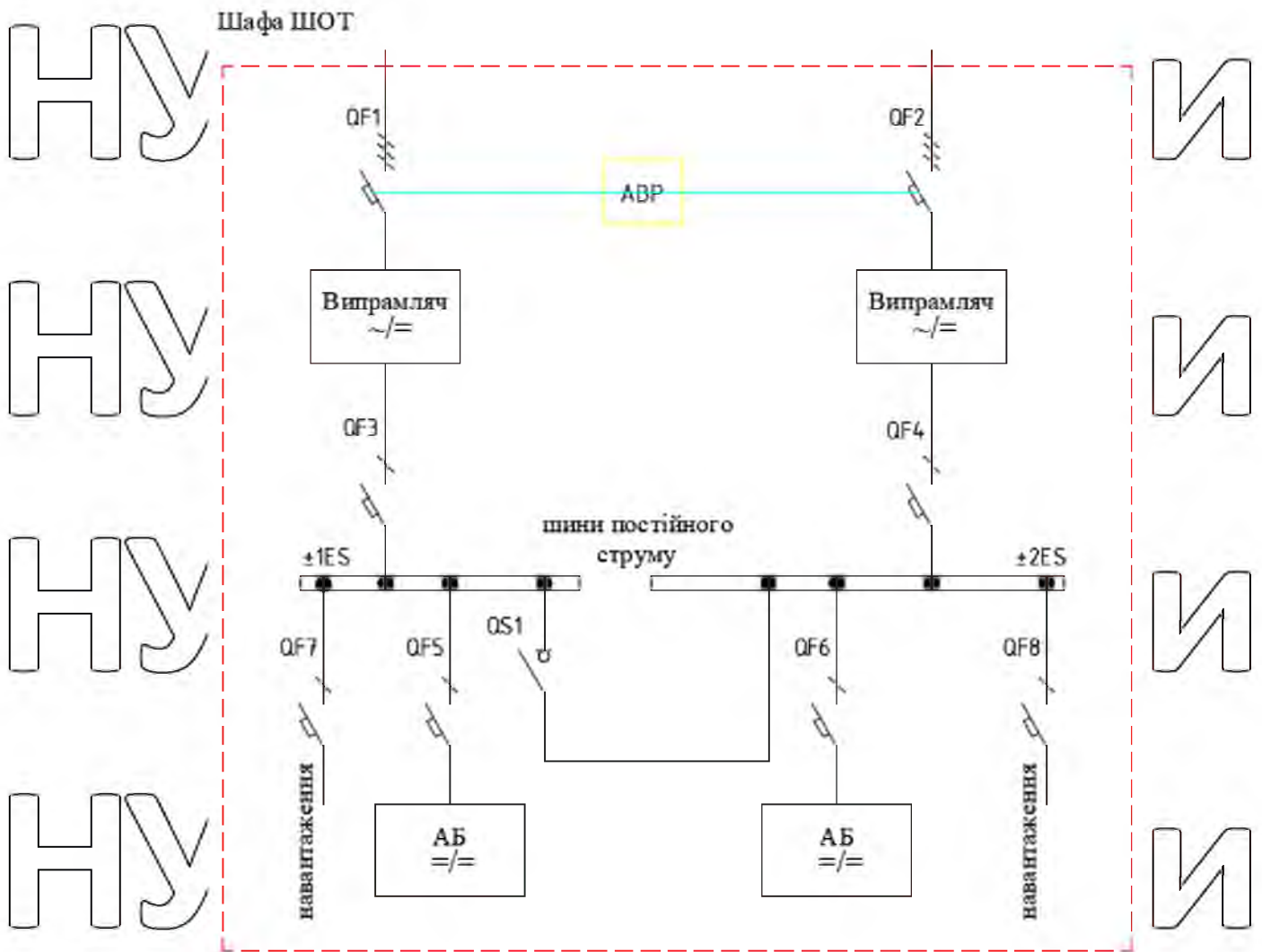


Рисунок 3.5 – Електрична схема живлення приладів захисту, контролю та моніторингу електромережі, за допомогою системи акумулювання електроенергії.

Відповідно до ГКД 341.004.001-94 Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ (п. 5.3) живлення оперативних ланцюгів всіх приєднань ПС 35 кВ і вище повинні бути "кільцевими" (двосторонніми) з неавтоматичним секційним комутаційним апаратом.

3.3 Визначення основних параметрів системи акумулювання електроенергії

В якості основних параметрів системи акумулювання електроенергії можна виділити наступні чинники.

1. Навантажувальна потужність. Щоб визначитися з цим показником, необхідно скласти потужності всіх приладів, що споживають електроенергію, та врахувати запас 30-40 відсотків. Крім того, слід враховувати пускові струми.

2. Час автономної роботи. Безперебійне живлення джерела може використовуватися для короткострокового або максимально довгого постачання електроенергії. Це залежить від необхідного часу роботи електроустановок виходячи з технологічного процесу, необхідністю часу на відновлення основного електропостачання або регулюється відповідними технологічними нормами і рекомендаціями.

3. Характеристики вихідної напруги. Виходячи з особливостей устаткування, що захищається, підбирається ДБЖ синусоїдальної або ступінчастої напруги, або рівня напруги, наприклад $\pm 220 \text{ В}$, $\pm 110 \text{ В}$, $\pm 24 \text{ В}$ або $\pm 48 \text{ В}$.

3.3.1 Характеристики вихідної напруги

Відповідно до ГКД 341.004.001-94 «Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ» на ПС 110 кВ та вище повинна застосовуватися ШОС постійного струму напругою 220 В. На практиці застосування випрямленого та змінного оперативного струму на ПС 35-110 кВ, здійснюється лише на існуючих об'єктах. Таким чином на ПС 35 кВ та вище застосовується ШОС постійного струму напругою $\pm 220 \text{ В}$.

Акумуляторні батареї на ПС в системі оперативного постійного струму працюють в режимі постійної підзарядки. Відповідно ГКД 34.20.507-2003 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила» (п.12.5.9) та ГКД 341.004.001-94 «Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ» напруга на шинах постійного струму, що живить кола керування, пристрої РЗА, у нормальних експлуатаційних умовах допустимо підтримувати на 5 % вищою від номінальної напруги електроспоживачів, тобто $\pm 231 \text{ В}$.

3.3.2 Час автономної роботи

Відповідно до ГКД 341.004.001-94 «Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ» при використанні акумуляторних батарей, акумуляторна батарея повинна:

– ємність має бути достатньої для живлення навантаження протягом 1 години на ПС з двох-стороннім живленням і протягом 2 годин - на ПС з одностороннім живленням. При цьому необхідно враховувати коефіцієнт одночасності використання споживачів;

– при роботі в автономному режимі (при втраті потреб ПС) забезпечувати максимальні розрахункові поштовхові струми після гарантованого 2 (двох) годинного розряду струмом навантаження;

– забезпечувати безперебійне електроживлення пристроїв, що знаходяться постійно під напругою (наприклад, пристроїв РЗА), при порушенні зв'язку з АБ з будь-якої причини відповідно до їх заводської документації.

3.3.3 Навантажувальна потужність

Відповідно до ГКД 341.004.001-94 «Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ» при використанні акумуляторних батарей, акумуляторна батарея повинна забезпечувати максимальні розрахункові поштовхові струми після гарантованого 2 (двох) годинного розряду струмом навантаження.

– напругу не менше $0,8U_{ном.}$ (176 В при $U_{ном.}=220$ В) на шинах ОПС, що живлять пристрої РЗА, кіл управління високовольтних вимикачів при будь-якому реальному струмі поштовху в системі ОПС;

– в кінці двогодинного аварійного розряду батареї: напруга на затискачах найбільш потужного електромагніту включення і найбільш віддаленого вимикач не повинна бути в момент включення нижче мінімально допустимого $0,85U_{ном.}$ (187 В при $U_{ном.}=220$ В) (ГКД 341.004.001-94);

– в аварійних режимах акумуляторна батарея (АБ) повинна забезпечити роботу устаткування не менше ніж протягом двох годин з необхідним рівнем напруги;

Величину ємності практично вибирають по двом параметрам:

- по найбільшому струму поштовху;
- по найбільшому віддаванні ємності в ампер-годинах.

Таким чином навантажувальна потужність має забезпечувати безперебійне електроживлення пристроїв на протязі 2-х годин.

3.4 Розрахунок параметрів основного електрообладнання ділянки системи акумуляування електроенергії

В якості основного електрообладнання ділянки системи акумуляування електроенергії можна виділити наступні елементи:

- тип акумуляторної батареї;
- кількість акумуляторних батарей;
- вибір напруги групи батарей;
- вибір ємності акумуляторної батареї;

3.4.1 Вибір напруги групи батарей

Відповідно до ТКД 341.004.001-94 «Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ» на ПС 110 кВ застосовується ЦОС постійного струму напругою ± 220 В.

Тоді, напруга на шинах постійного струму, що живить кола керування, пристрої РЗА, у нормальних експлуатаційних умовах підтримується на 5 % вищою від номінальної напруги електроспоживачів, тобто ± 231 В.

3.4.2 Розрахунок найбільшого постійного навантаження

Від системи оперативного постійного струму передбачається живлення кіл захистів і управління приєднань підстанції та живлення електромагнітів включення вимикачів 10 кВ.

Навантаження можна умовно розділити на епізодичне та постійне.

До епізодичного навантаження – відноситься навантаження роботи вимикачів, до постійного навантаження – підстанційні системи захисту, керування, автоматизації та зв'язку.

Тип постійного навантаження, що живляться від постійного струму напругою 220 В зведено в таблицю 3.3

Таблиця 3.3
Узагальнена характеристика постійного навантаження

№	Найменування	Кількість	Навантаження од., А	Сумарне навантаження групи, А
	Мікропроцесорні пристрої РЗА	64	0,018	1,15
	Реле проміжні	58	0,036	2,09
	Пристрої центральної сигналізації (ЦС)	8	1	8
	Блоки живлення вимикачів ВВ/TEL-10	10	0,32	3,2
	Блоки живлення вимикачів ВР1-10	10	0,32	3,2
	Допоміжні пристрої ПС	20	0,133	2,66
	Аварійне освітлення	1	0,9	0,9
	Системи ШОС	1	1	1

Максимальний струм від постійного навантаження складає:

$$I_{\text{макс}} \Sigma_{\text{пост}} = 1,15 + 2,09 + 8 + 3,2 + 3,2 + 2,66 + 0,9 + 1,0 = 22,2 \text{ А.}$$

Величина струму розряду акумуляторної батареї за формулою (4.15):

$$I_6 = \frac{P_{\text{сп}} \times 10^{-3}}{n_{\text{аін}} \times U_{\text{б01}} \times t_{\text{бс}}} \text{ А}$$

Звідси винайдемо

$$I_6 = \frac{P_{\text{сп}} \times 10^{-3}}{U_{\text{б01}}} \times \frac{1}{n_{\text{аін}} \times t_{\text{бс}}} = \frac{22,2}{0,9 \times 1} = 24,7 \text{ А}$$

де $P_{\text{сп}}$ – потужність електроспоживачів, ВА;

$n_{\text{аін}} = 0,9$ – ККД автономного інвертора напруги;

$U_{\text{б01}}$ – напруга початку розряду АКБ, В;

$t_{\text{бс}}$ – кількість послідовно з'єднаних АКБ.

3.4.3 Вибір акумуляторної батареї, кількості та схеми їх з'єднань

Вибір типу акумуляторної батареї виконується в залежності від вимог до обслуговування, місця застосування, схеми системи акумуляування, потужності групи АКБ, вимог до надійності та вартості.

Відповідно до виконаного розрахунку, в якості джерела системи постійного струму приймаємо шафу оперативного струму типу ШОТ-1М виробництва «РЗА-СИСТЕМЗ». ШОТ-1М яка складається з двох шаф з акумуляторними батареями – (тип – А412/180 F10; ємність - 180 А-год) та трьох апаратних шаф.

У складі апаратних шаф: автоматичні вимикачі, шість підзарядних пристроїв АБ, пристрої сигналізації, вимірів та інші допоміжні пристрої.

У складі шаф з акумуляторними батареями передбачені герметичні акумуляторні батареї, що не обслуговується типу А400, що виготовлені за технологією dryfit з номінальною напругою 12 В (виробництво фірми "Exide").

Характеристики акумулятора Sonnenschein А512/200 А:

- напруга 12 В;
- місткість С20 (1,75 В / ел., 20 ° С): 180 Ач;
- максимальне навантаження: 770 А;
- внутрішній опір: 3,8 мОм;
- струм короткого замикання: 3227 А;
- тип клеми: F-M10;
- максимальна довжина: 518 мм;
- макс. ширина: 274 мм;
- висота: 216 мм;
- загальна висота із контактами: 238 мм;
- вага: 64,5 кг
- термін служби: 12 років

Відповідно до даних виробника, в режим безперервного підзаряду, напруга заряду на один елемент має відповідати 2,27 В, тоді для одного блоку з 6 елементів напруга заряду складе (2.2)

$$U_c = U_{c1} \times m_{cc} = 2,27 \times 6 = 13,62$$

Напруга групи батарей буде становити за формулою (2.11):

$$U_6 = U_{61} \times m_{6c} = m_{6c} (U_{601} - I_{61} \times R_{61}), \text{ В}$$

$$U_6 = U_{61} \times m_{6c} = 17 (13,62 - 22,2 \times 0,0038) = 230,2, \text{ В}$$

де:

$U_{601} = 13,62 \text{ В}$ – напруга початку розряду АКБ, В (за каталожними даними);

U_6 – напруга групи АКБ, В;

$I_{61} = 22,2 \text{ А}$ – величина струму розряду АКБ, А;

$I_{к61} = 3227 \text{ А}$ – величина струму короткого замикання АКБ, А (за каталожними даними);

$R_{61} = 3,8 \text{ мОм}$ – внутрішній електричний опір АКБ, Ом (за каталожними даними);

$m_{6c} = 17$ – кількість батарей у групі, що з'єднані послідовно

Якщо напруга однієї батареї складає 13,62 В, тоді для сумарної вихідної напруги 220 В схема з'єднання акумуляторних батарей буде наступною.

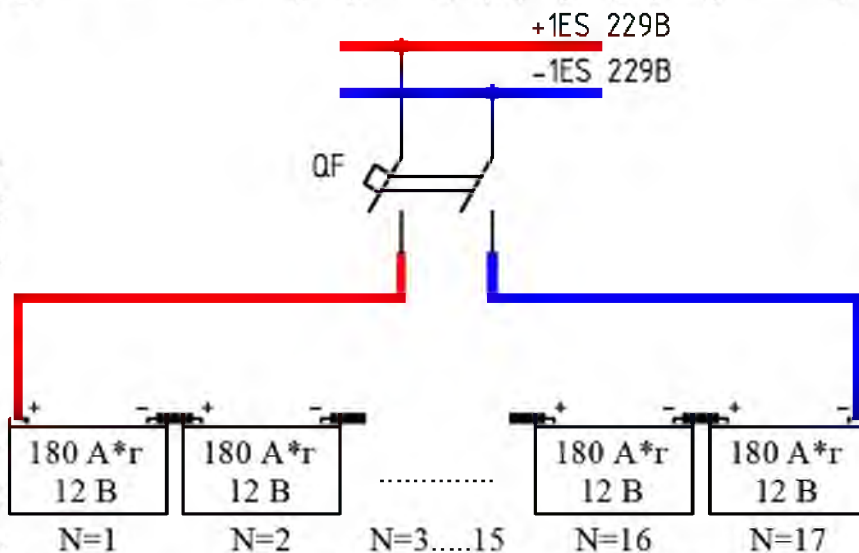


Рисунок 3.6 – послідовна схема з'єднання акумуляторних батарей на

напругу 220 В, де $N=1 \dots N=17$ – кількість акумуляторних батарей.

3.4.4 Вибір ємності за умовою розряду

Відповідно до ГКД 341.004.001-94 «Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ», гранична тривалість аварійного режиму приймається рівною 0,5-2,0 год.

Таким чином при роботі в автономному режимі (при втраті потреб ПС) АБ повинна забезпечувати максимальні розрахункові поштовхові струми після 2-х годинного розряду струмом навантаження.

Виконаємо розрахунок ємності АБ методом «ампер-годин». Для цього розрахуємо необхідну ємність АБ для живлення споживачів в аварійному режимі протягом 2 год.

Величина ємності групи АКБ рівна добутку номінальної ємності однієї батареї $C_{б1}$ на кількість паралельно з'єднаних батарей $m_{б1}$ за формулою (2.14 та 2.16)

$$C_6 = I_{10} \times m_{б1} \times t_p / k_c, \text{ А х год}$$

де:

$I_{10} = 24,7 \text{ А}$ – величина струму 10-годинного режиму розряду АКБ, А;

$t_p = 2 \text{ год}$ – тривалість розряду, год.

$k_c = \frac{100\% - 20\%}{100\%} = 0,8$, А коефіцієнт допустимих втрат ємності АКБ, що

враховує зниження ємності АБ з часом;

$m_{б1} = 1$ – кількість батарей у групі, що з'єднані послідовно. Для розрахунку групи батарей приймається 1.

$$C_6 = 24,7 \times 1 \times 2 / 0,8 = 61,75, \text{ А х год}$$

3.4.5 Вибір ємності по найбільшому струму поштовху

До епізодичного, відноситься навантаження роботи вимикачів. Тип вимикачів 10 кВ, що живляться від постійного струму зведено в таблицю 3.4.

НУБІП України

Таблиця 3.4
Вимикачі напругою 10 кВ, що встановлені на підстанції

ру	Призначення	Тип вимикача	Кіл., шт	Діапазон Уроб. котушки ВВІМК, %	Включення		Відключення	
					Струм, А	Час, мс	Струм, А	Час, мс
10 кВ	В-10 Т1 СВ 1с-2с	ВР2-10/2000	1	85-110	13,6	90	9,8	35-50
	В-10 Т2	ВР2-10/2000	1	85-110	13,6	90	9,8	35-50
	СВ 3с-4с	ВР1-10	1	85-110	14,7	90	1,2	≤42
	Лінійні	ВР1-10/1000	10	85-110	14,7	90	1,2	≤42
		ВВ/TEL-10	6	85-110	0,5*	55	0,5*	25
		ВР1-10	6	85-110	14,7	420	1,2	35-55

* - струм наведено з урахуванням накопичувальних конденсаторів в блоці

управління.

Для вибору ємності батареї розглянемо можливі найважчі аварійні режими.

Максимальний струм поштовху виникає при вмиканні вакуумного вимикача типу ВР1-10 в кінці двогодинного розряду струмом 24,7 А.

$$I_{\text{пошт.вкл.}\Sigma} = I_{\text{вкл.10}} + I_{\text{макс.}\Sigma\text{пост}}$$

де $I_{\text{вкл.10}}$ — максимальний струм при увімкненні вимикача ВР1-10;

$I_{\text{макс.}\Sigma\text{пост}}$ — максимальний струм навантаження в аварійному режимі.

$$I_{\text{пошт.вкл.}\Sigma} = 14,7 + 24,7 = 39,4 \text{ А}$$

Визначасмо витрату ємності:

при двогодинному розряді струмом $I_{\text{макс.}\Sigma\text{пост}} = 24,7 \text{ А}$

$$C_6 = 61,75, \text{ А} \times \text{год}$$

при одnoseкундному розряді струмом $I_{\text{пошт.вкл.}\Sigma} = 39,4 \text{ А}$ розраховується

відповідно до формулі (4.14 та 4.16)

$$C_6 = 39,4 \times 1 \times (1/3600) / 0,8 = 0,014, \text{ А} \times \text{год}$$

Повна ємність батареї, що віддається

$$C = (C_1 + C_2), \text{ А} \times \text{год}$$

$$C = 61,75 + 0,014 = 61,76, \text{ А} \times \text{год}$$

Тривалість процесу розряду групи АКБ, при живленні електроспоживачів становитиме (2.18):

$$\tau_p = \frac{C_{б1}}{I_6 \times k_p} = \frac{C_{б1} \times k_c \times m_{бц}}{I_6 \times k_p}, \text{ ГОД}$$

$$\tau_p = \frac{C_{б1}}{I_6 \times k_p} = \frac{180}{39,4 \times 1,26} = 3,62, \text{ год}$$

де $C_{б1} = 180$ – ємність групи АКБ, що може бути витрачена при розряді від $C_6 = 100\%$ до $C_6 = 80\%$ ($k_c = 0,8$) при ємності однієї АКБ $C_{б1}, \text{ А} \times \text{год}$;

$I_{10} = 39,4, \text{ А}$ – величина струму розряду групи АКБ при живленні електроспоживачів;

$I_6 = 59, \text{ А}$ – величина струму розряду групи АКБ при живленні електроспоживачів на протязі 2 годин;

$$k_p = \sqrt[3]{\frac{I_6}{I_{10} \times m_{бц}}} = \sqrt[3]{\frac{59}{24,7 \times 1}} = 1,26 \text{ – коефіцієнт зменшення величини}$$

ємності групи батарей в залежності від величини розрядного струму, при I_6 I_{10} ;

3.4.6 Перевірка ділянки системи акумулювання електроенергії за втратою напруги

Визначасмо падіння напруги для лінії від панелі ПНОТ до вакуумного вимикача 10 кВ з урахуванням схеми на рис. 3.7.

Максимальна втрата напруги в колах захисту та управління не повинна перевищувати:

$$N_{ак} \times U_{ном.роб. АК} - 0,8U_{ном}, \text{ В}$$

де:

$N_{ак}$ – кількість батарей;

$U_{ном.роб. АК}$ – напруга акумулятора в кінці розряду, В

(приймається 1,85В)

$0,8U_{ном.}$ – мінімальна напруга в колах захисту та управління

$$N_{ак} \times U_{ном.роб. АК} - 0,8U_{ном} = 6 \times 1,85 \times 17 - 0,8 \times 220 = 12,7 \text{ В}$$

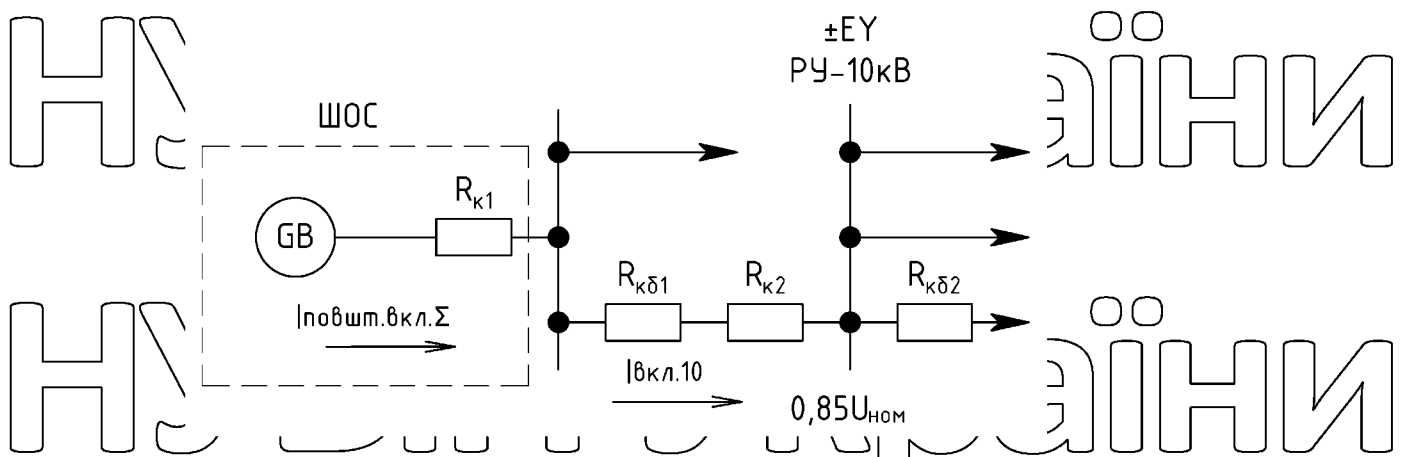


Рис.3.7 – Схема розподілення струмів при живленні шинок $\pm EY PУ-10$ кВ.

Найбільш віддалена кабельна лінія – це лінія живлення шинок приводів $\pm EY$ вимикачів 10 кВ.

Перевірка перерізу провідників за втраченою напруги в ланцюгах живлення навантаження здійснюється відповідно до виразу:

$$\Delta U_2 = I_{\text{макс.}\Sigma\text{пост.}} \times R_{K1} + I_{\text{ВВ-10}} \times (R_{\text{кб.1}} + R_{\text{кб.2}} + R_{K2})$$

де:

$I_{\text{макс.}\Sigma\text{пост.}}$ – максимальний струм розряду, А;

$I_{\text{ВВ-10}}$ – струм споживання кіл управління вакуумного вимикача 10 кВ,

$R_{\text{кб.1}}, R_{\text{кб.2}}$ – опір кабелю від шафи оперативного струму до приводу вимикача 10 кВ, Ом;

R_{K1}, R_{K2} – сумарний опір обмоток і контактів автоматичних вимикачів, рубильників, болтових з'єднань, Ом;

$$R_{K1} = 2 \text{ мОм};$$

$$R_{K2} = 3 \text{ мОм}.$$

Опір кабелю живлення шинок $\pm EY PУ-10$ кВ від ШОС до ком. МВ-10 Т-2 2с.ш.

$$R_{\text{кб.1}} = \frac{\rho_{\text{м}} \times l \times 2}{S}$$

де:

$\rho_{\text{м}}$ – питомий опір міді, Ом·мм²/м;

l – довжина кабелю, м;

S – переріз кабелю, мм²;

$R_{кв.1} = \frac{0,0175 \times 45 \times 2}{16} = 0,0984 \text{ Ом}$

Опір кабелю живлення шинок ±EY РУ-10 кВ між комірками В-10 Т1 та ком. В-10 ЗРОМ-10 2с. знаходимо за виразом:

$R_{кв.2} = \frac{0,0175 \times 25 \times 2}{4} = 0,2188 \text{ Ом}$

$\Delta U = 39,4 \times 2 \times 10^{-3} + 14,7 \times (0,0984 + 3 \times 10^{-3} + 0,2188) = 4,78 \text{ В}$

Очевидно рівень напруги на акумуляторік нафн ПГОС повинен бути не нижче $0,8U_{ном} + \Delta U = 0,8 \times 220 + 4,78 = 180,78 \text{ В}$,

де $0,8U_{ном}$ – мінімальна напруга на електромагніті увімкнення вимикача

ВР1-10 або на одному двовольтовому елементі

$\frac{180,78}{17 \times 6} \approx 1,77 \text{ В}$

На підставі проведених розрахунків обираємо АКБ з наступними характеристиками, за умови струму розряду 39,4 до напруги 1,85 В/ел при 20°C. Характеристики АКБ наведені у таблиці 3.5.

Таблиця 3.5

Струм розряду (А) до напруги 1,85 В/ел при 20°C

Тип	Номер по каталогу	5 мин	10 мин	15 мин	20 мин	30 мин	45 мин	1 ч	2 ч	3 ч	4 ч	5 ч	8 ч	10 ч
A406/165A	NGA4060165HSOCA	196	163	143	131	115	98,0	82,0	63,0	41,0	32,4	27,0	18,1	15,9
A412/5.5SR	NGA41205D5HSORA	9,94	8,34	6,97	5,96	4,85	3,76	3,00	2,00	1,44	1,14	0,96	0,64	0,53
A412/8.5SR	NGA41208D5HSORA	15,0	12,0	10,0	8,0	6,90	5,30	4,30	2,83	2,07	1,66	1,39	0,96	0,82
A412/12SR	NGA4120012HSORA	18,0	15,0	12,0	11,0	9,00	7,00	5,60	3,34	2,50	2,04	1,74	1,24	1,12
A412/20G6	NGA4120020HSOBA	33,0	25,0	22,0	20,0	17,0	14,0	11,0	6,00	4,71	3,76	3,16	2,13	1,85
A412/32G6	NGA4120032HSOBA	53,0	43,0	36,0	32,0	28,0	21,0	17,0	11,0	8,11	6,45	5,44	3,68	3,03
A412/50A	NGA4120050HSOCA	81,0	68,0	57,0	51,0	42,0	34,0	28,0	18,0	12,8	10,1	8,51	5,71	4,80
A412/65G6	NGA4120065HSOBA	102	77,0	63,0	56,0	48,0	42,0	36,0	22,0	15,9	12,8	10,8	7,31	6,20
A412/85F10	NGA4120085HSOFA	121	103	89,0	80,0	71,0	55,0	45,0	29,0	21,3	16,9	14,1	9,60	8,20
A412/90A	NGA4120090HSOCA	136	117	100	89,0	71,0	55,0	46,0	30,0	22,8	17,6	14,8	10,4	8,90
A412/100A	NGA4120100HSOCA	144	124	105	93,0	72,0	56,0	46,0	31,0	23,5	17,9	15,2	10,7	9,6
A412/120A	NGA4120120HSOCA	175	138	120	108	95,0	78,0	61,0	37,0	27,5	22,2	18,9	12,9	11,3
A412/180A	NGA412018HSOCA	240	193	170	155	130	103	84,0	59,0	42,6	34,0	28,6	19,1	16,5

3.5 Висновки до розділу 3

Блоки безперебійного живлення відносяться до тієї категорії техніки, яка з часом не втрачає актуальності, а отже, й у вартості. ДБЖ замінює стабілізатор напруги, захищає електроніку, підключену до нього, забезпечує автономність.

Сучасні джерела безперебійного живлення комплектуються дуже різними додатковими системами моніторингу та керування, інтегруються в кожний електричний процес де є необхідність додаткового джерела живлення і захист обладнання.

У зв'язку зі стрімким розвитком даної галузі, в перспективі, застосування додаткового джерела живлення іншого від акумуляторних систем живлення бачиться неефективним.

В залежності від схеми підключення і необхідного навантаження акумуляторні системи живлення знаходять своє місце як на побутовому рівні

так і в промисловому

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

4.1 Аналіз методів моделювання акумуляторних батарей та їх груп.

В останні роки системи акумуляування електричної енергії розглядаються як ключовий елемент технологічного розвитку транспортних засобів, відновлюваної енергетики, робототехнічних та автономних електронних систем. Про це свідчить стрімке зростання ринку акумуляторних батарей (АКБ), а також велика кількість досліджень, спрямованих на підвищення ефективності традиційних і створення нових типів АКБ. Відповідні дослідження вимагають моделювання життєвого циклу окремих АКБ та їх складання, тобто подання експлуатаційних параметрів АКБ у типових режимах протягом часу, обмеженого критичним зниженням їх експлуатаційних характеристик.

Зокрема, це стосується оптимізації роботи великих груп АКБ з урахуванням деградації їх параметрів залежно від типу, конструкції, режиму заряду-розряду, умов експлуатації з метою зниження витрат на реальні довгострокові випробування.

У розділі наведено короткий опис методів, наведено деякі нові підходи та представлено результати моделювання акумуляторів у паралельно-послідовних збірках, які можуть використовуватися для проектування накопичувальних блоків для локальних енергетичних систем.

Існує три основних види моделювання:

- математичне моделювання;
- чисельне моделювання;
- імітаційне симулювання.

Математичне моделювання - фундаментальний метод дослідження складних систем. Можна говорити про аналітичне, чисельне, імітаційне та інші види моделювання. У першому випадку процеси та характеристики системи

записуються у вигляді математичних виразів, що допускають отримання шуканих даних аналітичними методами.

Чисельне моделювання використовує методи обчислювальної математики і дозволяє отримати наближені рішення відповідних рівнянь для окремих наборів параметрів системи. Отримані при цьому дані не мають спільності аналітичних рішень, вимагають верифікації, можуть бути чутливі до використаного чисельного методу.

Імітаційне симулювання - це, як правило, моделювання функціонування досліджуваної системи, для якого характерна висока деталізація, збереження логічної структури і тимчасової послідовності процесів. Воно найчастіше забезпечується наочним інтерфейсом, що дозволяє конструювати різні варіанти системи, спостерігати ефекти в реальному, прискореному або уповільненому темпі, і в певному сенсі аналогічно експериментальному дослідженню реального об'єкта.

Параметри імітаційного симулювання АКБ демонструється рисунку 4.1.

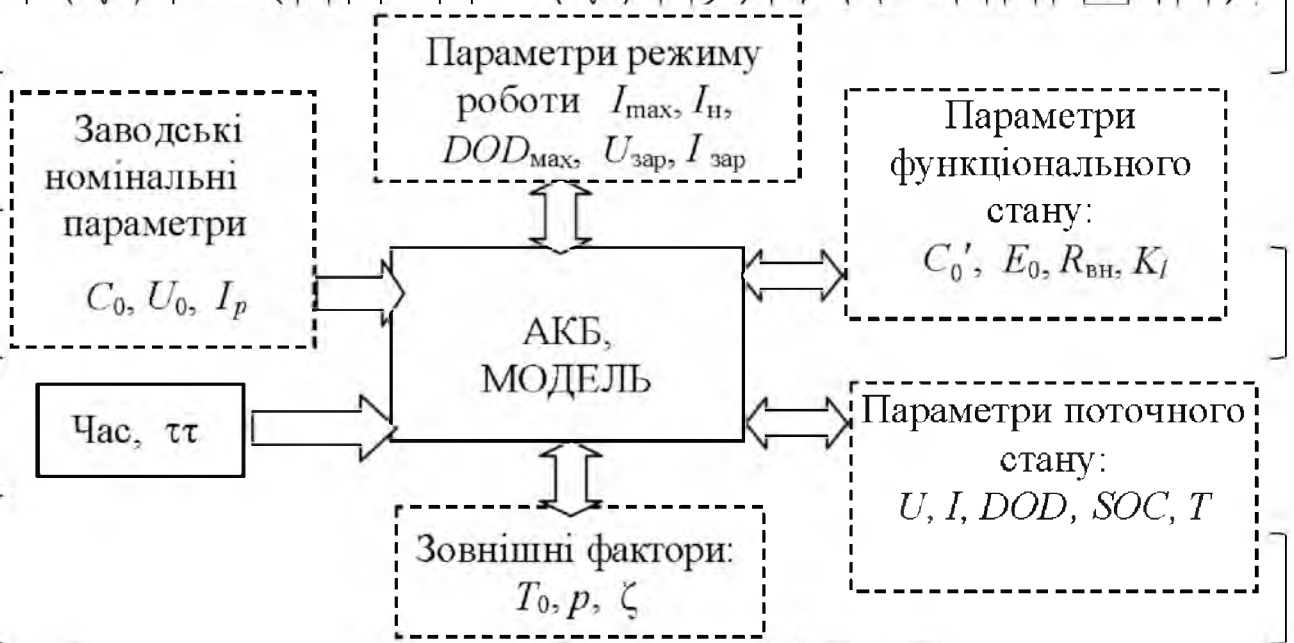


Рисунок 4.1 – Параметри імітаційного симулювання АКБ:

C₀, U₀ – номінальні ємність та напруга;

I_p – піковий струм;

I_{max}, I_n – максимально допустимий та нормальний струм розряду;

DOD_{max} - допустима глибина розрядки;

$U_{зар}$, $I_{зар}$ – рекомендовані напруга та струм зарядки;

$R_{вн}$, K_1 – внутрішній активний та поляризаційний опір;

C_0 – електрична ємність;

E_0 – напруга розрваного ланцюга;

SOC - ступінь зарядженості;

T_0 , p , ζ – температура, тиск, вологість довкілля

За масштабом інтервалу часу, що моделюється, можна виділити наступні напрямки:

1) дослідження поточних параметрів АКБ протягом одного або декількох

циклів заряду-розряду;

2) відтворення параметрів функціонального стану АКБ за тривалий час експлуатації (по суті облік деградації параметрів).

Для економічного обґрунтування експлуатації АКБ першорядний інтерес

представляє довготривале моделювання та менш важливі нюанси короткочасного циклування. Тому моделі поточного стану АКБ у процесі розрядки-зарядки при вирішенні таких завдань можуть бути наближеними.

Підхід імітаційного симулювання більш наочний через знайомство

дослідників зі стандартними електротехнічними компонентами і більш простий

для первинного зв'язування, оскільки моделі простих електротехнічних компонентів вбудовані в стандартні пакети симуляції радіотехнічних систем і узгоджуються із загальним підходом графічного представлення електротехнічних систем в пакетах MatLab-Simulink, Electronics Workbench.

MatLab-Simulink – це графічне середовище імітаційного моделювання, що дозволяє за допомогою блок-діаграм у вигляді граф будувати динамічні моделі, включаючи дискретні, безперервні та гібридні, нелінійні та розривні системи.

Додаткові пакети розширення Simulink дозволяють вирішувати широкий спектр завдань від розробки концепції моделі до тестування, перевірки, генерації коду

та апаратної реалізації. Simulink інтегрований у середовище MatLab, що дозволяє використовувати вбудовані математичні алгоритми, потужні засоби обробки даних та наукову графіку.

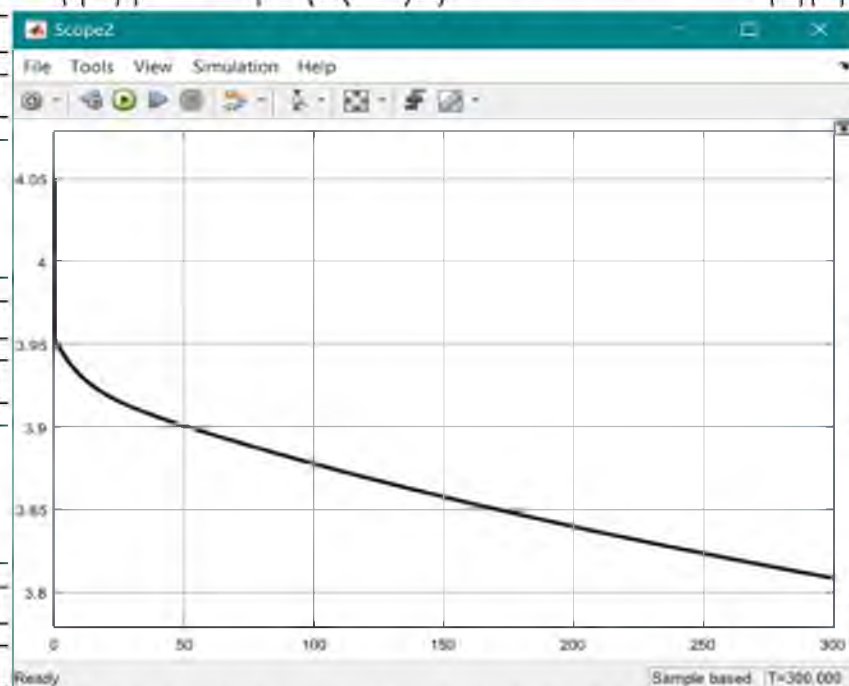
Electronics Workbench - програма, яка дозволяє моделювати аналогові, цифрові і цифро-аналогові схеми високої складності. Наявні в ній бібліотеки включають великий набір електронних компонентів. Є можливість створення та підключення нових бібліотек компонентів.

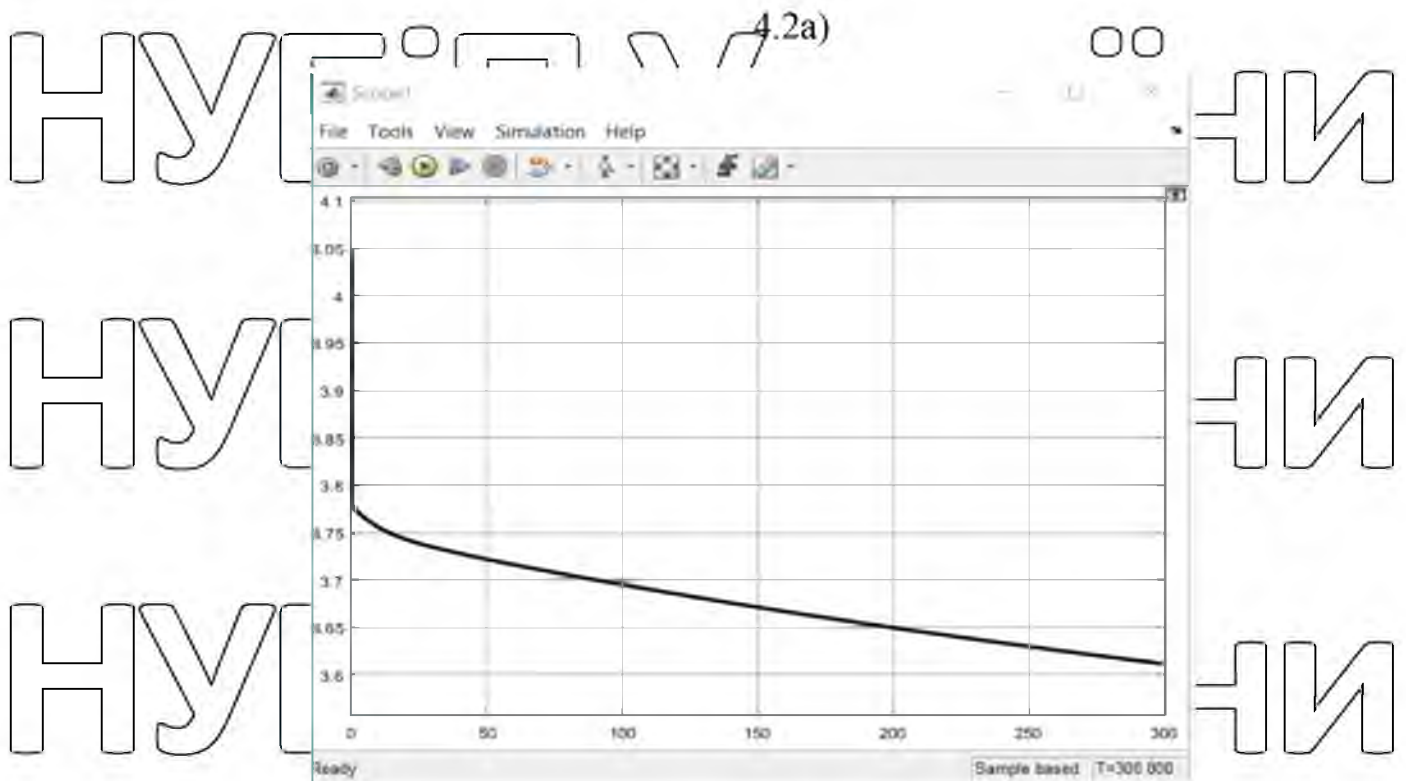
При розрахунку груп з великою кількістю акумуляторів, з'єднаних паралельно-послідовно час у програмі MatLab-Simulink практично зупиняється, що говорить про неможливість моделювати великі групи. Разом з тим свою працездатність показала електронна лабораторія Electronics Workbench, що має при використанні критерій подібності перспективи до ускладнення схем, що дозволяє аналізувати паралельно-послідовні зборки акумуляторів.

4.2 Дослідження впливу деградації параметрів окремих АКБ на роботу групи АКБ.

Основним параметром деградації є термін служби акумулятора (кількість циклів заряду-розряду, Initial battery age (Equivalent full cycles)). Інші параметри задаються автоматично в залежності від типу та параметрів акумулятора, їх також можна редагувати при імітаційному симулюванні.

Ефект деградації якостей АКБ демонструється рисунку 4.2.





4.2б)

Рисунок 4.2 Розрядна характеристика аккумулятора 3,6 В, 4,5 А*год
 струмом 3 А де: а – новий аккумулятор; б – аккумулятор після 2000 циклів
 заряду-розряду.

Як видно із рисунку 4.2а, при підключенні до нового аккумулятора навантаження 3 А в початковий момент часу напруга знизилася з 4,05 до 3,95 В, потім у процесі розряду (300 с) – до 3,81 В. На використаному аккумуляторі (2000 циклів заряду-розряду) (рис. рисунок 4.2б) при підключенні того ж навантаження напруга в початковий момент часу знизилася до 3,77, потім у процесі розряду - до 3,61 В.

Для дослідження зазначеного вище процесу побудовано модель групи АКБ в Electronics Workbench, що імітує реальне робоче місце дослідника – електронну лабораторію. Програмне середовище надає віртуальні інструменти:

- робочий стіл;
- бібліотеку компонентів – аналогових та цифрових пристроїв;
- контрольні-вимірювальні прилади;

- набір команд, що забезпечують виконання розрахунків та видачу на екран дисплея результатів моделювання у вигляді таблиць та графіків. На рисунку 4.3 представлена модель аккумулятора Electronics Workbench.

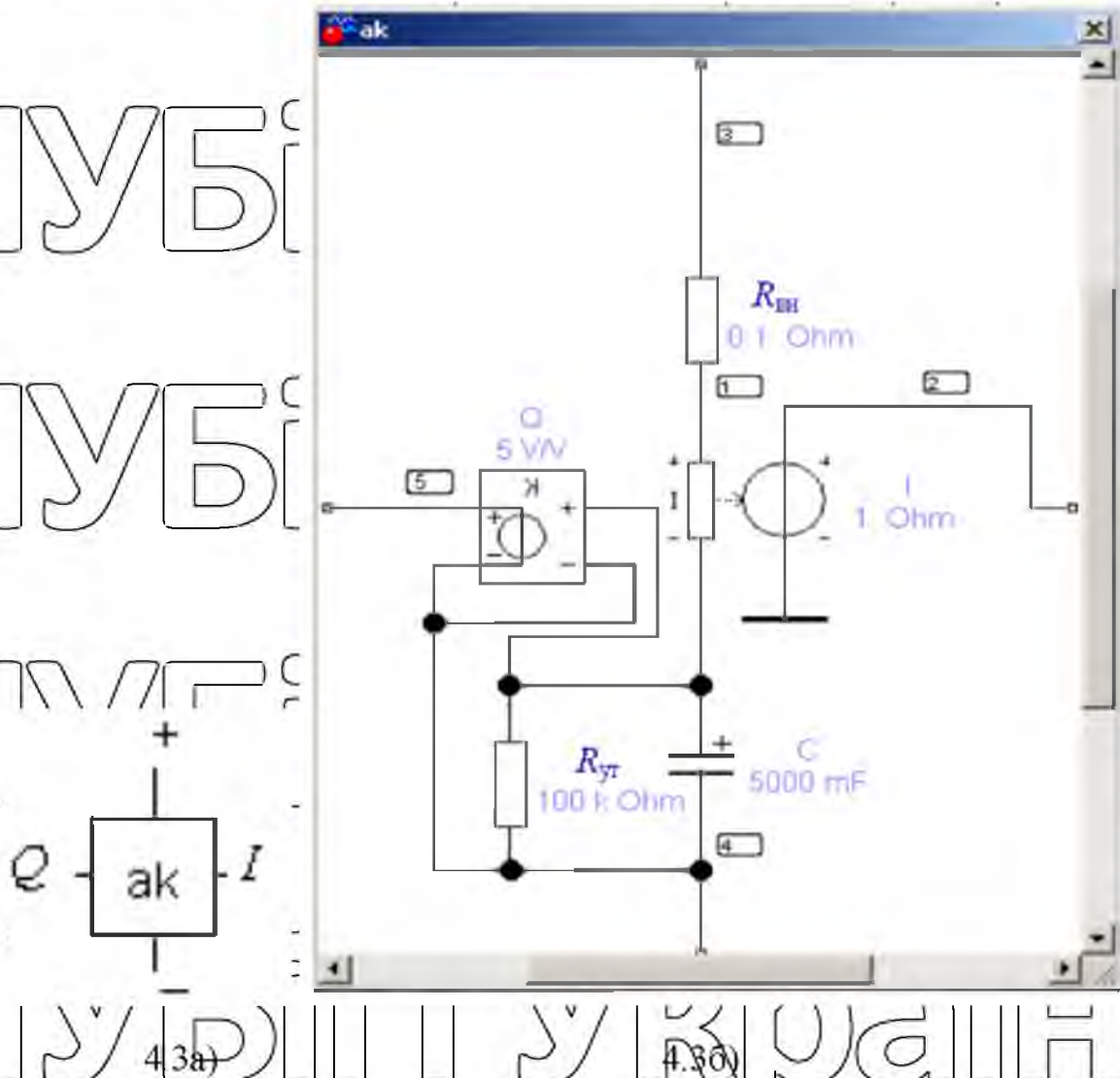


Рисунок 4.3 – Модель АКБ: а – аккумулятор як елемент схеми ак; б – схема елемента ак де: 1 – внутрішній опір; 2 – індикатор струму на основі генератора напруги, керуваного струмом; 3 – плюсова клемма; 4 – мінусова клемма; 5 – індикатор заряду на основі Voltage Gain Block.

Модель аккумулятора Electronics Workbench виконана у вигляді елемента схеми ак. Основними елементами схеми ак є конденсатор С, опір витoku $R_{ут}$, внутрішній опір АКБ $R_{вн}$. Для контролю струму АКБ в модель включений перетворювач струму в напругу Current-Controlled Voltage Source $I \cdot 1 \text{ Ohm}$. Для

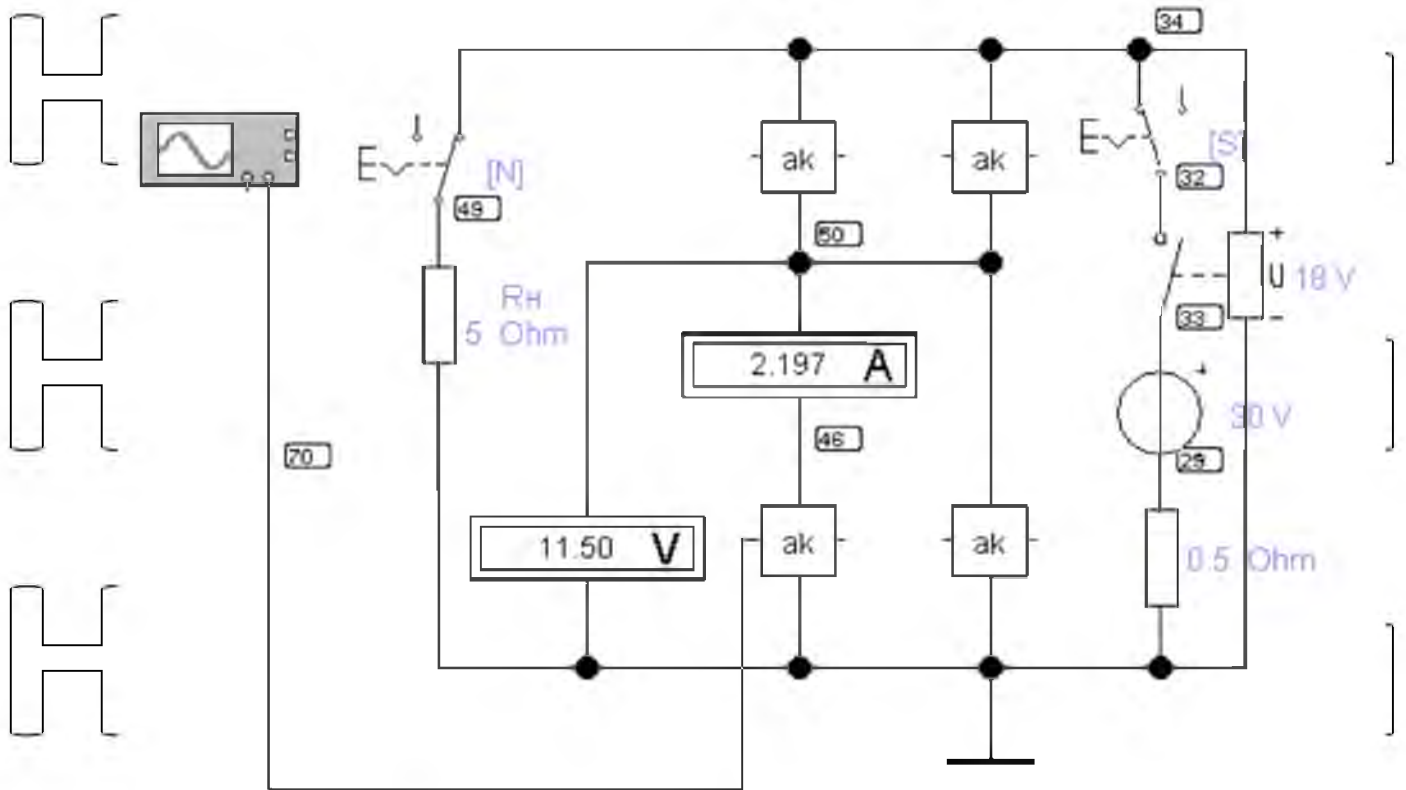


Рисунок 4.4 Паралельно-послідовне складання чотирьох АКБ: а – досліджуване складання; б – еталонне складання

У збиранні на рисунку 4а параметри однієї АКБ (підколо ak_1) відрізняються від параметрів інших (підколо ak). Для оцінки роботи складання з дефектною АКБ паралельно з нею розглядається робота аналогічного еталонного складання з ідентичними АКБ (рисунку 4б). У схему додані навантаження, пристрої вимірювання, джерело живлення для зарядки АКБ та ключ перемикавання режиму заряду-розряду Voltage-Controlled Switch із заданими параметрами увімкнення-вимкнення джерела заряду. Цифри у блоках на рисунку 4 показують значення контрольно-вимірювальних пристроїв одразу після запуску схеми в режимі розряду АКБ.

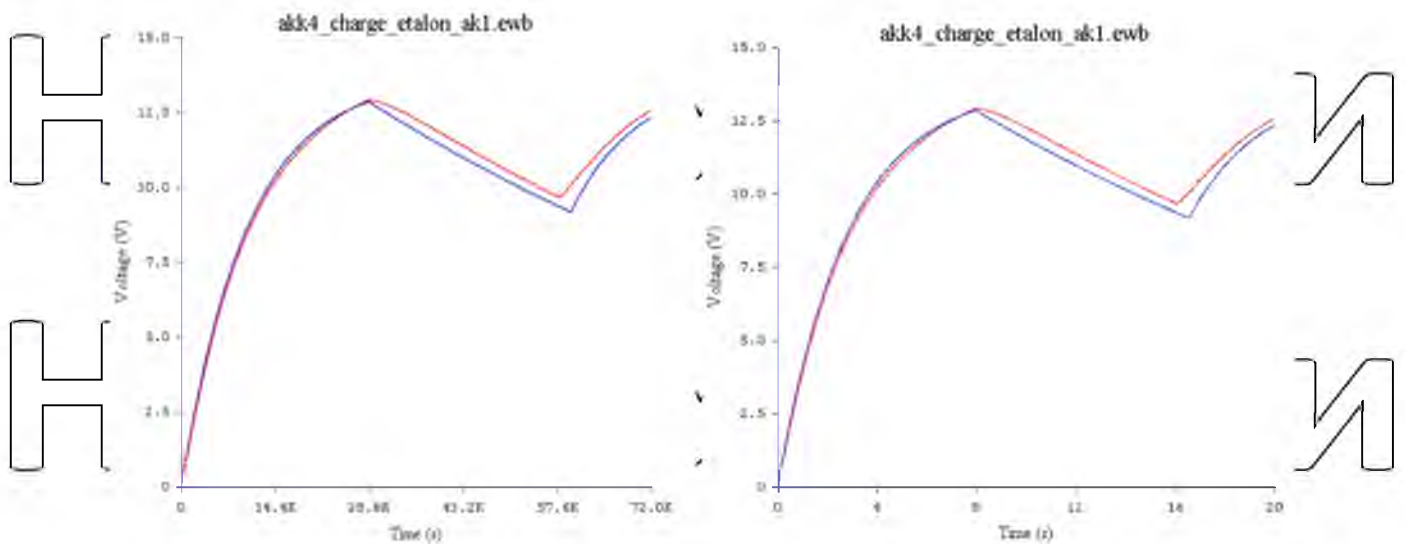


Рисунок 4.5 – Часові діаграми зміни напруги АКБ

При заданні реальних параметрів АКБ (рисунок 5а) розрахунок займає дуже багато часу, тому використовувалося прискорене моделювання із зменшеною ємністю батарей та дотриманням правил подібності. Так, при зменшенні ємності в 3600 разів скорочується і час розрахунку (рисунок 5б). На вигляді часових діаграм це не позначається, змінюється лише масштаб осі абсцис: секундам при прискореному моделюванні - відповідають години в реальній діаграмі.

Розрахунок на розробленій моделі показав, що зменшення ємності дефектної АКБ на 10% призводить до скорочення часу розряду досліджуваної групи АКБ на 2,9% порівняно з часом розряду еталонної групи АКБ.

При одночасній деградації опору дефектної АКБ (внутрішній опір виріс на 50%) час розряду досліджуваної групи зменшується на 3,7% порівняно з часом розряду еталонної групи. Наявність дефектної АКБ у групі призводить до перерозподілу струмів і напруг. Зростає напруга на дефектній АКБ і АКБ, яка включена із нею паралельно, на інших АКБ напруга знижується.

При зниженні ємності дефектної АКБ на 10% напруга змінюється на 5%. Зростає струмове навантаження на АКБ, які включені паралельно з дефектними.

4.3 Дослідження ефективності використання системи акумулювання електроенергії в мережах оператора системи розподілу

Розглянемо можливий сценарій виникнення аварійної ситуації на ПС-110/10 кВ «ПС1», - відмова в роботі системи оперативного струму підстанції внаслідок виходу з ладу випрямного обладнання, відключення силового трансформатора Т1, неможливості оперування комутаційними апаратами, знеструмлення певної частини споживачів електричної енергії. В цьому випадку виникне необхідність проведення аварійно-відновлювальних робіт і в першу чергу по відновленню системи оперативного струму для можливості влючення силового трансформатора. Наслідки від тривалого відключення трансформатора Т1 можна розділити на дві складові:

- недовідпуск електричної електроенергії;
- порушення умов договірних відносин зі споживачами.

Розглянемо кожну з цих складових окремо.

4.3.1 Порушення умов договірних відносин зі споживачами

Система акумулювання електроенергії встановлюється на діючу підстанцію ПС-110/10 кВ яка має наступні схемні характеристики:

- два трансформатора 110 кВ потужністю 25 МВА;
- кількість приєднань на напрузі 10 кВ – 33 шт.

Порушення умов договірних відносин зі споживачами слід враховувати в разі відмови системи оперативного струму (підстанція не може функціонувати без системи оперативного струму).

Основними наслідками у разі порушення умов договору є:

- простій виробництв і підприємств у робочі години;
- недовідпуск послуг і продукції у зв'язку з знеструмленням;
- наслідки для здоров'я і життя людей;
- припинення функціонування лінійних об'єктів інженерно-транспортної інфраструктури, об'єктів комунікації, зв'язку, енергетики та інженерних мереж.

Точний розмір збитків підрахувати тим складніше, чим більшою є розгалуженість мережі від ПС. Слід нагадати, що система акумулювання електроенергії може бути встановлена на діючу підстанцію напругою від 6 до 750 кВ, тому відповідно і розгалуженість мережі може бути на напрузі від 6 до 750 кВ.

Тому для характеристик орієнтовно-можливого збитку можна скористуватися системою характеристик наслідків від відмови відповідно до класу наслідків, які розраховуються і може бути визначений відповідно до :

– ДСТУ 8855:2019 «Будівлі та споруди. Визначення класу наслідків

(відповідальності)»;

– ДБН В.1.2-14:2018 «Система забезпечення надійності та безпеки будівельних об'єктів. Загальні принципи забезпечення надійності та конструктивної безпеки будівель та споруд»;

– ПУЕ – Правила улаштування електроустановок.

Для визначення класу наслідків в залежності від напруги об'єкта електроенергетики і класу безвідмовності скористуємося ПУЕ п 2.5.26. Після опрацювання матеріалу ПУЕ п 2.5.26, класи наслідків в залежності від напруги об'єкта електроенергетики зведено до таблиці 4.1

Таблиця 4.1

Класи наслідків в залежності від напруги об'єкта електроенергетики і класу безвідмовності

№ з/п	Назва характеристики	Характеристики для класів безвідмовності			
		1КБ	2КБ	3КБ	4КБ
1	Напруга лінії, кВ	до 1 кВ	1-35 кВ	110-330 кВ	500-750 кВ
2	Клас наслідків	СС1	СС1	СС2	СС3

Для визначення наслідків у разі відмови об'єкта електроенергетики відповідно до класу наслідків скористуємося ДСТУ 8855:2019 п 4.5 таблиця 1. Характеристики можливих наслідків відмови об'єкта наведено у таблиці 4.2.

Класи наслідків (відповідальності) об'єктів

Клас наслідків (відповідальності) об'єкта	Характеристики можливих наслідків відмови об'єкта			Обсяг можливого економічного збитку, м.р.з.п.	Припинення функціонування лінійних об'єктів інженерно-транспортної інфраструктури, об'єктів комунікації, зв'язку, енергетики та інженерних мереж, рівень
	Можлива небезпека, кількість осіб				
	Для здоров'я і життя людей, які постійно перебувають на об'єкті	Для здоров'я і життя людей, які періодично перебувають на об'єкті	Для здоров'я і життя людей, які перебувають зовні об'єкта		
СС3 значні наслідки	Понад 400	Понад 1000	Понад 50000	Понад 50000	Загальнодержавний
СС2 середні наслідки	Понад 50 до 400 включно	Понад 100 до 1000 включно	Понад 100 до 50000 включно	Понад 2500 до 50000 включно	Регіональний, місцевий
СС1 незначні наслідки	До 50 включно	До 100 включно	До 100 включно	До 2500 включно	Об'єктовий

Примітка 1 Мінімальний розмір заробітної плати (м.р.з.п.) щорічно встановлюється у Державному бюджеті України на поточний рік.

Системи акумулювання електроенергії, що досліджується, встановлюється на діючу підстанцію ПС-110/10 кВ, тому характеристика наслідків від відмови може бути визначена наступна:

– клас наслідків – СС2 - середні наслідки;

– можлива небезпека для здоров'я і життя людей - 50 150 людини;

– обсяг можливого економічного збитку 50 000 м.р.з.п.. За умови що розмір мінімальної заробітної плати складає 6700 грн, тоді $50\ 000 \times 6700 = 335$ млн.грн;

– рівень припинення функціонування об'єктів інженерно-транспортної інфраструктури – регіональний або місцевий.

4.3.2 Недовідпуск електричної електроенергії

Недовідпуск електричної електроенергії слід враховувати в разі відмови системи оперативного струму (підстанція не може функціонувати без системи оперативного струму). Після цього існуватиме проблема в необхідності термінової закупівлі нової батареї та виконанні робіт по її встановленню, що в свою чергу потребуватиме значних термінів.

Згідно з режимними замірами середнє завантаження трансформатора Т1 даної підстанції становить 8,7 МВт.

Для відновлення живлення споживачам електричної енергії знадобиться часу в середньому до 20 годин.

Розрахуємо величину можливої недопоставки електричної енергії по об'єкту для найменшого часу знеструмлення споживачів (до 20 годин) по формулі,

$$H = (P_{\max} \cdot T)$$

де, P_{\max} – максимальне навантаження трансформатора, МВт;

T – час знеструмлення споживачів, годин.

Проведемо розрахунок:

$$H = (8700 \times 20) = 174000 \text{ кВт-год.}$$

Вартість збитків від недопоставки електричної енергії по трансформатору становитиме:

$$B_{\text{зб.}} = H \cdot C_{\text{ел.ен.}} = 174000 \text{ кВт-год.} \times 1,4757 \text{ грн.} = 256,772 \text{ тис. грн.}$$

де, H – величина недопоставки ел. енергії, кВт-год.;

$C_{\text{ел.ен.}}$ – ринкова ціна електричної енергії.

Отже, збиток від недовідпуску електричної енергії становитиме 256,772 тис. грн. (без ПДВ) на протязі 20 годин.

4.3.3 Складові економічного ефекту

Системи акумулювання електроенергії, що досліджується, встановлюється на ліночі підстанцію ПС-110/10 кВ, та попереджає наслідки від відмови, які визначені як CO_2 – середні наслідки з наступними характеристиками.

– можлива небезпека для здоров'я і життя людей - 50 150 людини;

- обсяг можливого економічного збитку 50 000 м.р.з.п. За умови що розмір мінімальної заробітної плати складає 6700 грн, тоді $50\,000 \times 6700 = 335$ млн.грн;

- рівень припинення функціонування об'єктів інженерно-транспортної інфраструктури – регіональний або місцевий;

- збиток від недовідпуску електричної енергії становитиме 256,772 тис. грн. (без ПДВ) на протязі 20 годин

Складові економічного ефекту зведено до таблиці 4.3

Таблиця 4.3

Складові економічного ефекту						
Зниження технологічних витрат електроенергії	Зниження витрат на матеріали та обладнання	Зниження витрат ПММ	Зниження витрат на оплату праці	Збільшення обсягу розподілу	Зниження потенційних очікуваних збитків, млн.грн	Інше
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	335,256	0,00

Заміна застарілого обладнання на сучасне з високотехнологічними властивостями, яке не вимагає постійного технічного обслуговування на протязі всього терміну експлуатації дасть можливість уникати аварійних ситуацій, тривалого знеструмлення споживачів, фінансових збитків в мережах оператора системи розподілу.

4.4 Розробка рекомендацій щодо впровадження системи

акумулювання електроенергії в електромережі ПрАТ «ДТЕК Київські регіональні електромережі»

В якості рекомендацій щодо впровадження системи акумулювання електроенергії в мережах оператора системи розподілу електроенергії можна виділити наступні критерії:

- можливість інтеграції дистанційного керування і моніторингу;
- застосування єдиної технології джерел оперативного струму;
- створення оперативного запасу обладнання на складі;

– періодичність аналізу технічного стану роботи акумуляторних батарей.

В межах політики створення єдиної системи керування і моніторингу (SCADA) слід підбирати таке обладнання яке буде мати найдосконаліші характеристики для інтеграції в систему дистанційного керування і моніторингу таких як Smart Grid.

Smart Grid (розумна мережа) – набір технологій, що перетворюють енергетичну інфраструктуру старого типу на сучасну цифрову систему. Тільки на основі розумних мереж можливий розвиток сучасної енергетики.

Фактично — це дуже модернізовані мережі з використанням останніх IT-рішень. У мережі інтегровані комунікаційні технології, а також технології для збору інформації про виробництво, передачу та споживання електроенергії, ефективного контролю і управління мережею.

Smart Grid це основа Smart City - розумного і безпечного міста, про життя в якому мріє кожна сучасна людина.

Енергосистема України застаріла і вже не витримує навантажень нового часу. Високий рівень зносу основного і допоміжного обладнання енергосистеми і нерівномірний розподіл навантаження в мережі часто призводять до аварійних ситуацій і відключень електропостачання споживачів.

При цьому в Україні один з найвищих в Європі показників тривалості аварійного відключення світла: 696 хвилин на рік в середньому по країні. Для порівняння, цей показник у Польщі — 180 хвилин, Латвії — 104 хвилини, а в

Німеччині — взагалі 13 хвилин. А все тому, що місцеві енергокомпанії мають обладнання, що дозволяє оперативно знайти місце аварії і часто автоматично відновити електропостачання.

Розбудова системи Smart Grid має дуже багато проблемних питань, і наразі в Україні немає прикладу побудованої системи, також немає єдиної концепції і алгоритму дій що до її розбудови. Це питання потребує окремих досліджень, тому на даному етапі необхідно передбачувати можливість інтеграції до майбутньої структури системи Smart Grid.

Загальна схема Smart Grid наведена на рисунку 4.6.

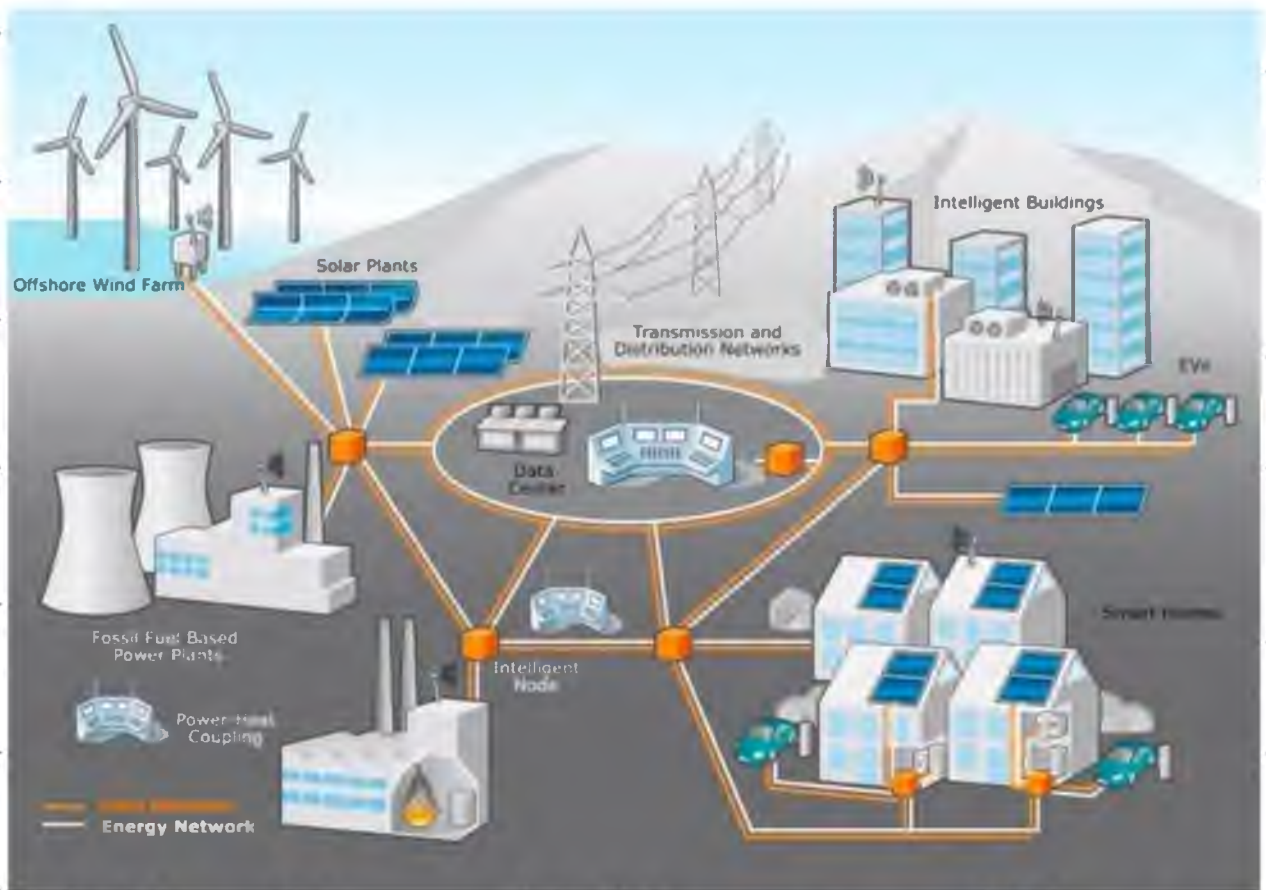


Рисунок 4.6 – Загальна схема Smart Grid.

Сьогодні на існуючих об'єктах розрізняють наступні види оперативного струму і джерел живлення:

1) Оперативний постійний струм. Джерелами постійного струму є акумуляторні батареї, що працюють в режимі постійної підзарядки. Як правило, застосовують схеми постійного струму на напруги $\pm 220\text{ В}$, $\pm 110\text{ В}$, зрідка $\pm 24\text{ В}$ або $\pm 48\text{ В}$.

2) Оперативний змінний струм. Джерелами оперативного змінного струму можуть бути трансформатори струму, трансформатори напруги і трансформатори власних потреб, що включаються відповідно на струми і напруги елементів установки що захищаються.

3) Оперативний випрямлений струм. Як джерела випрямленого оперативного струму використовуються випрямні установки і спеціальні блоки живлення, які отримують змінний струм від вимірювальних трансформаторів струму і напруги і ТСН. Крім того, як джерела оперативного струму використовуються заздалегідь заряджені конденсатори.

Отже, застосування єдиної технології джерел оперативного струму на базі акумуляторних батарей дозволить об'єднати досвід експлуатації і знань що в свою чергу має підвищити рівень обізнаності персоналу при обслуговуванні цих систем і удосконалить рівень матеріально-технічної бази. Також це полегшить створення оперативного складського запасу обладнання на складі, що зведе до мінімуму час на відновлення роботи в разі виникнення аварійної ситуації.

Застосування єдиної технології джерел оперативного струму на базі акумуляторних батарей з високим рівнем системи самоаналізу роботи джерел оперативного струму, за рахунок інтеграції до єдиної системи керування і моніторингу, дозволить зменшити витрати на періодичність аналізу технічного стану роботи акумуляторних батарей. Дослідження впливу деградації параметрів окремих АКБ на групу всієї групи, показало що виявлення дефектних АКБ і заміна на нові, підвищує безвідмовність роботи всієї системи акумуляування електроенергії, що в свою чергу зведе до мінімуму раптову відмову системи. Як наслідок підвищується безвідмовність роботи всієї підстанції.

4.5 Висновки до розділу 4

Розглянуто основні методи та напрямки моделювання життєвого циклу АКБ. Показано, що наочним та універсальним методом імітаційного моделювання окремих АКБ та їх збірок є електротехнічне симулювання відповідних схем заміщення у сучасних програмних середовищах MatLab-Simulink та Electronics Workbench.

Електронна лабораторія Electronics Workbench показала свою ефективність під час моделювання груп АКБ. Зокрема, масштабування процесу за часом з використанням правил подібності дозволяє імітувати як короткострокову роботу груп, так і довготривале циклування та деградацію параметрів окремих АКБ і групи в цілому.

За допомогою розробленої моделі виконано розрахунок паралельно-послідовного збирання з чотирьох АКБ. Досліджено вплив дефіциту електричної ємності однієї АКБ на роботу групи в цілому.

Показано, що зменшення ємності дефектної АКБ на 10% призводить до скорочення часу розряду досліджуваного складання на 2,9% порівняно з часом розряду еталонного складання. Зростає напруга дефектної АКБ і АКБ, яка включена із нею паралельно, на інших АКБ напруга знижується. При цьому пропорційно зростає струмове навантаження на АКБ, які включені паралельно дефектним.

Дослідження впливу деградації параметрів окремих АКБ на групу всієї групи, показало, що виявлення дефектних АКБ і заміна на нові, підвищує безвідмовність роботи всієї системи акумулювання електроенергії, що в свою чергу зведе до мінімуму раптову відмову системи. Як наслідок підвищується безвідмовність роботи всієї підстанції.

Розглянуто можливий сценарій виникнення аварійної ситуації на ПС 110/10 кВ, від відмови в роботі системи оперативного струму підстанції та визначено орієнтовні характеристики наслідків від відмови, які визначені як СС2 - середні наслідки а можливий розмір економічного збитку складає 335,256

млн.грн.

РОЗДІЛ 5. АНАЛІЗ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ СИСТЕМИ АКУМУЛЮВАННЯ

5.1 Аналіз техніко-економічних показників

Для виконання аналізу техніко-економічних показників розглянемо реальне застосування системи акумулювання електроенергії на реальному прикладі, застосувавши проект аналог.

В якості проекту аналогу розглянуто встановлення нової системи акумулювання електроенергії замість застарілого обладнання на прикладі проекту «Технічне переоснащення системи оперативного струму з встановленням акумуляторної батареї та шафи оперативного струму на ПС-110/10 кВ «ПС1» в м. Вінниця».

ПС-110/10 кВ «ПС1» - двотрансформаторна підстанція, рік введення підстанції в експлуатацію 1964, з встановленими двома трансформаторами Т1 типу ТРДН-25000/110 У1, 1989 року виготовлення та Т2 - типу ТРДН-25000/110-У1, 1987 року виготовлення.

Дана підстанція забезпечує електричною енергією юридичних та побутових споживачів м. Вінниця.

Необхідність технічного переоснащення системи оперативного струму даної ПС зумовлено результатами обстеження її технічного стану (дефектний акт 2021 року).

За результатами обстеження системи випрямленого оперативного струму підстанції встановлено, що її обладнання (рік виготовлення 1988) знаходиться в експлуатації майже 35 років, характеризується фізичним та моральним зносом, для його ремонту відсутні запасні частини та комплектуючі. У зв'язку з чим, потребує технічного переоснащення.

Основна функція системи оперативного струму - надійне живлення пристроїв релейного захисту і автоматики, схем управління електромагнітних приводів вимикачів, аварійного освітлення, іншого допоміжного обладнання, тобто забезпечення життєдіяльності підстанції та безаварійної її експлуатації.

Тривала експлуатація фізично зношеного обладнання може призвести до виникнення аварійної ситуації з втратою оперативного струму підстанції, неможливості оперативного управління обладнанням підстанції, в тому числі комутаційним обладнанням і, як наслідок, масового знеструмлення певної частини споживачів м. Вінниці, невідпуску електричної електроенергії, порушення умов договірних відносин зі споживачами тощо.

Технічне переоснащення існуючої системи оперативного струму на ПС 110/10 кВ "Промислова" передбачає заміну застарілого, фізично зношеного обладнання (БПНС, БПН, БПТ) системи випрямленого оперативного струму, з встановленням сучасного обладнання - акумуляторної батареї, зарядних пристроїв, щита постійного струму тощо.

Основні техніко-економічні показники проекту технічного переоснащення системи оперативного струму трансформаторної підстанції 110/10кВ «ПС1» розраховані відповідно до ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 «Правила визначення вартості проектних робіт та експертизи проектів будівництва» і наведені в табл. 5.1

Таблиця 5.1

Основні техніко-економічні показники

№ п/п	Найменування показника	Од. Вим.	Значення показника
1	Обладнання		
1.1	Щафа оперативного постійного струму ШОТ-1М з одним комплектом АКБ	комп.	1
2	Кабельна продукція		
2.1	Кабель силовий до 1 кВ	м	414
2.2	Кабель контрольний	м	246
3	Показники кошторису		
3.1	Кошторисна вартість	(тис.грн.)	2 773
3.2	в тому числі будівельно монтажні роботи	(тис.грн.)	310
3.3	загальна тривалість технічного переоснащення	(міс)	1,0
3.4	тривалість підготовчого періоду	(міс)	0,1
3.5	трудомісткість будівництва	(люд.дн)	175
3.6	максимальна чисельність працюючих	(чол)	8

Проектом передбачаються наступні основні об'єкти технічного переоснащення системи оперативного струму підстанції:

1. Заміна встановленого (існуючого) на підстанції обладнання системи випрямленого оперативного струму з встановленням сучасної шафи оперативного струму (ШОС).

2. Встановлення свинцево-кислотної, герметичної акумуляторної батареї.

3. Прокладання нових силових і контрольних кабелів кіл змінного та постійного струму для проектного обладнання.

4. Улаштування нової системи постійного оперативного струму.

5. Приєднання споживачів оперативного струму (шинок живлення (+ШП, -ШП) електромагнітів включення вимикачів 10 кВ ЗРУ-10, шинок управління (+ШУ, -ШУ) та шинок сигналізації (+ШС, -ШС)), до оперативних шинок нової ШОС.

Усі монтажні роботи виконуються з застосування готової продукції бригадно-вузловим методом.

Основні вузли виконання робіт:

– монтаж обладнання та устаткування – монтаж готових, фабричних виробів.

– монтаж кабельних виробів в приміщеннях ПС – ручний процес, всі робочі операції будівельного процесу виконують робітники вручну з використанням ручного або механізованого інструменту.

– монтаж металевих конструкцій – устаткування – монтаж готових, фабричних виробів;

– пусконаладжувальні роботи – всі без винятку робочі операції будівельного процесу виконують за допомогою приладів, машин і механізмів, а всі будівельні робітники, які зайняті у даному процесі, виконують лише функції керування і контролю за роботою приладів, машин і механізмів.

Розглянувши основні вузли виконання робіт, можна зробити висновки що робочі процеси в більшості механізовані та виконуються за допомогою приладів, машин і механізмів, а всі будівельні робітники, які зайняті у даному

процесі, виконують лише функції керування і контролю за роботою приладів, машин і механізмів. Єдиний процес який виконується в ручну це монтаж кабельних виробів в приміщеннях ПС.

5.2 Аналіз капіталовкладень

Відповідно до кошторисного розрахунку проекту аналогу, який було складено відповідно до ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 «Правила визначення вартості проектних робіт та експертизи проектів будівництва», капіталовкладення на впровадження системи акумулювання електроенергії на діючій об'єкті зведено до таблиці 5.2.

Таблиця 5.2

Показники вартості впровадження системи акумулювання електроенергії

№ п/п	Найменування затратної частини	Од. Вим.	Значення показника
1	Будівельно-монтажні роботи	тис.грн.	310
1.1	Релейний захист ПС1	тис.грн.	80
1.2	Кабельне господарство ПС1	тис.грн.	160
1.3	Пусконаладжувальні роботи ПС1	тис.грн.	70
2	Демонтажні роботи	тис.грн.	22
3	Вартість устаткування за розділом в тому числі	тис.грн.	1600
3.1	Шафа оперативного постійного струму ШОТ1М-220-12-17-180-6-32-21 УХЛ4-01П	тис.грн.	1500
4	Кошти на покриття ФОП персоналу будівельних організацій та кошти на покриття на відрядження	тис.грн.	145
5	Проекти, вишукувальні роботи, експертиза та авторський нагляд	тис.грн.	144,2
5.1	Вартість проектних робіт	тис.грн.	106
5.2	Вартість експертизи проектної документації (К=1,1)	тис.грн.	3,6
5.3	Кошти на здійснення авторського нагляду	тис.грн.	34,6
6	Загалом витрати на спорудження об'єкту пункт 1-5	тис.грн.	2 221,2
6	Утримання служби замовника та інжинірингові послуги	тис.грн.	33,318
6.1	Кошти на здійснення технічного нагляду	тис.грн.	33,318
7	Разом	тис.грн.	2 254,518
8	Податок на додану вартість	тис.грн.	450,9036
9	Всього по зведеному кошторисному розрахунку	тис.грн.	2 705,4216

Показники витрат труда зведено до таблиці 5.3

Таблиця 5.3

Показники витрат труда

№ п/п	Найменування затратної частини	Од. Вим.	Значення показника
1	Витрати труда робітників-монтажників	люд.год	697
2	Середній розряд робіт, що виконуються робітниками-монтажниками	розряд	4,2
3	Витрати труда пусконаладжувального персоналу	люд.год	436
4	Витрати труда робітників, зайнятих керуванням та обслуговуванням машин	люд.год	83
4	Середній розряд ланки робітників, зайнятих керуванням та обслуговуванням машин	розряд	4,5
5	Витрати труда робітників, заробітна плата яких враховується в складі:		187
5.1	загальновиробничих витрат	люд.год	113
5.2	коштів на виконання будівельних робіт:		74
6	Разом кошторисна трудомісткість	люд.год	1403

Витрати на енергоносії враховано у загальну вартість будівництва в таблиці 00000. Підсумкові витрати енергоносіїв зведено до таблиці 5.4

Таблиця 5.4

Підсумкові витрати енергоносіїв

№ п/п	Найменування затратної частини	Од. вим.	Значення показника	Вартість од. вим.	Вартість
1	Електроенергія	кВт-год	512	2,64	351,68
2	Бензин	л	208	56	11 648
3	Дизельне паливо	л	106	55	5 830

Виконаємо розрахунок тривалості будівництва на підставі СОУ-Н МЕНВ 42.2-3747/1933-45:2011. Терміни проектування та будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. Норми.

Загальна тривалість будівництва поділяється на два періоди: підготовчий та основний.

Роботи передбачається виконувати бригадним методом, однією бригадою по 12 чоловік в одну зміну.

Тривалість робіт, T_r (діб), визначимо на підставі СОУ-Н МЕВ 42.2-37471933-45:2011 за формулою:

$$T_r = \frac{Q}{n \times N}, \quad (5.1)$$

де Q - трудомісткість роботи, люд-днів;

N - кількість робітників у бригаді, чол.;

n - кількість змін на добу, змін / доба.

Згідно кошторису нормативна кошторисна трудомісткість складає 1400 титс. люд-год.

$$Q = \frac{Q_k}{t} = \frac{1403}{8} = 175 \text{ люд-днів}, \quad (5.2)$$

де Q_k - кошторисна трудомісткість роботи, люд-год;

t - кількість робочих годин на добу.

тоді

$$T_r = \frac{175}{8} = 22 \text{ діб}$$

або

$$T_r = \frac{22}{22} = 1 \text{ місяць}$$

Тривалість підготовчого періоду визначена на підставі ДСТУ Б А.3.1-22:2013 і складає від 10% до 20 % загальної тривалості будівництва.

5.3 Визначення ефективності капіталовкладень

Оцінка ефективності проекту технічного переоснащення системи оперативного струму з встановленням акумуляторної батареї та шафи оперативного струму на ПС-110/10 кВ "ПС1" в м. Вінниця та визначення економічної доцільності - вигод від реалізації проекту технічного переоснащення в порівнянні їх з затратами, які необхідні на її проведення визначається за наступною методикою.

5.3.1 Розрахунок загальної суми інвестицій

Розрахунок загальної суми інвестицій, необхідної для реконструкції підстанції виконуємо згідно

$$I_{\text{заг}} = K_{\text{н}} + Д - Л + V_{\text{бал}} \pm \Delta \text{Об} \quad (5.3)$$

де $I_{\text{заг}}$ – загальна сума інвестицій;

$K_{\text{н}}$ – вартість нових активів (обладнання, будівельно-монтажних робіт тощо) з урахуванням їх придбання, транспортування, монтажу, науково-дослідних, проектних, складських та будь-яких інших витрат, які пов'язані з новим активами, включаючи податок на додану вартість (ПДВ);

$Д$ – затрати на демонтаж старого обладнання, що знімається з балансу, які не пов'язані з вартістю нових активів включаючи податок на додану вартість;

$Л$ – ліквідна оцінка – виручка від реалізації демонтованого обладнання за вирахуванням витрат, що пов'язані з реалізацією;

$V_{\text{бал}}$ – балансова (залишкова) вартість обладнання, що демонтується; $\pm \Delta \text{Об}$ збільшення (зменшення) вартості оборотних активів у зв'язку зі змінами обсягів виробництва (реалізації) продукції, що очікуються.

Тоді, при умові, що затрати на демонтаж старого обладнання $Д=22$, ліквідна оцінка $Л=0$, балансова вартість демонтованого обладнання $V_{\text{бал}}=0$; зміна вартості оборотних активів у зв'язку зі змінами обсягів виробництва продукції $\pm \Delta \text{Об}=0$)

$$I_{\text{заг}} = 2\,199,2 + 22 - 0 + 0 \pm 0 = 2\,221,2 \text{ тис.грн.}$$

З урахуванням податку на додану вартість сума інвестицій складає:

$$I_{\text{в}} = I_{\text{заг}} \times \text{КПДВ} \quad (5.4)$$

$$I_{\text{в}} = 2\,221,2 \times 1,2 = 2\,665,44 \text{ тис.грн.}$$

де $I_{\text{заг}}$ – загальна сума інвестицій;

КПДВ – коефіцієнт врахування ПДВ (приймається рівним 1,2).

Загальна сума інвестицій складе 2 221,2 тис.грн. з ПДВ

5.3.2 Поточні витрати

5.3.2.1 Витрати на енергоносії

Струм живлення шафи оперативного струму для трифазної мережі 380 В (3ф+N), згідно настанови з експлуатації (шифр. ЕАБР.656574.003-01 РЭ) складає 29,8 А

Для визначення витрати електроенергії використовують формулу

$$E = Pt, \text{ кВт} \times \text{г} \quad (5.5)$$

де P - електрична потужність у кіловатах;

t - час у годинах.

Тоді очікуваний обсяг спожитої на власні потреби електроенергії за одну годину становить

$$E = 0,38 \times 29,8 \times 1 = 11,3 \text{ кВт} \times \text{г}$$

Для нашого випадку доцільно прийняти, що обладнання працює 24 години

на добу 365 днів на рік на протязі 15 років. Тоді загальний обсяг спожитої

електроенергії становить

$$E_{\Sigma} = 11,3 \times 24 \times 365 \times 15 = 1\,484\,820 \text{ кВт} \times \text{г}$$

Вартість очікуваного обсягу спожитої на власні потреби електроенергії при тарифі $C_{\text{пер}} = 2,64 \text{ грн/кВт} \times \text{год}$ за даними проекту складає:

$$C_w = W \times C_{\text{пер}}, \quad (5.6)$$

де W - кількість електроенергії, що транспортується через об'єкт проектування, $\text{кВт} \times \text{год}$;

$C_{\text{пер}}$ - собівартість передачі одиниці електроенергії, $\text{грн/кВт} \times \text{год}$.

Тоді

$$C_w = 1\,484\,820 \times 2,64 = 3\,919\,924,8 \text{ грн}$$

5.3.2.2 Витрати на оплату праці

У зв'язку з тим що системи акумулювання електроенергії встановлюється на існуючому і діючому об'єкті, збільшення витрат на ФОП працівників не передбачається. Разом з тим необхідно передбачити кошти на виконання технічного нагляду за будівництвом, який виконує замовник будівництва.

Розрахунок вартості здійснення технічного нагляду визначається за кошторисним розрахунком (ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 Правила визначення вартості проектних робіт та експертизи проектів будівництва). Зазвичай, вартість технічного нагляду по відношенню до вартості будівельних робіт складає до 1,5%

Для орієнтовного, мінімального ФОР на виконання технічного нагляду слід використовувати наступну залежність:

$$I_{\text{ТН}} = I_{\text{заг}} \times K_{\text{ТН}}, \text{ тис.грн} \quad (5.7)$$

$$\text{ФЗП}_{\text{ТН}} = 2\,221,2 \times 1,5\% = 33,318 \text{ тис.грн}$$

де $I_{\text{заг}}$ - загальна сума інвестицій;

$K_{\text{ТН}}$ - відсоток для визначення ліміту коштів на здійснення технічного нагляду.

Нарахування на зарплату - соціальні витрати згідно

$$\text{НЗП}_{\text{ц.р}} = \text{ФЗП}_{\text{ТН}} \times v, \text{ тис.грн} \quad (5.8)$$

$$\text{НЗП}_{\text{ц.р}} = 33,318 \times 0,3718 = 12,39 \text{ тис.грн}$$

де v - коефіцієнт нарахувань на зарплату (приймається рівним 0,3718) враховує встановлену законодавством загальну суму відрахувань у фонди

соціального страхування з урахуванням прийнятих змін, що діють на момент

розрахунку (у відповідності до Закону України «Про єдиний соціальний

внесок»); нарахування на заробітну плату (збір на обов'язкове державне

пенсійне страхування, внески на загальнообов'язкове державне соціальне страхування, в т.ч. у зв'язку з тимчасовою втратою працездатності та

витратами, зумовленими народженням і похованням, на випадок безробіття, від

нещасного випадку на виробництві та професійного захворювання (прийнято в

розрахунках 21-й клас за ризиком – відрахування становлять 0,96%) – всього

нарахування на заробітну плату – 37,18%

5.3.2.3 Витрати на амортизацію обладнання

Стаття амортизаційних відрахувань розраховується як елемент собівартості.

Витрати на амортизацію обладнання розраховані виходячи з встановленої законодавством норми амортизації, яка прийнята згідно Податкового Кодексу

України як мінімальний корисний термін експлуатації обладнання – 5 років,

будівель – 20 років. У зв'язку з тим що розрахунковий термін експлуатації 15

років, розраховуємо амортизацію на 15 років.

- витрати на амортизацію обладнання

НУБІП України

5.3.2.4 Витрати на утримання

Витрати на утримання розраховані виходячи з 14% вартості проекту (без

ПДВ):

$$I_{\text{обл}} = \frac{I_{\text{взаг}}}{15} = \frac{2\,221,2}{15} = 148,08 \text{ тис. грн} \quad (5.9)$$
$$I_{\text{утр}} = I_{\text{взаг}} \times 0,14 = 2\,221,2 \times 0,14 = 310,97 \text{ тис. грн}$$

5.3.2.5 Інші витрати

Інші витрати розраховані виходячи з 30% від фонду заробітної плати:

$$I_{\text{інш}} = \text{ФЗП}_{\text{тн}} \times 0,3 = 33,318 \times 0,3 = 9,99 \text{ тис. грн} \quad (5.10)$$

5.3.2.6 Сумарні експлуатаційні витрати

Сумарні експлуатаційні витрати за 15 років складатимуть

$$B_{\Sigma} = C_{\text{w}} + \text{ФЗП}_{\text{тн}} + \text{НЗП}_{\text{п.р}} + I_{\text{обл}} + I_{\text{утр}} + I_{\text{інш}}, \text{ тис. грн} \quad (5.11)$$
$$B_{\Sigma} = 3\,919,9248 + 33,318 + 12,39 + 148,08 + 310,97 + 9,99 = 4\,434,6728 \text{ тис. грн}$$

5.3.3 Розрахунок прибутку від реконструкції

Розрахунок прибутку від впровадження проекту реконструкції об'єкту (ΔП_{зар}) здійснено нормативним методом – від прийнятого відсотка рентабельності системи R, який приймається на рівні 11%, а саме:

$$\Delta P_{\text{зар}} = B_{\Sigma} R, \text{ тис. грн} \quad (5.12)$$
$$\Delta P_{\text{зар}} = 4\,434,6728 \times 11\% = 487,814 \text{ тис. грн}$$

5.3.4 Визначення чистих грошових потоків

Визначення результатів, що очікуються, в якості яких виступають чисті грошові потоки (ЧГП)

$$\text{ЧГП} = \Delta P_{\text{зар}} \times 0,77 + \Delta \text{АМ}, \text{ тис. грн} \quad (5.13)$$
$$\text{ЧГП} = 487,814 \times 0,77 + 148,08 = 523,69 \text{ тис. грн}$$

де $\Delta\Pi_{заг}$ – загальна сума додаткового прибутку, що очікується, грн.;
 $0,77$ – коефіцієнт, що враховує сплату податку на прибуток при ставці податку згідно законодавства – 23%;

ΔAm – приріст амортизації (зміна загальної суми амортизації) у зв'язку зі зміною вартості основних фондів під впливом заходів, що очікуються.

5.3.5 Чистий приведений дохід

Під чистим приведеним доходом розуміється різниця між приведеними до теперішньої (дійсної) вартості сумою чистого грошового потоку за період експлуатації нового обладнання і сумою інвестиційних витрат на реалізацію проекту. Чистий приведений дохід розрахований так:

$$ЧПД = \sum_{t=1}^n x \frac{ЧГП_t}{(1 + \epsilon)^t} - I_B, \text{ тис. грн.} \quad (5.14)$$

$$\begin{aligned} ЧПД &= \frac{523,69}{(1 + 0,17)^1} + \frac{523,69}{(1 + 0,17)^2} + \dots + \frac{523,69}{(1 + 0,17)^{15}} - 2\,665,44 = \\ &= 122,78 \text{ тис. грн} \end{aligned}$$

де $ЧГП$ – сума чистого грошового потоку за окремі інтервали загального періоду експлуатації проекту;

t – період життєвого циклу проекту 15 років;

n – кількість періодів в загальному розрахунковому періоді t ;

ϵ – ставка дисконту (в.о.), яка характеризує можливий рівень втрат чистих грошових потоків під впливом різних чинників протягом періоду t . Величина, що підлягає обґрунтуванню і прийнята на рівні ставки середнього позичкового

відсотка НБ України за 2010-2014 рр. $\epsilon = 17\%$ (0,17 в.о.).

Нормативне значення $ЧПД \geq 0$.

5.3.6 Індекс доходності

Індекс доходності розрахований так:

$$ЧПД = \frac{\sum_{t=1}^n x \frac{ЧГП_t}{(1 + \epsilon)^t}}{I_B}, \quad (5.15)$$

$$ЧПД = \frac{523,69}{(1 + 0,17)^1} + \frac{523,69}{(1 + 0,17)^2} + \dots + \frac{523,69}{(1 + 0,17)^{15}} = 1,05$$

Нормативне значення $ЧПД \geq 1$

5.3.7 Індекс рентабельності

Індекс рентабельності характеризує прибутковість проекту.

Розрахунок цього показника здійснено так:

$$IP = \frac{ЧП_i}{I_B}, \quad (5.16)$$

$$IP = \frac{487,814}{2\,665,44} = 0,18 \text{ тис. грн}$$

де $ЧП_i$ – середньорічна сума чистого інвестиційного прибутку за період експлуатації проекту.

5.3.8 Період окупності

Показник "періоду окупності" використаний для порівняльної оцінки ефективності.

Недисконтований показник періоду окупності визначається статичним методом і розрахований так:

$$ПО_n = \frac{I_B}{ЧГП_{сер}}, \quad (5.17)$$

$$ПО_n = \frac{2\,665,44}{523,69} = 5,09 \text{ року}$$

де $ЧГП_{сер}$ – середньорічна сума чистого грошового потоку за період експлуатації проекту (при короткострокових реальних вкладеннях цей показник розраховується як середньомісячний).

Дисконтований показник періоду окупності визначений так:

$$ПО_d = \frac{I_B}{\left[\sum_{t=1}^n \frac{ЧГП_t}{(1+e)^t} \right] \div n}, \quad (5.18)$$

$$ПО_d = \frac{2\,665,44}{2788,22 \div 15} = 14,3 \text{ року}$$

5.4 Висновки до розділу 5

Розрахований чистий приведений дохід – величина позитивна і означає, що реальна (дисконтована) віддача від впровадження проекту системи електропостачання на цю величину перевищує інвестиційні вкладення, що становлять з урахуванням податку на додану вартість 2 665,44 тис. грн.

Показники ефективності проекту зведено до таблиці 5.5

Таблиця 5.5

Показники ефективності проекту

№ п/п	Найменування затратної частини	Од. Вим.	Значення показника
1	Загальна сума інвестицій	тис.грн	2 665,44
2	Додатковий прибуток	тис.грн	487,814
3	Чистий грошовий потік	тис.грн	523,69
4	Чистий приведений дохід	тис.грн	122,78
4	Індекс доходності	-	1,05
5	Індекс рентабельності	-	0,18
6	Дисконтований показник періоду окупності	років	5,09
7	Недисконтований показник періоду окупності	років	14,3

Індекс доходності складає 1,05. Тобто віддача від впровадження проекту в 1,05 рази перевищує інвестиційні вкладання. Інакше кажучи, з кожної гривні вкладень очікується отримувати в результаті реалізації проекту 1,05 гривні віддачі.

Реальний (дисконтований) період повернення інвестицій – в межах життєвого циклу проекту і складає 2,6 року.

Таким чином, порівняння розрахованих показників з нормативними значеннями та аналіз їх дає змогу зробити висновок про доцільність реалізації проекту.

РОЗДІЛ 6. ОХОРОНА ПРАЦІ, БЕЗПЕКА ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТА ПРОТИПОЖЕЖНІ ЗАХОДИ.

6.1 Розробка заходів з безпечної експлуатації системи акумулювання електроенергії

6.1.1 Перелік основних нормативних документів

Закон України “Про охорону праці”;

Кодекс цивільного захисту України;

Закон України “Про забезпечення санітарного та епідеміологічного
благополуччя населення”;

Правила пожежної безпеки в компаніях, на підприємствах та в організаціях
енергетичної галузі України, затверджені наказом Міненерговугілля України
від 26.09.2018 року № 491;

НПАОП 40.1-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок;

НПАОП 40.1-1.21-98 Правила безпечної експлуатації електроустановок
споживачів;

НПАОП 0.00-2.01-05 Перелік робіт з підвищеною небезпекою;

НАПБ А 01 001-2014 Правила пожежної безпеки в Україні (зі змінами),
затверджені наказом МВС України від 30.12.2014 № 1417 зі змінами
внесеними наказом МВС України від 31.07.2017 року № 657;

ДСанПін 3.3.6.096-2002 Державні санітарні норми і правила при роботі з
джерелами електромагнітних полів;

ДСТУ Б В.1.1-36:2016 Визначення категорій приміщень, будинків та
зовнішніх установок за вибухо-пожежною та пожежною небезпекою;

НПАОП 40.1-1.32-01 Правила будови електроустановок.

Електрообладнання спеціальних установок;

НПАОП 0.00-1.75-15 Правил охорони праці під час вантажно-
розвантажувальних робіт;

НПА ОП 63.11-7.01-86 Роботи вантажно-розвантажувальні. Загальні вимоги безпеки (ОСТ 6.28.012-86);

ДБН А.3.1-5:2016 Організація будівельного виробництва;

Міждержавні стандарти системи безпеки праці;

ГОСТ 12.1.002-84 Электрические поля промышленной частоты.

Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах;

ДСТУ ГОСТ 12.1.038:2008 Система стандартів безпеки праці.

Електробезпека. Гранично допустимі значення напруг дотику і струмів;

ДСТУ 3273-95 Безпечність промислових підприємств. Загальні положення та вимоги;

ДСТУ 7237:2011 Система стандартів безпеки праці. Електробезпека.

Загальні вимоги та номенклатура видів захисту.

6.1.2 Заходи щодо забезпечення безпеки процесів та виробів

Всі роботи з монтажу обладнання виконуються на діючій ЛС. Тому основними вимогами з охорони праці (ОП) є вимоги, викладені в «Правилах безпечної експлуатації електроустановок», затверджених Держкомітетом

України з нагляду за охороною праці, ДБН А.3.2-2-2009 «Система стандартів безпеки праці. Охорона праці і промислова безпека у будівництві. Основні положення», «Правилах пожежної безпеки в Україні», «Правилах ТБ при производстве электромонтажных работ» і «Правилах безопасности при работе с инструментами и приспособлениями». Заходи по ОП за окремими видами робіт

детально викладені в типових технологічних картах і проекті виконання робіт.

Охорона праці і техніка безпеки при будівництві та експлуатації запроектованих об'єктів забезпечується відповідністю всіх прийятих

проектних рішень вимогам діючих норм, правил і стандартів, які враховують

умови безпеки праці, попередження виробничого травматизму, професійних

захворювань, пожеж і вибухів та захист людей від ураження електричним струмом.

Контроль за станом охорони праці та техніки безпеки під час будівництва та експлуатації здійснюється відповідними діючими службами з охорони праці, виконавців робіт на підставі системи управління охороною праці та Закону України «Про охорону праці».

6.1.3. Вказівки щодо безпечного поводження зі свинцево-кислотними акумуляторними батареями

Експлуатація АКБ повинна відбуватися у відповідності до інструкції з експлуатації, яку надає виробник.

У звичайному режимі експлуатації свинцево-кислотна батарея не становить небезпеки, як описано в інструкції із застосування, що додається до батареї.

Свинцево-кислотні батареї мають три важливі характеристики:

- Вони містять електроліт, що містить розведену сірчану кислоту. Сірчана кислота може спричинити важкі хімічні опіки.
- У процесі підзарядки або під час експлуатації батареї можуть виділяти газоподібний водень і кисень, які можуть створювати вибухонебезпечну суміш за певних обставин.
- У батареях може бути значний запас енергії, який може стати джерелом сильного електричного струму, здатного викликати важке ураження струмом у разі короткого замикання.

6.1.4. Заходи протипожежної безпеки

Заходи пожежної безпеки під час проведення будівельно-монтажних та зварювальних робіт згідно п. 8 НАПБ А.01.001-2014 забезпечуються:

- призначенням відповідальної особи будівельної організації за пожежну безпеку під час проведення робіт з технічного переоснащення підстанції;
- своєчасним виконання протипожежних заходів;
- забезпеченням засобами пожежогашіння за рахунок будівельно-монтажної організації;

– підготовкою робочого місця де проводяться зварювальні роботи (огорожами, очищенням робочого місця від горючих матеріалів).

Засоби запобігання пожежам і вибухам:

– автоматичне відключення від дії при виникненні коротких замикань;

– виконання з'єднань і відгалужень проводів за допомогою опресування, зварювання, спеціальних затискачів для зниження перехідних опорів, небезпечних у пожежному відношенні;

– заземлення обладнання згідно з ПУЕ;

– існуючі засоби первинного пожежегасіння на ПС та пояснювальні знаки, що вказують місце їх знаходження;

– застосування вогнетривких конструкцій ПС.

Індивідуальні заходи протипожежної безпеки наведено у таблиці 6.1

Таблиця 6.1

Індивідуальні заходи протипожежної безпеки

Засоби	Характеристики
Відповідні вогнегасні засоби:	CO 2 або сухі порошкові вогнегасні засоби
Невідповідні вогнегасні засоби:	Вода, якщо напруга батареї перевищує 120 В
Спеціальне захисне обладнання:	Захисні окуляри, обладнання для захисту дихальних шляхів, кислотостійкий одяг у разі великих стаціонарних акумуляторних установок чи місцях зберігання великих обсягів продукції.

6.1.5 Заходи щодо надання першої медичної допомоги

Основні діючі речовини:

Електроліт (розведена сірчана кислота) – сірчана кислота має корозійну дію і пошкоджує шкіру.

З'єднання свинцю – сполуки свинцю класифікуються як токсичні щодо дітонародження (при ковтанні).

Заходи щодо надання першої медичної допомоги при контакті з діючими речовинами наведено у таблиці 6.2

Таблиця 6.2

Заходи щодо надання першої медичної допомоги

Найменування	Дія
Електроліт (сірчана кислота)	
Після потрапляння на шкіру:	промийте водою, зніміть і випрайте намочений одяг
Після влучення кислого туману в дихальні шляхи:	подихайте свіжим повітрям, зверніться за допомогою до лікаря
Після влучення в очі:	промийте проточною водою протягом декількох хвилин, зверніться за допомогою до лікаря
Після проковтування:	негайно випийте велику кількість води, прийміть активоване вугілля, не викликайте блювання, зверніться за допомогою до лікаря
З'єднання свинцю	
Після потрапляння на шкіру:	змийте водою з милом
Після влучення кислого туману в дихальні шляхи:	подихайте свіжим повітрям, зверніться за допомогою до лікаря
Після влучення в очі:	промийте проточною водою протягом декількох хвилин, зверніться за допомогою до лікаря
Після проковтування:	промийте ротову порожнину водою, зверніться за допомогою до лікаря

6.1.6 Заходи у разі аварійного викиду

У разі проливання рідини слід застосувати:

- сполучний матеріал, наприклад, пісок, який вбирає проливу кислого;
- для нейтралізації використовуйте вапно/вуглекислий натрій;
- знешкодження та видалення проводьте згідно з офіційними місцевими

нормативами.

- не допускайте потрапляння пролитої рідини в каналізацію, ґрунт або водоймища.

6.1.7 Поводження з акумуляторними батареями та їх зберігання

Зберігайте батареї під навісом, забезпечте прохолодне довкілля - заряджені свинцево-кислотні батареї не замерзають під час падіння температури до позначки -50°C .

Не допускайте коротких замикань. Якщо виникла потреба зберігати велику кількість батарей, погодьтеся з місцевими органами охорони водних ресурсів.

При зберіганні батарей слід неухильно дотримуватись інструкцій із застосування.

6.1.8 Токсикологічна інформація

Ця інформація не застосовується до готового виробу "свинцево-кислотна батарея". Вона застосовується лише до вмісту батареї у разі поломки останньої. На державному рівні існують різні граничні значення на організм.

Електроліт (розведена сірчана кислота).

Сірчана кислота поводить ся вкрай агресивно, роз'їдаючи шкіру та слизові оболонки; попадання аерозолів у дихальні шляхи може пошкодити їх.

Свинець та його сполуки.

Свинець та його сполуки, що застосовуються в свинцево-кислотній акумуляторній батареї, можуть завдати шкоди крові, нервовій системі та ниркам при попаданні в травний тракт. Свинець, що міститься в активному матеріалі, класифікується як речовина, токсична щодо літонародження.

6.1.9 Екологічна інформація

Ця інформація важлива лише у разі поломки батареї, що призвела до викиду назовні її вмісту.

Електроліт (розведена сірчана кислота).

Щоб уникнути заподіяння шкоди каналізації кислоту перед утилізацією необхідно нейтралізувати за допомогою вапна або карбонату натрію. Шкода навколишньому середовищу може бути заподіяна зміною показника рН. Розчин електроліту вступає в реакцію з водою та органічними речовинами.

завдаючи шкоди флорі та фауні. Електроліт також може містити розчинні елементи свинцю, які можуть бути токсичними щодо водних середовищ.

Свинець та його сполуки.

Для видалення свинцю та його сполук з води необхідно застосувати методи хімічної та фізичної очистки. Стічні води, що містять свинець, не повинні зливатись без попереднього очищення.

Раніше класифікація сполук свинцю визнавала їх токсичними щодо водних середовищ (R50/53), що було викликано результатами випробувань, проведених у 80-х роках минулого століття з розчинними сполуками свинцю (ацетат

свинцю). Однак на той час не проводилося випробувань з малорозчинними сполуками свинцю, такими як оксид свинцю акумулятора. Оксид свинцю акумулятора був випробований у 2001 та 2005 роках.

Відповідні результати випробувань показали, що оксид свинцю акумулятора не є токсичним щодо навколишнього середовища, крім того, він не є токсичним за класифікацією R50, R50/53 та R51/53.

Звідси випливає, що загальна класифікація з'єднань свинцю (R50/53) не застосовується до оксиду свинцю акумулятора. Внаслідок цього до оксиду свинцю акумулятора застосовується ступінь ризику R52/53 (Шкідливо для організмів, що живуть у воді, може стати причиною тривалих небажаних впливів на водне середовище).

Види негативного впливу акумуляторного оксиду свинцю у водному середовищі:

- токсичність для риб: 96 год LC 50 > 100 мг/л;
- токсичність для дафній: 48 год EC 50 > 100 мг/л;
- токсичність для водоростей: 72 год IC 50 > 10 мг/л.

Результати свідчать про те, що сполуки оксиду свинцю акумулятора при концентрації 100 мг/л не впливають на риб і дафній. Оксид свинцю акумулятора не впливає на швидкість росту та біомасу при концентрації 10 мг/л. За класифікацією згідно з Директивою 67/548/ЄЕС необхідно брати до уваги найбільш чутливий вид негативного впливу. Враховуючи результат

токсичності для водоростей на рівні > 10 мг/л, оксид свинцю акумулятора повинен класифікуватися відповідно до ступеня ризику R52/53 (Шкідливо для організмів, що живуть у воді, може стати причиною тривалих небажаних впливів на водне середовище).

6.1.10 Утилізація відходів

На використанні свинцево-кислотні акумуляторні батареї (за Європейським класифікатором відходів EWC 16-06 01) поширюється дія нормативу Директиви Європейського союзу про акумуляторні батареї (2006/66/EC) з урахуванням його включення в національне законодавство щодо експлуатації.

Свинцево-кислотні акумуляторні батареї, що відпрацювали, переробляються на заводах для рафінування свинцю (свинцевоплавильних заводах для переробки вторсировини).

Деталі відпрацьованих свинцево-кислотних батарей піддаються простій переробці або переробці для повторного використання. У пунктах продажу виробники та імпортери батарей, і відповідно, торговці металом приймають батареї, що відпрацювали, і здають їх на переробку на свинцевоплавильні заводи для переробки вторсировини.

Для спрощення збору, простої переробки або переробки для повторного використання свинцево-кислотні акумуляторні батареї, що відпрацювали, не слід змішувати з батареями інших типів.

У жодному разі не допускається злив електроліту (розведеної сірчаної кислоти) без участі спеціалістів та застосування спеціальних технологій. Цей процес має виконуватися лише переробними підприємствами.

6.2 Заземлення системи акумуляування

В якості заземлення використовується існуючий контур заземлення підстанції. Все нове обладнання заземлюється на існуючий контур з $R=0,5$ Ом (для ПС 110 кВ), будівництво нового контуру заземлення не передбачається.

Для захисту від ураження електричним струмом при доторканні до металевих неструмоведучих частин, які можуть опинитися під напругою в разі пошкодження ізоляції, застосовуються наступні способи.

- захисне заземлення;
- занулення;
- вирівнювання потенціалу;
- захисне відключення;
- ізоляція неструмоведучих частин;
- електричний розділ мережі;

- контроль ізоляції;
- засоби індивідуального захисту.

Існуючі на даному об'єкті заходи відповідають діючим нормативам, додаткові дані робочим проектом не передбачаються.

6.3 Захист від перенапруги системи акумулювання

Навіть короточасні імпульсні кидки напруги, що у кілька разів перевищують номінальне, можуть завдати непоправної шкоди дорогій електротехніці та електроніці, а то й стати причиною пожежі. Перенапруга в мережах може виникати через грозу, аварії або перехідні процеси. Наприклад, імпульсні перенапруги можуть стати наслідком понадання блискавки в систему захисту від блискавки або ліній електропередач, перемикання потужних індуктивних споживачів, таких як електродвигуни і трансформатори, коротких замикань.

Обмежувач перенапруги в електроустановках напругою до 1 кВ називають пристроєм захисту від імпульсних перенапруг – УЗІП. Пристрої захисту від імпульсних перенапруг – якраз і покликані захистити електроустаткування від подібних ситуацій. Вони служать для обмеження перехідних перенапруг та відведення імпульсів струму на землю, зниження амплітуди перенапруги до рівня, безпечного для електричних установок та обладнання. УЗІП застосовуються як у цивільному будівництві, так і на промислових об'єктах.

У системах низької напруги УЗІП встановлюються між фазами і землею і нулем і землею, у разі розряду набувають чинності і гдунуть на собі раптовий сплеск напруги. Тобто вони приймають він впливу імпульсного перенапруги, що призначалися системі.

Для захисту кінцевого обладнання застосовуються пристрої захисту типу 3 (клас D). Цей тип УЗІП використовуються для захисту чутливого електронного обладнання поблизу якого і встановлюються. Характерні галузі застосування - ІТ- та медичне обладнання. Також актуальні для приватного будинку чи квартири – підключаються та встановлюються безпосередньо у споживачів.

УЗІП типу 3 (клас D) застосовується захисту від імпульсних перенапруг, викликаних залишковими кидками напруг та несиметричним розподілом напруги між фазою та нейтраллю. Також працюють як фільтри високочастотних перешкод. Призначені для захисту від залишкових імпульсів 1,2/50 мкс та 8/20 мкс імпульсів після УЗІП I та II класів.

6.4 Висновки до розділу 6

Всі роботи з монтажу обладнання виконуються на діючій ПС. Тому основними вимогами з охорони праці (ОП) є вимоги та пожежної безпеки, є вимоги до діючої ПС.

В якості заземлення використовується існуючий контур заземлення підстанції. Все нове обладнання заземлюється на існуючий контур з $R=0,5$ Ом, будівництво нового контуру заземлення не передбачається.

В якості захисту від імпульсних перенапруг для захисту чутливого електронного обладнання поблизу якого і встановлюються використовуються УЗІП типу 3 (клас D). Характерні галузі застосування - ІТ- та медичне обладнання.

Для захисту від ураження електричним струмом при доторканні до металевих не струмоведучих частин, які можуть опинитися під напругою в разі пошкодження ізоляції, застосовуються наступні способи

Експлуатація АКБ повинна відбуватися у відповідності до інструкції з експлуатації, яку надає виробник.

Безпека експлуатації АКБ повинна відбуватися у відповідності до інструкції з експлуатації, яку надає виробник.

У звичайному режимі експлуатації свинцево-кислотна батарея не становить небезпеки, як описано в інструкції із застосування, що додається до батареї.

Свинцево-кислотні батареї мають три важливі характеристики:

– Вони містять електроліт, що містить розведену сірчану кислоту. Сірчана кислота може спричинити важкі хімічні опіки.

– У процесі підзарядки або під час експлуатації батареї можуть виділяти газоподібний водень і кисень, які можуть створювати вибухонебезпечну суміш за певних обставин.

– У батареях може бути значний запас енергії, який може стати джерелом сильного електричного струму, здатного викликати важке ураження струмом у разі короткого замикання.

Основні токсичні речовини які містять акумуляторні батареї це електроліт (розведена сірчана кислота) та з'єднання свинцю. Але у разі збереження цілісності батареї вони не становлять небезпеки.

Додаткову увагу необхідно звернути на утилізацію використаних та пошкоджених акумуляторних батарей, але враховуючи довгий строк служби це не має становити незручностей чи значних додаткових витрат. На використані свинцево-кислотні акумуляторні батареї (за Європейським класифікатором відходів EWC 16 06 01) поширюється дія нормативу Директиви Європейського союзу про акумуляторні батареї (2006/66/EC) з урахуванням його включення в національне законодавство щодо експлуатації.

Свинцево-кислотні акумуляторні батареї, що відпрацювали, переробляються на заводах для рафінування свинцю (свинцевоплавильних заводах для переробки вторсировини).

ВИСНОВКИ.

У роботі розглянуто застосування системи акумуляування електроенергії у мережі оператора розподілу електроенергії ПРАТ «ДТЕК Київські регіональні електромережі». Об'єктом застосування системи було обрано електричну підстанцію ПС 110/10 кВ.

Був виконаний огляд системи акумуляування електроенергії для власних мереж оператора розподілу електроенергії та наведено методики розрахунку системи акумуляування електроенергії на базі акумуляторних батарей та виконано вибір системи накопичення електроенергії для системи оперативного струму на діючій підстанції ПС 110/10 кВ.

Наведено короткий опис методів симулювання, наведено деякі підходи та результати моделювання АКБ у паралельно-послідовних групах, які можуть бути використані для проектування накопичувальних блоків для локальних енергетичних систем.

Дослідження ефективності застосування системи накопичення електроенергії для системи оперативного струму на ПС 110/10 кВ показало, що заміна застарілого обладнання на сучасне з високотехнологічними властивостями, яке не вимагає постійного технічного обслуговування на протязі всього терміну експлуатації дасть можливість уникати аварійних ситуацій, тривалого знеструмлення споживачів, фінансових збитків в мережах оператора системи розподілу.

Розглянуто можливий сценарій виникнення аварійної ситуації на ПС-110/10 кВ, від відмови в роботі системи оперативного струму підстанції та визначено орієнтовні характеристики наслідків від відмови, які визначені як СС2- середні наслідки.

В якості рекомендацій щодо застосування систем накопичення електроенергії в системах оперативного струму підстанцій, було зроблено висновок, що застосування єдиної технології джерел оперативного струму на базі акумуляторних батарей з високим рівнем системи самоаналізу роботи джерел оперативного струму, за рахунок інтеграції до єдиної системи

керування і моніторингу, дозволить зменшити витрати на періодичність аналізу технічного стану роботи акумуляторних батарей. Дослідження впливу деградації параметрів окремих АКБ на групу всієї групи, показало, що виявлення дефектних АКБ і заміна на нові, підвищує безвідмовність роботи всієї системи акумуляування електроенергії, що в свою чергу зведе до мінімуму раптову відмову системи. Як наслідок підвищується безвідмовність роботи всієї підстанції.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. План розвитку системи розподілу з 2021 року до 2025 року ПРАТ «ДТЕК Київські регіональні електромережі».

2. Наукова стаття: Системи акумулювання електроенергії, аналіз можливостей та їх поєднання для застосування в енергосистемі.: ISSN 2224-0349 (print). Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика надійність та енергоефективність, № 10 (1286) 2018 УДК 620.93 - Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут А.

В. ІВАХНОВ, О.П. ЛАЗУРЕНКО, С. О. ФЕДОРЧУК.

3. Наукова стаття: Системи акумулювання електроенергії, аналіз можливостей та їх поєднання для застосування в енергосистемі.: ISSN 2224-0349 (print). Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика надійність та енергоефективність, № 10 (1286) 2018 УДК 620.93 -

Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут А.

В. ІВАХНОВ, О.П. ЛАЗУРЕНКО, С. О. ФЕДОРЧУК.

4. Стаття «Перспективи розвитку гібридних енергетичних систем Синєглазов Віктор Михайлович Завідувач кафедри авіаційних комп'ютерно-інтегрованих комплексів Національного авіаційного університету д.т.н., проф.,

лауреат Державної премії України, Заслужений діяч науки і техніки України»

<https://enerhodzherela.com.ua/analitika/%D0%9F%D0%B5%D1%8C%D1%81%D0%BF%D0%BA%D1%82%D0%B8%D0%B2%D0%B8>

5. Наукова стаття: Системи акумулювання електроенергії, аналіз можливостей та їх поєднання для застосування в енергосистемі.: ISSN 2224-

0349 (print). Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика надійність та енергоефективність, № 10 (1286) 2018 УДК 620.93 -

Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут А.

В. ІВАХНОВ, О.П. ЛАЗУРЕНКО, С. О. ФЕДОРЧУК.

6. Наукова стаття: НОВІТНІ ТЕХНОЛОГІЇ АКУМУЛЮВАННЯ ЕНЕРГІЇ. Вінницький національний технічний університет К. В. Юхимчук УДК 620.9+62-65

7. Монографія ОСОБЛИВОСТІ КОМБІНОВАНИХ ЕНЕРГОСИСТЕМ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ / М. П. Кузнецов / Інститут відновлюваної енергетики Національної академії наук України УДК 620.9

Особенности комбинированных энергосистем с возобновляемыми источниками энергии: монография / М. П. Кузнецов. — Київ: ІВЕ, 2022. — 142 с.

8. Shepherd, C. M. Design of Primary and Secondary Cells. Part 2. An Equation Describing Battery Discharge / C. M. Shepherd // Journal of Electrochemical Society. 1965. Vol. 112, Iss. 7. P. 657–664.

9. Tremblay, O. Experimental Validation of a Battery Dynamic Model for EV Applications / O. Tremblay, L.-A. Dessaint // World Electric Vehicle Journal. 2009. Vol. 3, Iss. 2. P. 289–298.

10. Krasucki, J. Projektowanie hybrydowych elektro-hydraulicznych układów napędowych / J. Krasucki, A. Rostowski. Radom, 2010.

11. Comprehensive Review on Energy Storage Systems: Types, Comparison, Current Scenario, Applications, Barriers, and Potential Solutions, 7 Policies, and Future Prospects. Ekhas Hossain, Hossain Mansur Resalat Faruque, Md. Samiul Haque Sunny, Naem Mohammad and Nafiu Nawar. Energies MDPI. Published: 15 July 2020. 127 p.

12. Technology Overview on Electricity Storage. Overview on the potential and on the deployment perspectives of electricity storage technologies. M.-Sc. Georg Fuchs, Dipl.-Ing. Benedikt Lunz, Dr. Matthias Lenthold, Prof. Dr. rer. nat. Dirk Uwe Sauer. Smart Energy for Europe Platform GmbH (SEFEP). 2012. 66 p.

13. Handbook on battery energy storage system. Asian development bank. 2018. 94 p.

14. Solving Challenges in Energy Storage. Spotlight. Office of technology transitions. Energy.gov/technologytransitions. 2018. 51 p.

15. Guidelines to implement battery energy storage systems under publicprivate partnership structures. The World Bank Group. PPIAF Enabling infrastructure investment. 2023. 112 p.

16. Energy storage systems - Characteristics and comparisons. H. Ibrahim, A. Pinca, J. Perron. Renewable and sustainable energy reviews. ScienceDirect. Elsevier Ltd. Renewable and Sustainable Energy Reviews 12 (2008) 1221 – 1250. 30 p.

17. ДСТУ ІЕС 62040-3:2004. Агрегати безперебійного живлення. Частина 3. Загальні технічні вимоги Методи випробовування

18. СДУ-Н МЕВ 42.2-37471933-45:2011. Терміни проектування та будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та лінії електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. Норми

19. ДСТУ Б А.3.1-22:2013 Визначення тривалості будівництва об'єктів

20. ДСТУ 8855:2019 Будівлі та споруди. Визначення класу наслідків (відповідальності)

21. ДБН В.1.2-14:2018 Система забезпечення надійності та безпеки будівельних об'єктів. Загальні принципи забезпечення надійності та конструктивної безпеки будівель та споруд

22. ДСТУ Б Д.1.1-Г:2013 Правила визначення вартості проектних робіт та експертизи проектів будівництва

23. ПУЕ - Правила улаштування електроустановок

24. ГКД 341.004.001-94 Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ.

25. Інструкція з експлуатації шафи ЩОТ1-М шифр: ЕАБР.656574.003-01 РОТОВ «РЗА СИСТЕМЗ» <https://rzasystems.com/product/shot1m/>

26. Технічний паспорт – Стационарні свинцево-кислотні герметизовані акумулятори, що не обслуговуються Технологія dryfit: Sonnenschein A400/FT, A500, A600 OPzV, A700 (CGiV) Компанія GNB Industrial Power, яка входить до концерну Exide Technologies.