

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(повна назва факультету)

Кафедра електричної інженерії
(повна назва кафедри)

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

магістр

(назва освітнього ступеня)

на тему: Дослідження режимів роботи Smart Grid
з використанням накопичувачів енергії

Виконав: студент 6 курсу, групи ЕТм-62
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва спеціальності)

Ярошевський М.С.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник Оробчук Б.Я.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Нормоконтроль Коваль В.П.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Завідувач кафедри Коваль В.П.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент
(підпис) (прізвище та ініціали)

Тернопіль
2025

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(повна назва факультету)

Кафедра електричної інженерії
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
Коваль В.П.
(прізвище та ініціали)
« » 2025 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня магістр
(назва освітнього ступеня)

за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

студенту ЯРОШЕВСЬКОМУ Михайлу Степановичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Дослідження режимів роботи Smart Grid
з використанням накопичувачів енергії

Керівник роботи Оробчук Богдан Ярославович, к.т.н., доцент
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, місце зв'язку)

Затверджені наказом ректора від « 10 » жовтня 2024 року № 4/7-984

2. Термін подання студентом завершеної роботи квітень, 2025 р.

3. Вихідні дані до роботи Адаптивна система електропостачання змінного струму із системою накопичення енергії, однолінійна схема системи накопичення енергії, вихідні параметри потужності досліджуваної системи, потужність у точці підключення системи накопичення

4. Зміст роботи (перелік питань, які потрібно розробити)

1. Аналітичний розділ
2. Проектно-конструкторський розділ
3. Розрахунково-дослідницький розділ
4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, слайдів)

1. Актуальність теми, предмет і об'єкт дослідження, поставлені задачі та шляхи їх розв'язку
2. Загальна структура системи накопичення енергії
3. Однолінійна схема системи накопичення енергії
4. Схема системи керування акумуляторними батареями та підключення кіл власних потреб
5. Типова схема системи накопичення енергії та її структура
6. Моделі системи накопичення енергії на базі ШІМ-перетворювача
7. Графічні результати дослідження режимів роботи розробленої моделі
8. Загальні висновки до кваліфікаційної роботи

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці	Гурик О.Я., к.т.н. , доцент		
Безпека в надзвичайних ситуаціях	Клепчик В.М. , ст. викладач		
Нормоконтроль	Коваль В.П., к.т.н. , доцент		

7. Дата видачі завдання жовтень 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

[illegible]

Студент

(minutes)

Ярошевський М.С.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Оробчук Б.Я.

(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Ярошевський М.С. Дослідження режимів роботи Smart Grid з використанням накопичувачів енергії. 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка; Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕТм-62. – Тернопіль: ТНТУ, 2024.

Стор. - 74; рис. - 45; табл. - 2; слайдів - 20; джерел – 33

Розвиток силової електроніки та зниження ціни комплектуючих накопичення електроенергії викликали появу систем накопичення енергії, що забезпечують економічну та технічну ефективність проектів із застосування цих систем. Для дослідження перехідних процесів в енергетичних системах із системами накопичення енергії потрібно мати спрощену математичну модель такої системи. Практики розробки подібних моделей в українській енергетиці нема, а це ускладнює вибір параметрів та роботи алгоритмів систем управління системами накопичення енергії.

У кваліфікаційній роботі представлено методику вибору параметрів системи накопичення енергії та опис розробленої її моделі, з допомогою якої проведено розрахунки застосування системи накопичення енергії для забезпечення збереження стійкості паралельної роботи генераторів, обмеження швидкості зміни потужності навантаження, обмеження верхнього та нижнього значення навантаження. Розрахунки та порівняння з реальними випробуваннями показали, що представлена модель системи накопичення енергії може бути використана для розрахунку електромеханічних перехідних процесів в енергосистемах з системами накопичення енергії.

Ключові слова: система накопичення енергії; математична модель; дизель-генераторна установка; автономна енергосистема; різко змінне навантаження; стійкість паралельної роботи синхронних генераторів.

ABSTRACT

Yaroshevsky M. Testing of Smart Grid operation modes using energy storage. 141 - Electrical Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics. Ternopil Ivan Puluj National Technical University. Faculty of Applied Information Technologies and Electrical Engineering. Chair of Electrical Engineering, group ETm-62. – Ternopil: TNTU, 2024.

Page – 74; Illustrations – 45; Tables – 2; Blueprints – 20; Sources – 33

The development of power electronics and the reduction in the price of electricity storage components have led to the emergence of energy storage systems that ensure the economic and technical efficiency of projects using these systems. To study transient processes in energy systems with energy storage systems, it is necessary to have a simplified mathematical model of such a system. There is no practice of developing such models in the Ukrainian energy sector, which complicates the selection of parameters and the operation of algorithms for energy storage system control systems.

The qualification work presents a methodology for selecting parameters of the energy storage system and a description of its developed model, with the help of which calculations were made for the use of the energy storage system to ensure the stability of parallel operation of generators, limit the rate of change of load power, limit the upper and lower load values. Calculations and comparison with real tests showed that the presented model of the energy storage system can be used to calculate electromechanical transients in power systems with energy storage systems.

Key words: energy storage system; mathematical model; diesel generator set; autonomous energy system; sharply variable loading; stability of parallel operation of synchronous generators.

ЗМІСТ

ВСТУП	7
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	11
1.1 Аналіз концепції інтелектуальної мережі	11
1.2 Аналіз системи накопичення енергії	13
1.3 Варіанти застосування системи накопичення енергії	14
1.4 Аналіз адаптивної системи електропостачання віддалених об'єктів	20
1.5 Висновки до розділу 1	22
2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	23
2.1 Розробка структури досліджуваної системи	23
2.2 Конструктивне виконання підсистеми перетворення	26
2.3 Конструктивне виконання підсистеми керування	29
2.4 Конструктивне виконання підсистеми накопичення	31
2.5 Конструктивне виконання підсистеми розподілу	35
2.6 Конструктив модульного приміщення та допоміжної підсистеми	36
2.7 Висновки до розділу 2	37
3 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ	38
3.1 Розрахунок потужності досліджуваної системи	38
3.2 Розрахунок енергетичної ємності системи накопичення енергії	40
3.3 Умови реалізації функцій системи накопичення енергії	43
3.4 Розробка структури моделі системи накопичення енергії	45
3.5 Дослідження режимів роботи розробленої моделі	50
3.6 Висновки до розділу 3	60
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	62
4.1 Захист персоналу у діючих електроустановках	62
4.2 Розрахунок блискавкозахисту об'єкта	64
4.3 Висновки до розділу 4	68
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	69
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	70

ВСТУП

Актуальність теми. На даний час системи накопичення енергії знаходять активне використання при розв'язку різних задач у багатьох країнах. Згідно даних проведених досліджень фірмою Bloomberg New Energy Finance до 30-х років цього століття сумарна встановлена потужність електричних накопичувачів енергії у світі повинна скласти біля 130 ГВт [1]. Останніми роками інтенсивний розвиток новітніх систем перетворення енергії та зменшення вартості акумуляторних батарей започаткували створення систем накопичення енергії з такими параметрами, які зможуть дозволити реалізовувати проєкти, що є ефективними з технічної точки зору та доцільними з економічної, Єдиної енергетичної системи України, а також в самостійних енергосистемах. У 2017 році Президентом України було підписано Закон про використання в Україні накопичувачів енергії з метою збалансувати роботу енергетичної системи та підвищення стабільності електричного постачання для споживачів [2].

Для проведення обчислень режимів та перехідних процесів в системах енергетики з системами накопичення енергії потрібно мати розроблені математичні моделі. Сьогодні в українській електроенергетиці системи накопичення енергії існує практика проведення розробок високоточних деталізованих математичних моделей систем накопичення енергії за допомогою програмних комплексів MATLAB та PSIM. Поки що режим покрокового моделювання обладнання силової електроніки та блоків накопичення енергії створює моделі систем накопичення енергії вимогливими до обчислювальних ресурсів та непридатними для розрахунку у складі енергетичних систем з багатьма вузлами, а також для тривалих електромеханічних перехідних процесів. Для використання деталізованої моделі системи накопичення енергії потрібно володіти великим обсягом інформації про параметри компонентів системи накопичення енергії, що ускладнює процес підготовки моделі до розрахунку спеціалістами проєктних організацій і є одним із елементів, що обмежують застосування таких моделей. Одним із способів розробки моделей систем накопичення енергії в практичному використанні може бути розробка спрощених моделей, що достатні для виконання розрахунків встановлених режимів і електромеханічних перехідних процесів [3].

Оскільки виробництво електричної енергії вітровими генераторами та сонячними панелями є нестабільними, то системи зберігання енергії набувають важливого атрибуту систем енергозабезпечення. Варто зауважити, що накопичена протягом дня електрична енергія подається в мережу під час пікових моментів споживання, коли виробленої сонячною електростанцією енергії виявляється недостатньо для потреб споживачів. Тут необхідно прийняти до уваги той факт, що система накопичення та зберігання енергії виступає не просто акумулятором, оскільки відомі світові виробники вкладають в це поняття трохи інше трактування. В цьому випадку для споживача пропонується комплексний підхід, який включає в себе накопичувачі та програмні рішення для забезпечення контролю їх стану і оптимального розподілу навантаження [4].

Приведений вище аналіз дозволяє стверджувати, що дослідження режимів роботи розумних енергосистем з використанням накопичувачів енергії є доволі актуальною задачею, оскільки ці системи вже володіють економічним потенціалом при дотриманні певних умов, зокрема, при врахуванні державних дотацій для проектів щодо зберігання енергії та економічних втрати у випадку перебоїв подачі електричної енергії. Також при розробці систем зберігання енергії необхідно вибрати найоптимальнішу технологію для досягнення поставленої задачі, хоча використання декількох технологій може бути дорожчим проектом, але розроблена система стає значно гнучкішою. Актуальність цієї тематики ще полягає в тому, що розвиток ринку систем зберігання енергії може докорінно змінити наявну модель енергозабезпечення масових споживачів. Відомо, що нетрадиційна енергетика використовується в більшості випадків для вирішення миттєвих потреб в енергії, а системи зберігання енергії можуть допомогти компенсувати різницю між циклами вироблення енергії та навантаження на мережу. В майбутньому джерела енергії на відновлюваній основі будуть частіше приходити на заміну звичному для нас вугіллю і газу.

В кваліфікаційній роботі в якості програмного обчислювального комплексу для формування моделі системи акумулювання енергії та здійснення подальших розрахунків перехідних процесів в енергосистемах з системами накопичення енергії було обрано комплексну систему обчислення та планування електричних

навантажень DIgSILENT PowerFactory. При використанні цієї програми можна розраховувати встановлені режими, за діючими значеннями – перехідні електромеханічні процеси, за миттєвими значеннями – перехідні електро-магнітні процеси, а також програма надає користувачеві широкий функціонал для розробки моделей з використанням графічних і скриптових методів моделювання.

Мета і завдання досліджень. Метою кваліфікаційної роботи є розробка та впровадження математичної моделі системи акумулювання енергії, яку можна використати при аналізі електромеханічних перехідних процесів в енергосистемах з системами накопичення енергії.

Для досягнення мети було поставлено та вирішено наступні задачі:

- виконано розробку базової моделі системи акумулювання енергії для проведення розрахунків електромеханічних процесів;
- розроблено моделі складників базової моделі системи акумулювання енергії;
- виконано налаштування моделі системи акумулювання енергії до виконання розрахунків електромагнітних перехідних процесів;
- розраховано за допомогою моделі використання системи акумулювання енергії для підтримки стійкої паралельної роботи генераторів при відсутності зв'язку в системі у випадку трифазного та несиметричного коротких замикань;
- розраховано за допомогою моделі використання системи акумулювання енергії для зменшення швидкості зміни потужності навантаження в автономній енергетичній системі з графіком навантаження, який було отримано за результатами вимірювань на досліджуваному об'єкті;
- здійснено верифікацію моделі через порівняння розрахунків із реальними випробуваннями системи накопичення енергії, що реалізує функції обмеження швидкості зміни потужності навантаження та обмеження верхньої і нижньої межі потужності навантаження.

Об’єктом дослідження: інтелектуальні електричні мережі з використанням накопичувачів енергії.

Предметом дослідження: режими роботи, які виникають в інтелектуальних електромережах при використанні накопичувачів енергії.

Наукова новизна одержаних результатів полягає у запропонованому підході до модернізації електромереж з використанням інноваційних комунікаційних технологій для збору інформації щодо генерації та споживання енергії з метою автоматичного підвищення ефективності, надійності, економічного ефекту та стабільності виробництва і розподілу електричної енергії.

Практичне значення отриманих результатів роботи: отримані результати дозволяють використовувати розглянуті режими у системах електроенергетики, зокрема на базі поновлюваних джерел енергії, з метою стабілізації напруги й компенсації пікових навантажень, ефективного накопичення електроенергії при основних навантаженнях і її віддачі під при пікових і проміжних навантаженнях.

Апробація результатів роботи. Базові положення кваліфікаційної роботи і її результати доповідалися на XII науково-технічній конференції (18–19 грудня 2024 р., м. Тернопіль).

Публікації. Згідно результатів виконаних досліджень опублікована одна теза доповідей «Аналіз кібербезпеки цифрових підстанцій». Матеріали XII науково-технічної конференції «Інформаційні моделі, системи та технології» Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя, (Тернопіль, 18–19 грудня 2024 р.). – Тернопіль : Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя, 2024. – 238 с.

Структура роботи. Робота складається зі вступу, 4 розділів, висновків, переліку посилань (33 найменування). Загальний обсяг текстової частини становить 74 сторінки, 2 таблиці та 45 рисунків.

1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА

1.1 Аналіз концепції інтелектуальної мережі

Термінологія інтелектуальна мережа («розумна», Smart Grid) була введена ще на початку 2003 року у статті «Попит надійності керуватиме інвестиціями», однак до загального означення поняття у світовій практиці до теперішнього часу не прийшли [3]. Термінологія Smart Grid використовує певні ознаки, уявлення про які в різних регіонах світу має різні трактування [5].

Наприклад, енергетики США виділяють наступні ознаки Smart Grid [6]:

- ✓ процес самовідновлення після перебою подачі електричної енергії;
- ✓ активна участь споживачів у роботі енергетичної системи;
- ✓ захищеність до фізичного та інформаційного доступу зловмисників;
- ✓ режим забезпечення найкращої якості електричної енергії;
- ✓ синхронізація роботи генерації та системи накопичення енергії;
- ✓ впровадження новітніх високотехнологічних ринків та послуг;
- ✓ ріст загальної ефективності функціонування енергетичної системи.

Енергетики Євросоюзу виділяють наступні ознаки Smart Grid [7]:

- ✓ процес гнучкості, тобто налаштування мережі під вимоги споживачів;
- ✓ процес доступності електромережі для нових підключень, зокрема, генеруючих установок споживачів;
- ✓ процес надійності електричної енергії згідно вимог цифрових технологій;
- ✓ процес економічності через впровадження інноваційних технологій при побудові електромереж, управління та регулювання;
- ✓ процес безпеки для людей та навколишнього середовища.

Енергетики України виділяють наступні ознаки Smart Grid [8]:

- ✓ присутність елементів та механізмів для зміни топологічних параметрів електромережі у реальному часі;
- ✓ процес взаємодії із суміжними енергетичними системами в реальному часі;

- ✓ присутність системи датчиків з метою вимірювання поточних режимних показників;
- ✓ присутність програмної та апаратної системи збору/обробки даних з метою оцінки стану електромережі;
- ✓ присутність засобів управління діючими елементами електромережі (електрообладнанням споживачів);
- ✓ присутність засобів автоматизованої оцінки реальної ситуації в електромережі з прогнозуванням її розвитку;
- ✓ можливість швидкого інформаційного обміну та системи управління.

Надзвичайно змістовно ідеологію концепції інтелектуальної мережі відображає визначення, яке сформулював Інститут інженерів електроніки та електротехніки: Smart Grid представляє собою концепцію інтегрованої, саморегулюючої, самовідновлюваної електричної енергетичної системи, що володіє мережевою топологією, включає генеруючі джерела, мережі та всі типи споживачів електричної енергії, керування якими здійснюється в режимі реального часу разом мережею інформаційних і керуючих пристроїв та систем [9].

У якості вітчизняного варіанту концепції Smart Grid з ініціативи "ДТЕК Мережі" було запропоновано концепцію розвитку інтелектуальних мереж на прикладі Київської області, що може бути базовим варіантом для модернізації електромереж по усій Україні. Відповідно до цієї ініціативи було розпочато розробку концепції побудови інтелектуальних енергетичних систем з активно-адаптивною мережею (ІЕС ААС).

Інтелектуальна електроенергетична система з активно-адаптивною мережею представляє собою електричну енергетичну систему новітнього покоління, що базується на мультиагентному підході до організації та управління режимом функціонування і розвитком, а також забезпечує ефективне застосування людських, соціально-виробничих і природних ресурсів для ефективного, якісного, надійного електричного постачання споживачів за допомогою гнучкої взаємодії генерації, електромереж і споживачів та сучасних технологічних засобів і єдиної ієрархічної системи інтелектуального управління.

Основою інтелектуальної електроенергетичної системи з адаптивною мережею є використання таких передових та якісних технологій [10]:

- ✓ електричні кабелі, силові трансформатори, обмежувачі на струми короткого замикання, що використовують надпровідність;
- ✓ системи накопичення електричної енергії;
- ✓ пристрої струмового обмеження;
- ✓ сучасні цифрові підстанції;
- ✓ передові технології керованої електропередачі;
- ✓ використання постійного струму та передача постійного струму;
- ✓ використання вибухозахисту маслонаповненого обладнання;
- ✓ впровадження моніторингу та діагностики електромереж.

Отже, системи накопичення енергії виступають важливим елементом для побудови інтелектуальних електричних енергетичних систем. Даліше в кваліфікаційній роботі буде розглянуто функції систем акумуляування енергії, долю яких можна успішно реалізувати також і в енергетичних системах традиційної концепції.

1.2 Аналіз системи накопичення енергії

Системи накопичення енергії можуть бути використані для акумуляування, зберігання електроенергії і віддачі її в електромережу або навантаження для підтримання роботи енергосистеми, підвищення її ефективності та підтримки встановленої якості електроенергії. Можливості системи накопичення енергії дозволяють розв'язати деякі задачі для об'єктів єдиної енергетичної системи і об'єктів автономних енергосистем [11].

Використання систем акумуляування енергії дозволяє покращити робочу продуктивність та надійність енергосистеми, ефективність використання відновлюваних джерел енергії, гарантувати регулювання рівноваги генерації та витрат, отримання доступу енергії у разі відсутності живлення від початкових джерел, встановлені параметри якості електричної енергії, знизити потрібну

потужність підключення до електромережі, збитки та підвищити ресурс генераторного обладнання за рахунок роботи в оптимальному режимі.

Функції, покладені на системи накопичення енергії, можна поділити на наступні класи [12]:

1) **клас А** включає функції для короткочасного використання систем акумуляування енергії, де обладнання може споживати або видавати потрібну енергію протягом невеликого робочого циклу (до 1 год.);

2) **клас В** включає функції для тривалого використання систем накопичення енергії, де обладнання може споживати або видавати потрібну протягом великого робочого циклу (більше однієї години);

3) **клас С** включає функції запасного джерела живлення під час аварійного режиму у випадку недоступності основного джерела живлення.

Система накопичення енергії є багатофункціональним пристроєм і може виконувати широкий набір функцій, що відносяться до одного або кількох згаданих вище класів, зокрема, вихідні активні та реактивні потужності такої системи можна регулюватися незалежно один від одного. Цим можна пояснити синергетичний ефект застосування накопичувачів у енергетичній системі [12].

1.3 Варіанти застосування системи накопичення енергії

Включення відновлюваних джерел енергії в енергосистему. У зв'язку з нестабільним режимом змінювання в часі виробленої потужності обладнанням на базі відновлюваних джерел енергії їх поєднують з класичної генерацією, наприклад, дизельними електростанціями. Така електростанція може гарантувати стабільний рівень вироблення найменшої потрібної потужності та допоміжну потужність під час недостачі потужності відновлюваних джерел (рисунок 1.1, а).

Згадана енергетична система має такі характерні недоліки:

- ✓ дизельна електростанція бере на себе вібрацію потужності навантаження і, як наслідок, підвищену витрату палива та прискорене зменшення мото-ресурсу;
- ✓ дизельна електростанція не може приймати потужність, відповідно навантаження подібної системи завжди є більшим, ніж пік вироблення енергії відновлюваними джерелами, що обмежує її застосування.

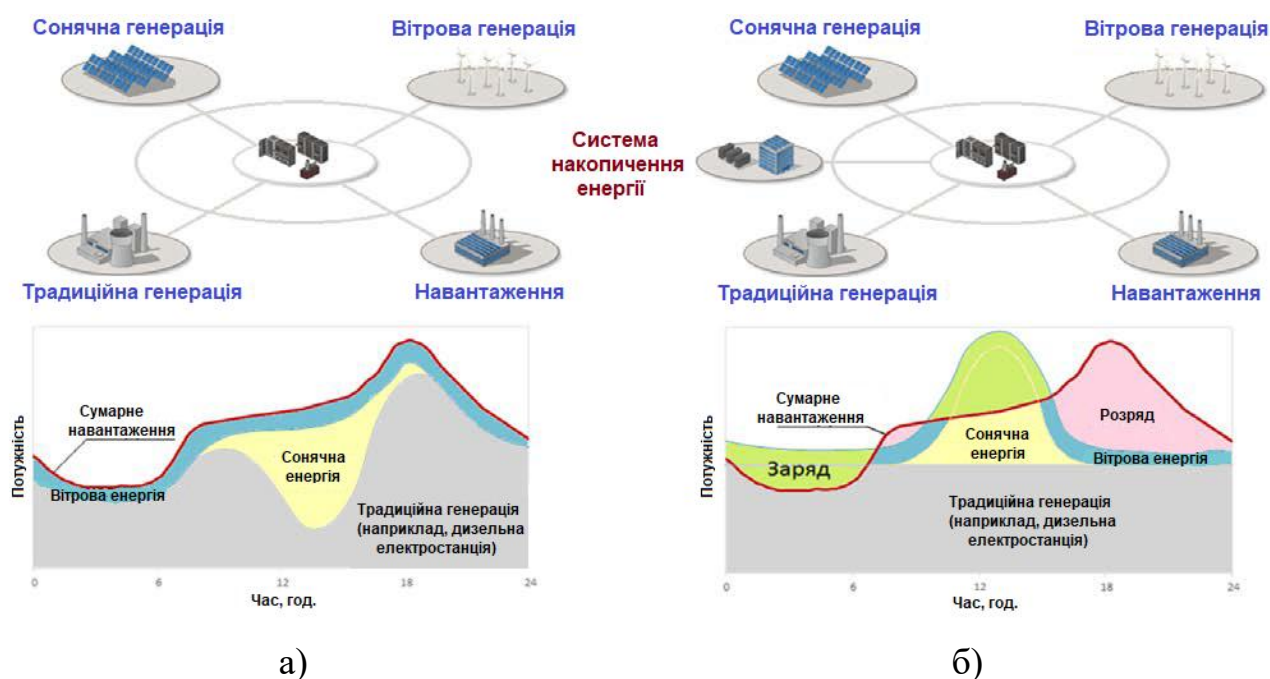


Рисунок 1.1 – Співвідношення вироблення та споживання в енергетичній системі з відновлювальними джерелами енергії без системи накопичення енергії (а) та з системою накопичення енергії (б)

Приведені фактори зумовлюють низький коефіцієнт використання встановленої потужності джерел відновлюваної енергії, невеликі економічні показники їх використання, проблеми з якістю електричної енергії і ін.

Застосування системи накопичення енергії у розглянутій енергетичній дозволяє використати її функції координації графіків навантаження і генерації (рис. 1, б). У цьому випадку дизельна електростанція працює в основному режимі майже з стабільною потужністю, що дозволяє забезпечити мінімальні витрати палива та моторесурсів. Така система акумулювання енергії може також працювати як джерело маневреної потужності, тобто приймати зайву вироблену енергію під час піків генерації потужності та підтримувати стабільність паралельної роботи [12].

Отже, можна стверджувати, що системи накопичення енергії дозволяє забезпечити ефективне інтегрування обладнання на базі з відновлювальними джерелами енергії в електроенергетичну систему з паралельним ростом технічних та економічних параметрів. Згадану систему накопичення енергії можна буде використати у складі енергетичних систем з відновлювальних джерел енергії, зокрема, сонячної, вітрової та ін.

Характерною проблемою сонячної генерації є залежність графіка виробленої потужності від наявних метеоумов та часу доби. Застосування системи накопичення енергії дозволяє синхронізувати графік потужності навантаження з реальним графіком споживання. Також система накопичення енергії заряджається під час понаднормової генерації та розряджається під час дефіциту генерованої потужності (рис. 1.2) [13].

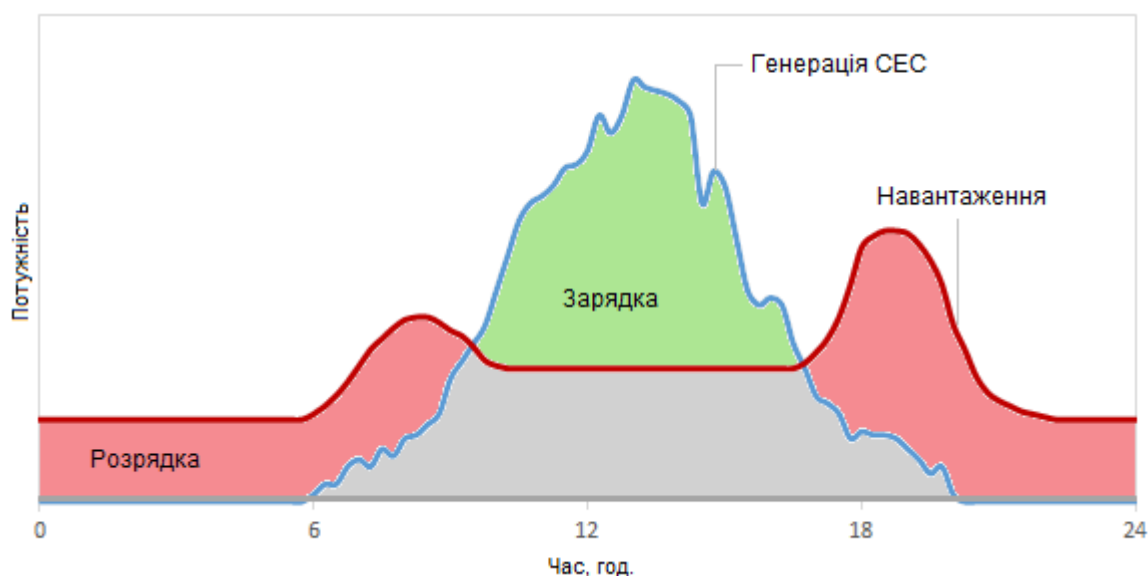


Рисунок 1.2 – Діаграма споживання потужності при одночасній роботі системи накопичення енергії із сонячною електростанцією

Основна проблема вітрогенерації полягає у доволі складному передбаченні графіка генерованої потужності, а система накопичення енергії дозволяє синхронізувати графік генерації з графіком споживання (рис. 1.3) [13].

Зниження пікової потужності. При впровадженні системи накопичення енергії функції обмеження максимальної потужності можна задати уставку максимально допустимої потужності (рис. 1.4). При перевищенні потужності уставки можна відмітити той факт, що система накопичення енергії починає видавати потужність.

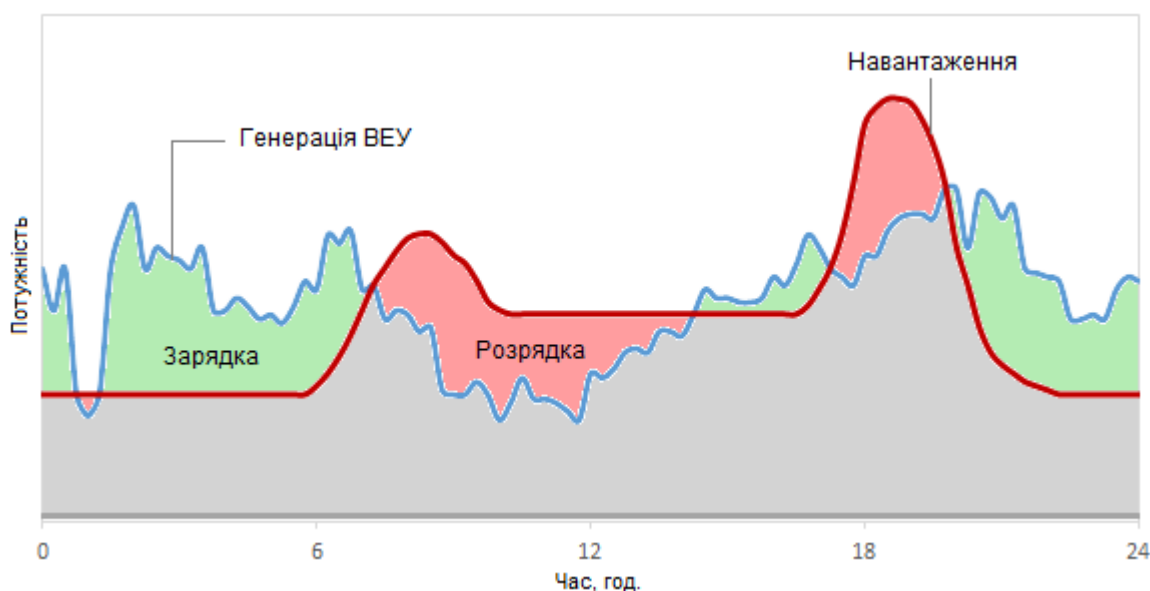


Рисунок 1.3 – Режим споживання потужності при паралельній роботі системи накопичення енергії з вітровою електростанцією

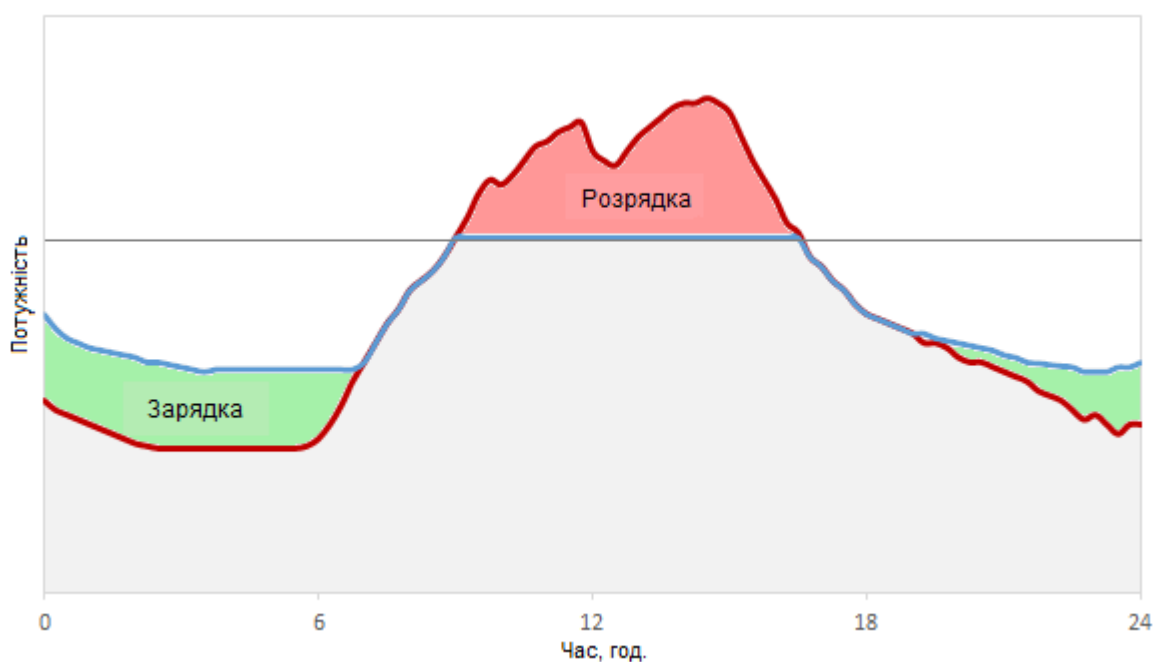


Рисунок 1.4 – Режим споживання потужності при паралельній роботі зі системою накопичення енергії при обмеженні максимальної споживаної потужності

У цьому випадку загальна потужність встановлюється тільки на рівні уставки. Заряд системи накопичення енергії здійснюється у інші періоди, що задаються часовим діапазоном, певними параметрами потужності споживання або іншими чинниками.

Зниження пікової потужності є актуальним у наступних випадках [14]:

✓ технологічне приєднання споживачів зі великим піковим навантаженням (споживач може встановити систему накопичення енергії для зменшення необхідної потужності технологічного приєднання);

✓ відмова від реконструкції підстанцій або ліній електропередачі з метою збільшення потужності (система накопичення енергії може знизити пікову потужність перетікання лініями електропередачі або завантаження силового трансформатора на підстанції, вивільнити потужність для підключення додаткових споживачів);

✓ зниження в автономній енергетичній системі заданої потужності генеруючих установок (приєднання до проекту системи накопичення енергії може знизити пікову потужність навантаження та задіяти генеруючі установки з меншою потужністю);

✓ зниження втрат енергії у фідерах довгих ліній електропередачі (великі втрати у фідерах до віддалених споживачів зазвичай обумовлені великою піковою потужністю, а використання системи накопичення енергії для зменшення піку споживання призводить до значного зниження втрат (рис. 1.5).

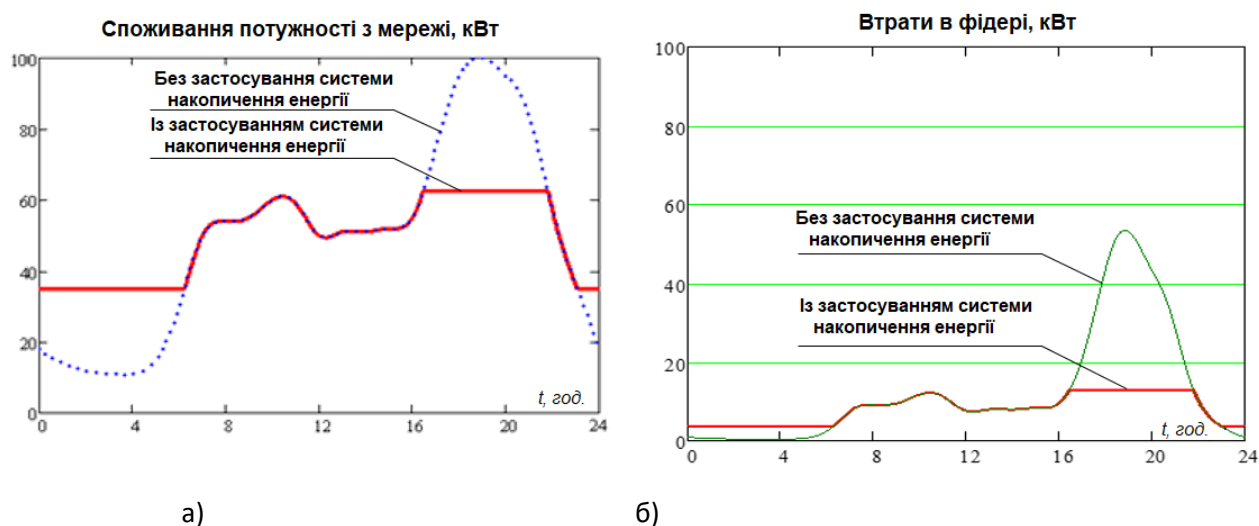


Рисунок 1.5 – Режим споживання потужності фідером (а) та графік втрат потужності (б) протягом доби

Обмеження процесу зміни різкозмінного навантаження. Відгук генераторів різного типу на скиди/накиди навантаження є значною проблемою, оскільки це обмежує можливість застосування певних генераторів з різко змінним характером навантаження на промислових об'єктах. Наприклад, газопоршневі та

газотурбінні генератори не витримують скиди і накиди вище заданих значень через технологічні особливості, так як вони відключаються, а для ди-зель-генераторних установок це пов'язано зі значною витратою палива. Застосування системи накопичення енергії для зменшення коливань фронтів наростання/зменшення потужності навантаження дозволяє генераторам функціонувати у комфортнішому режимі та зняти обмеження при застосуванні різних джерел вироблення енергії.

Для розв'язку вказаної проблеми система накопичення енергії в режимі обмеження процесу зміни потужності в момент накиду або скиду навантаження споживає або генерує задану величину потужності та забезпечує повільну зміну завантаження генератора, що дозволяє уникнути відхилення частоти (рис. 1.6) [15].

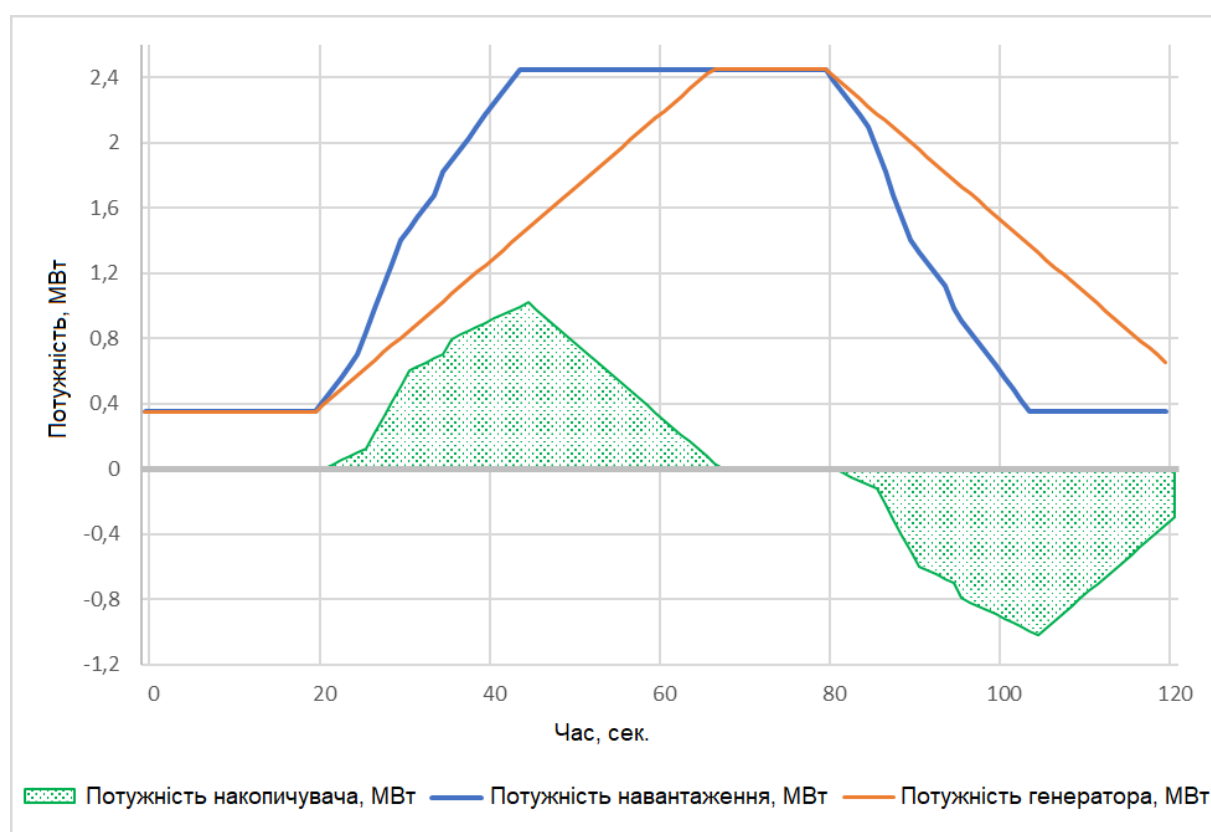


Рисунок 1.6 – Завантаження (верхній графік), генерація (середній графік) та система накопичення енергії (нижній графік) при роботі система акумулювання енергії в режимі ліміту швидкості зміни потужності

1.4 Аналіз адаптивної системи електропостачання віддалених об'єктів

Системи електричного постачання віддалених від загальних об'єктів єдиної енергосистеми мають такі негативні особливості:

- нечіткий зв'язок із єдиною енергетичною системою (або його відсутність);
- висока ціна спорудження ліній електропередачі та підстанцій;
- значні втрати енергії газоперекачувального обладнання (коефіцієнт корисної дії становить біля 30%).

Враховуючи вище сказане, необхідно розробити концепцію активно-адаптивних систем електропостачання. У зарубіжній енергетичній галузі системи, подібні до адаптивних систем електричного постачання, відносять до класу Smart Grids. Якщо взяти до уваги, що в цьому прикладі електромережа є низьковольтною, розподільні адаптивні системи електропостачання відносно невеликої потужності відповідають класу Micro Smart Grids. Подібні системи в рамках теорії Smart Grid розглядають у якості нового виду розподільчих мереж, що можуть у достатній мірі застосовувати у якості переваги об'єднання великої кількості розподіленого обладнання невеликої потужності в розподільних мережах з низькою напругою [16].

Адаптивні системи електропостачання базуються на таких принципах побудови та роботи електромережі [17]:

- об'єднання різних типів генерації (відновлювальні джерела енергії і установки на вторинних енергоресурсах);
- режим автоматизованої зміни роботи адаптивних систем електропостачання;
- можливий вивід окремих частин активно-адаптивних систем електропостачання на самостійну роботу;
- режим автоматизованого вибору найкращого складу під'єданого устаткування та схеми електричної мережі;
- процес самовідновлення та процес самобалансування;
- максимальне задіяння вторинних енергетичних ресурсів.

Одним із основних елементів адаптивних систем електропостачання є системи акумулювання енергії. На рис. 1.7 відображено структурну схему адаптивної системи електропостачання змінного струму, в якій система накопичення енергії під'єднується до шин, що мають напругу 380 В.

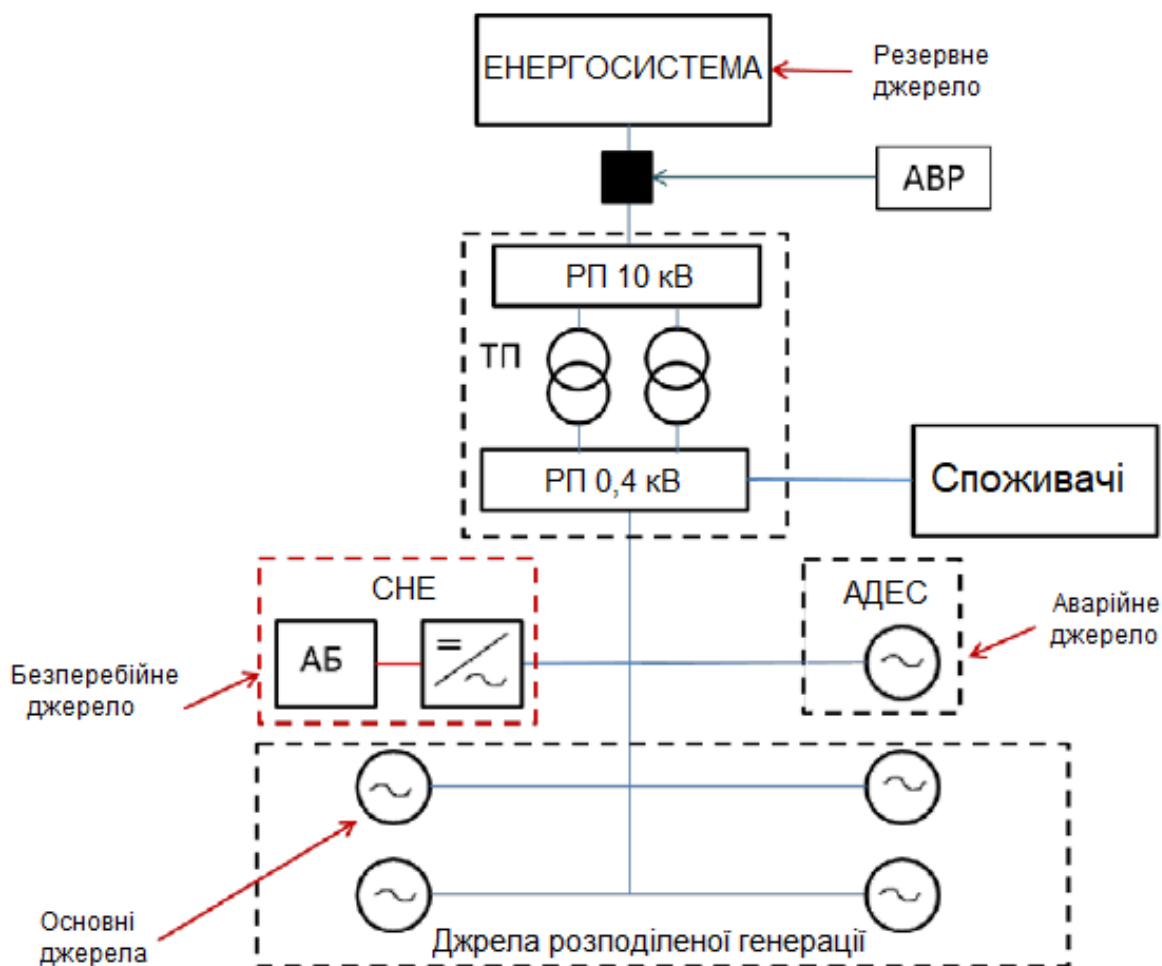


Рисунок 1.7 – Адаптивна система електропостачання змінного струму із системою накопичення енергії

Впровадження на об'єкті адаптивної системи із системою акумулювання енергії дозволить отримати такі результати [7]:

- забезпечити баланс генерації та споживання;
- знизити втрати у розподільчій мережі;
- підвищити енергетичну ефективність;
- знизити витрати на придбання електричної енергії;

- забезпечити енергетичну незалежність;
- зекономити фінанси (якщо порівнювати з введенням додаткових повітряних ліній та підстанцій високої напруги).

1.5 Висновки до розділу 1

1. Проведені аналітичні дослідження показали, що системи накопичення енергії використовуються для акумулювання і зберігання електроенергії та віддачі її в електромережу для забезпечення функціоналу енергетичної системи, її ефективності та задовільної якості енергії.

2. Виконані дослідження показали, що системи акумулювання електроенергії є важливим фактором при впровадженні інтелектуальних енергетичних систем.

3. Використання системи акумулювання енергії гарантує ефективне поєднання установок на базі відновлювальних джерел в енергетичну систему з покращенням технічних та економічних параметрів.

4. Аналітичний огляд показав, що адаптивні системи електропостачання можна пропонувати у якості розподільних мереж низької напруги з системою накопичення електроенергії.

2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Розробка структури досліджуваної системи

Система накопичення енергії складається з декількох підсистем:

- 1) основної (перетворення і накопичення енергії);
- 2) контролю та управління (управління та комунікація);
- 3) допоміжної (живлення власних потреб, теплового кондиціювання, га,-сіння пожеж, охоронно-пожежної сигналізації та освітлення);
- 4) розподілу та підключення (основний з'єднувальний вивід мережі та навантаження, допоміжний з'єднувальний вивід. В залежності від параметрів системи накопичення енергії її складові і складові підсистем, їх комплектація, конструктивне виконання можуть бути різними. Загальну структурну схему системи накопичення енергії приведено на рис. 2.1, а її однолінійна схема – на рис. 2.2.



Рисунок 2.1 – Загальна структура системи накопичення енергії

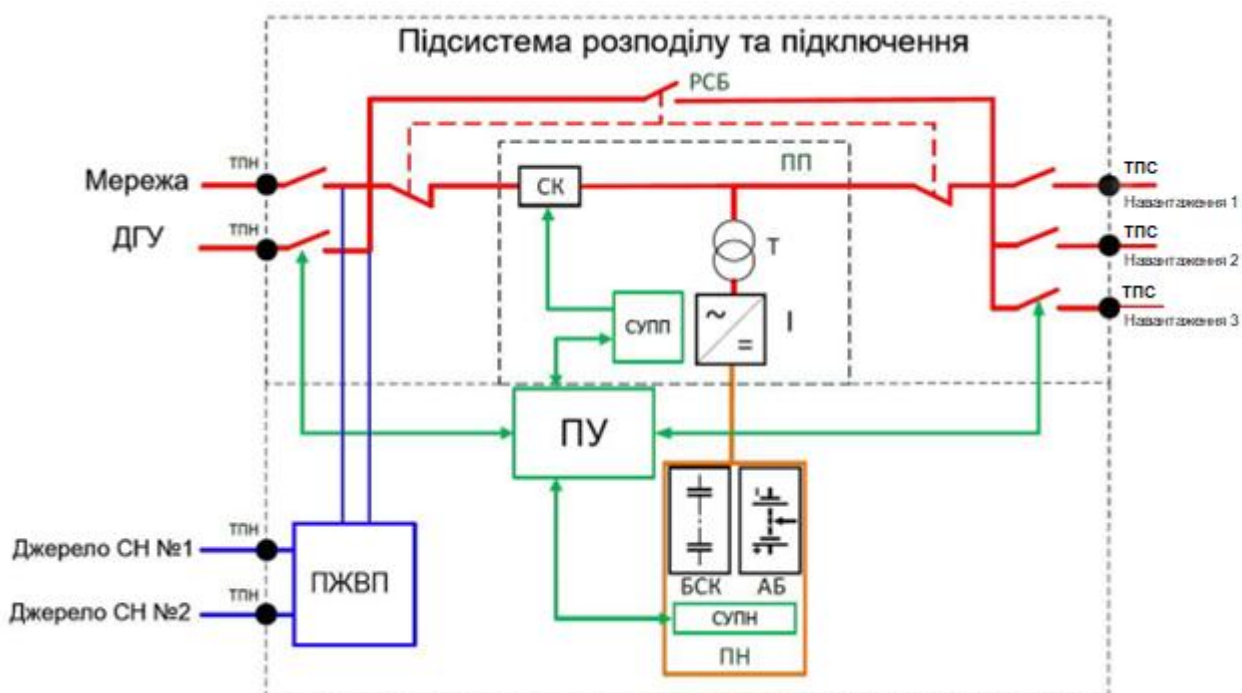


Рисунок 2.2 – Однолінійна схема системи накопичення енергії: червона лінія – силові кола змінного струму; помаранчева лінія – силові кола постійного струму; синя лінія – кола власних потреб; зелена лінія - вторинні кола керування; СК – ключ силовий; РСБ - рубильник сервісний (байпас); Т – силовий трансформатор; І – силовий інвертор; СУПП - підсистема перетворення (система управління); БСК – суперконденсаторна батарея; АБ – батарея акумуляторів; СУПН - підсистема накопичення (система управління)

При живленні власних потреб системи накопичення енергії зазвичай використовується базова точка підключення за допомогою захисних автоматичних вимикачів, блоків живлення для власних потреб, а також від додаткового джерела живлення за допомогою допоміжних точок підключення (ТПН, рис.2.2). Підключення навантаження виконують за допомогою точок приєднання споживачів (ТПС). Можна також у схемі використовувати декілька фідерів з управляючими комутаційними апаратами, що допомагає реалізувати алгоритм вибіркового живлення навантаження роботи в автономному режимі, тобто при відсутності мережевої напруги системи накопичення енергії відключає деяке навантаження з метою тривалого енергопостачання відповідальних навантажень. Мережева системи накопичення енергії не володіє точками приєднання навантаження – використовується тільки ручний сервісний рубильник для підключення мережі напряму до навантаження, відключення підсистеми перетворення для ремонтних та регламентних робіт.

Для здійснення швидкого переведення в режим автономної роботи у випадку виходу параметрів електромережі за встановлені у підсистему перетворення вводять швидкодіючий напівпровідниковий силовий ключ. Систему керування перетворювачем використовують для керування інвертором у процесах прискореним алгоритмом згідно до параметрів налаштування підсистем управління системи накопичення енергії. Під прискореним алгоритмом розуміють процеси аналізу миттєвих параметрів напруги та струмів, розрахунків частоти, напруги, гармонічних складових, задачі видачі/прийому потужності. Також до прискорених алгоритмів можна віднести синхронізацію генерованої інвертором синусоїди з електромережею. Підсистема управління системи накопичення енергії узгоджує роботу деяких підсистем системи накопичення енергії, суміщення інформаційних потоків, задачі та здійснення базових алгоритмів керування системи накопичення енергії, сповільнені алгоритми. Підсистема накопичення системи накопичення енергії має в своєму складі елементи накопичення, систему управління для підтримки елементів в стабільному стані та здійснює керування комутаційним обладнанням для відключення при потребі підсистеми накопичення системи накопичення енергії. системи накопичення енергії, побудовані на базі суперконденсаторів, використовують за умови короткочасної подачі великої потужності. Коли перед системою накопичення енергії поставлена задача здійснення декількох функцій з виходом великої потужності та енергетичної ємності, то використовують систему накопичення енергії з гібридною підсистемою накопичення з акумуляторами і суперконденсаторами. Архітектура системи накопичення енергії має володіти високим рівнем автономності підсистем, можливістю діагностики власного стану, зупинки небезпечних режимів. У цьому випадку процеси підсистеми управління системою накопичення енергії забезпечують працездатність системи накопичення енергії при появі поломок окремих підсистем.

2.2 Конструктивне виконання підсистеми перетворення

Підсистема перетворення електричної енергії має в своєму складі силовий перетворювач з одиночним перетворенням енергії і здійснює наступні функції:

- перетворює трифазну напругу змінного струму в величину напруги постійного струму, тобто передає потужність в підсистему накопичення енергії;
- перетворює величину напруги постійного струму в величину напруги змінного струму, тобто видає потужність;
- підтримує елементи підсистеми накопичення енергії в оптимальному режимі;
- виконує швидке переведення в автономний режим.

В залежності від поставлених задач підсистеми перетворення система накопичення енергії може бути різного виконання та будови. Підсистема перетворення може мати два варіанти виконання - схеми - 3-стійкова та 4-стійкова, а її будова представлена на рис. 2.3 і складається з *перетворювача одиночного перетворення енергії*, тобто основного елемента підсистеми перетворення. До його складу входять IGBT-транзистори, спеціальні драйвери, система охолодження, демпферні резистори.

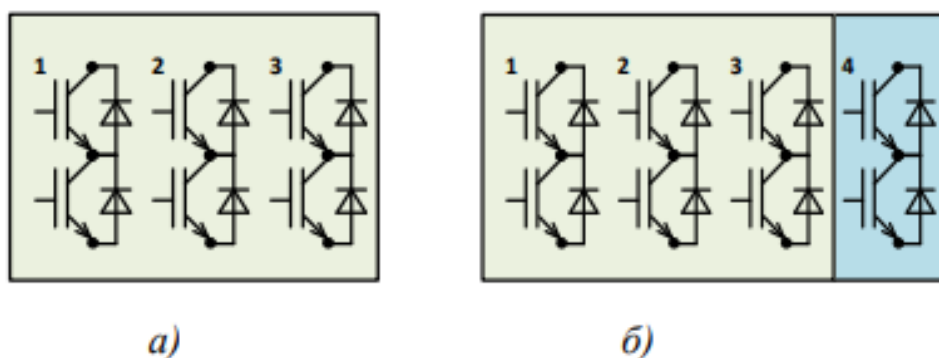


Рисунок 2.3 – Умовні позначення схеми перетворювача:

а) – 3-стійкова, б) – 4-стійкова

Також до підсистеми перетворення входить *система керування* нею, яка здійснює пряме керування транзисторами. В цю систему поступають сигнали від датчиків струму та напруги і вона відповідає за реалізацію прискорених алгоритмів керування та керує силовим напівпровідниковим ключем.

До складу підсистеми перетворення входить *узгоджувальний трансформатор*, який використовується для узгодження номінальної напруги змінного струму перетворювача та напруги електромережі (рис. 2.4). Класичне виконання передбачає трифазний трансформатор на 3-стрижневому сердечнику, але для реалізації симетрування струмів та глибокої компенсації гармонік необхідно використовувати груповий трансформатор (складається 3-х однофазних трансформаторів на різних сердечниках) або 5-стрижневий трансформатор.

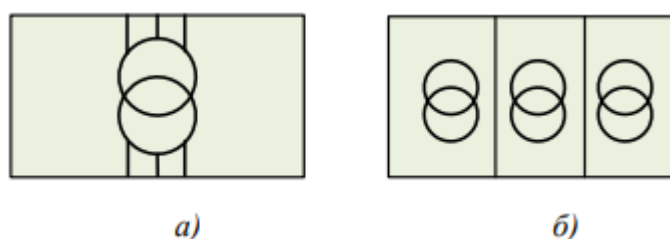


Рисунок 2.4 – Умовне позначення трансформатора на 3-стрижневому сердечнику (а) та групового трансформатора (б)

Також до складу підсистеми перетворення входить *згладжувальний дросель* для забезпечення фільтрації вищих гармонік напруги змінного струму інвертора, який підключено між інвертором та трансформатором. Передбачено два варіанти використання дроселя: у вигляді трифазного дроселя або трифазного дроселя з ще одним однофазним дроселем у нейтралі, який використовується під час роботи з 4-стійковим перетворювачем (рис. 2.5).

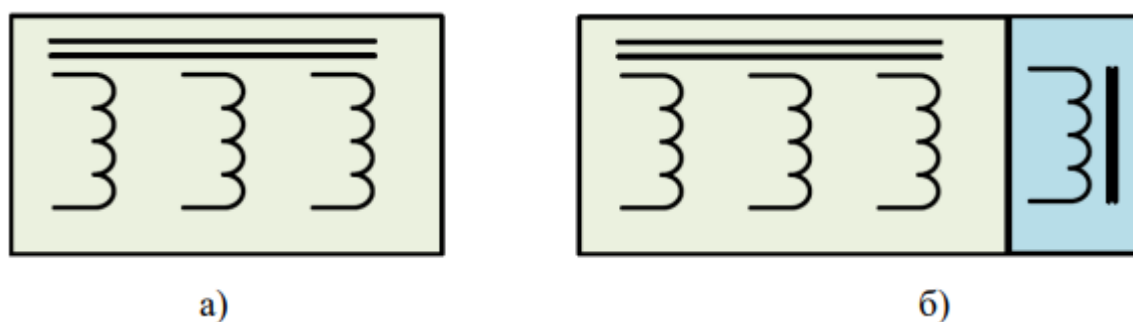


Рисунок 2.5 – Умовне позначення трифазного дроселя (а) та трифазного дроселя з додатковим однофазним дроселем у нейтралі (б)

Ще однією складовою підсистеми перетворення є *силовий ключ* (напівпровідниковий), який використовується для швидкого відімкнення від базової точки підключення до електромережі точки підключення навантаження в режимі

переходу до автономного режиму. На рис. 2.6 приведено базовий та комплектний склад підсистеми перетворення системи накопичення енергії, але можливі інші варіанти в залежності від поставлених задач щодо роботи системи накопичення енергії.

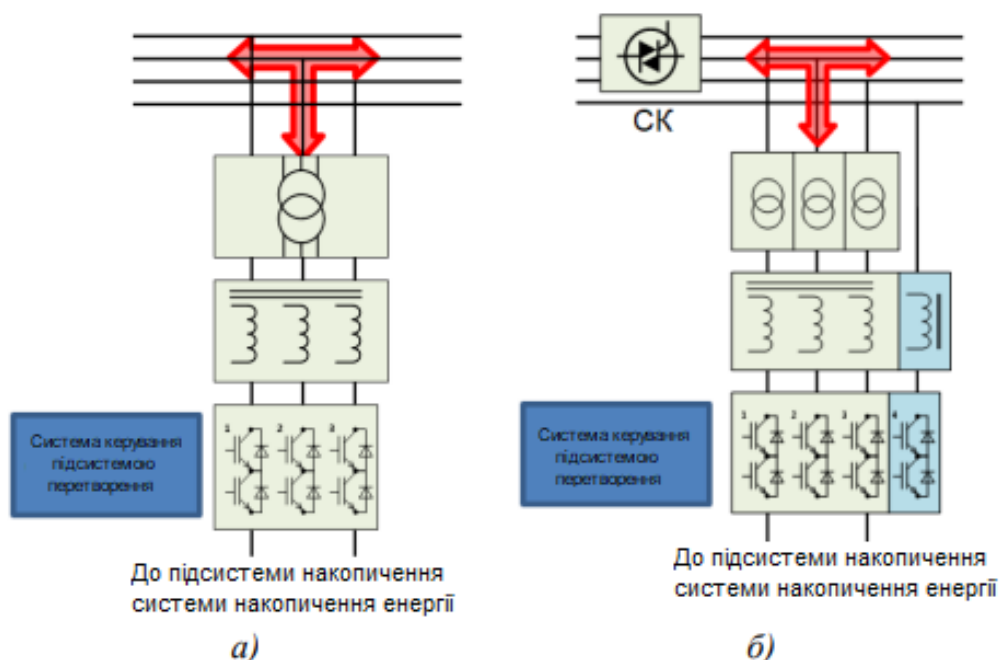
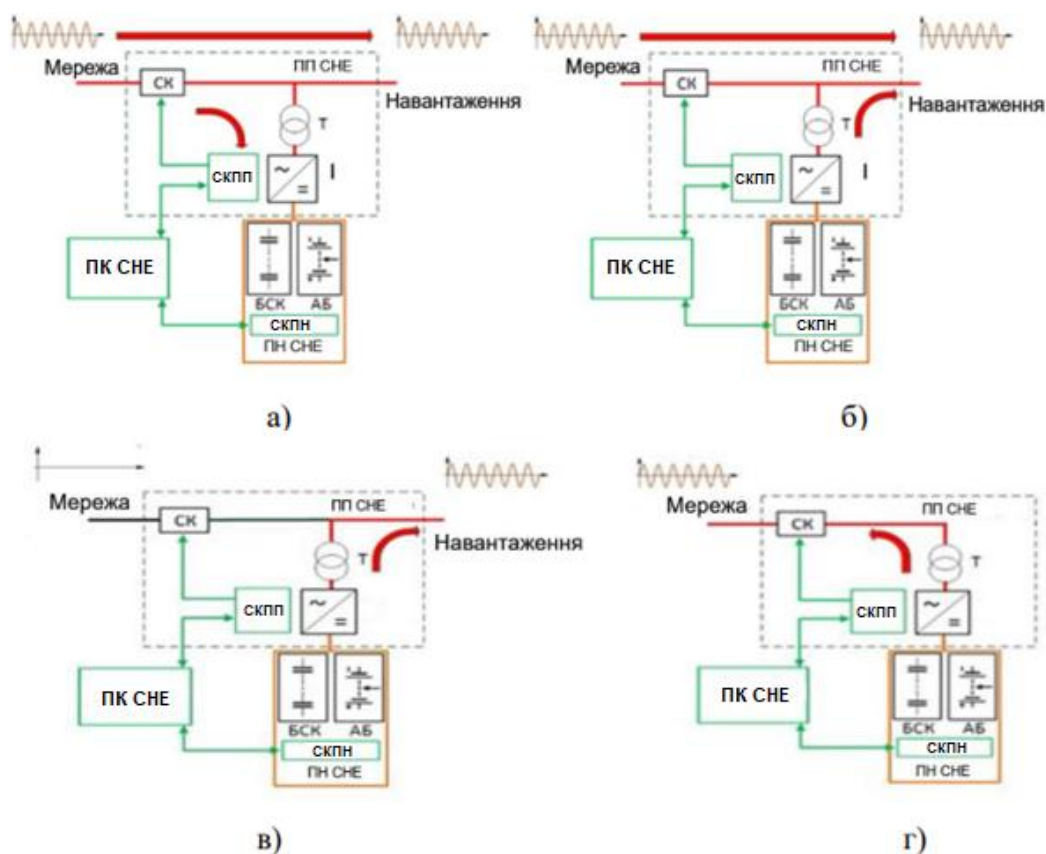


Рисунок 2.6 – Базова (а) та комплектна (б) підсистема перетворення системи накопичення енергії

Схематично підсистему перетворення можна побудувати за модульним принципом, в якому базовим елементом системи виступає перетворювальний модуль з 3- або 4-стійковою схемою. Систему управління підсистемою перетворення можна побудувати із блоків управління перетворювачем, в якій блок управління дозволяє функціонувати із 4-а перетворювальними модулями і передбачає утворення перетворювальної системи потужністю до 400 кВА. Варто зазначити, що така підсистема перетворення системи накопичення енергії дозволяє функціонувати паралельно декільком подібним системам, що забезпечує потрібні параметри номінальної потужності. На рис. 2.7 приведено базові приклади роботи підсистеми перетворення системи акумулювання електроенергії.



СК - силовий ключ; ПП СНЕ - підсистема перетворення системи накопичення енергії; ПК СНЕ - підсистема керування системи накопичення енергії; ПН СНЕ - підсистема накопичення системи накопичення енергії; БСК - батарея суперконденсаторів; АБ - акумуляторна батарея; СКПН - система керування підсистеми накопичення; І - інвертор; Т - трансформатор

Рисунок 2.7 – Приклади роботи підсистеми акумулювання системи накопичення енергії: а) початкова потужність при одночасній роботі з мережею; б) кінцева потужність навантаження при одночасній роботі з мережею; в) автономний режим роботи; г) вихідна потужність у електромережу

Модулі перетворення, блоки керування перетворювачем, елементи підсистеми перетворення та інших підсистем в залежності від заданої потужності та складу системи накопичення енергії можуть бути розміщеними в 1-му або кількох електричних модулях 1- або 2-тороннього обслуговування.

2.3 Конструктивне виконання підсистеми керування

Підсистема керування системи накопичення енергії передбачає виконання наступних функцій:

- забезпечувати спільну роботу підсистем системи накопичення енергії;
- здійснювати налагодження системи;

- забезпечувати інформаційне об'єднання потокових даних;
- здійснювати виконання алгоритмів особливих умов роботи, взаємодіяти з системами іншого обладнання;
- здійснювати відображення параметрів системи, процесів, режиму спілкування системи накопичення енергії з користувачем;
- забезпечувати канал взаємного інформаційного обміну відомостями з ієрархічними системами вищого рівня;
- забезпечувати накопичення баз даних дійсної інформації, аварійних режимів, змін регулювання.

В залежності від поставлених задач системи накопичення енергії передбачено наступні варіанти виконання підсистеми керування: у вигляді панельні та у вигляді шафи. У панельному вигляді підсистема керування виконується із сенсорним монітором на базі панельного контролера, що вмонтовується на двецятах шафи підсистеми. Така конструкція використовується в локальних системах, коли є зайвим керування зовнішніми об'єктами, взаємодія з автоматизованою системою керування здійснюється тільки за одним інтерфейсом, необов'язкове архівування та перегляд архівної інформації. У шафовому вигляді підсистема керування включає в себе промисловий контролер для реалізації функції обміну та керування потоками даних з підсистемами, виконання головних алгоритмів та панельний комп'ютер для виводу, архівації, спілкування з автоматизованими системами вищого рівня керування і контролю за допомогою віддалених HTTP-клієнтів. Підсистеми керування здійснює зв'язок з підсистемами системи накопичення енергії за допомогою дискретних входів і виходів та цифрових інтерфейсів, через які можна реалізувати контакт із системою вищого рівня (приведено на рис. 2.8). Канали зв'язку підсистема керування використовує для збору та обробки даних, формування керуючих впливів у вигляді сигналу, регулювання та уставок – ці дані передаються у підсистеми нижнього рівня для реалізації заданого режиму. Підсистеми керування має у своєму складі людино-машинний інтерфейс (сенсорний екран) для контролю інформації та прямого управління системою акумулювання енергії.

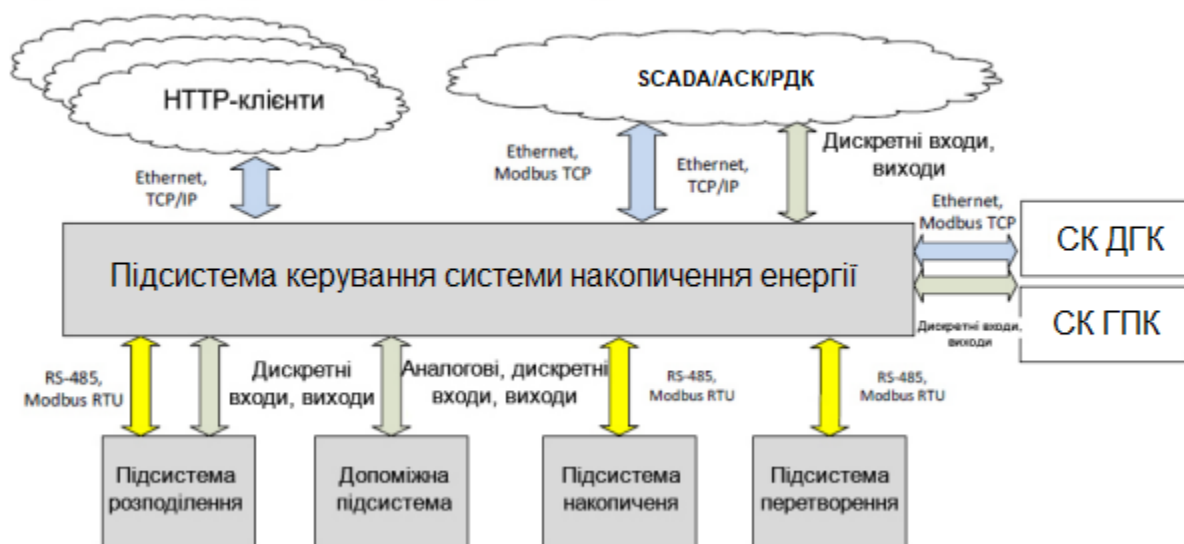


Рисунок 2.8 – Схема взаємодії підсистеми керування системи накопичення енергії

2.4 Конструктивне виконання підсистеми накопичення

Підсистема накопичення системи накопичення енергії передбачає виконання наступних функцій:

- акумулювання електричної енергії;
- здійснення безпечної роботи елементів зберігання;
- проведення розрахунку залишків накопиченої енергії та рівня заряду.

Конструктивно підсистеми накопичення можна представити у наступних виконаннях:

- у вигляді стелажів одностороннього обслуговування;
- у вигляді стелажів двостороннього обслуговування;
- у вигляді модульної стелажної конструкції;
- у вигляді модульної шафи.

Найпростіші конструкції виконуються у вигляді стелажів одностороннього та двостороннього обслуговування, де акумулятори стаціонарно розміщуються відповідно в один або два ряди на полицях стелажів. Але ремонтпридатність, обслуговування та компактності цих конструкцій поступаються більш складним конструкціям у вигляді модульної стелажної конструкції або модульної шафи з

аккумуляторним модулем, який представляє собою набір декількох аккумуляторів, корпусу та блоків системи керування аккумуляторною батареєю (рис. 2.9).

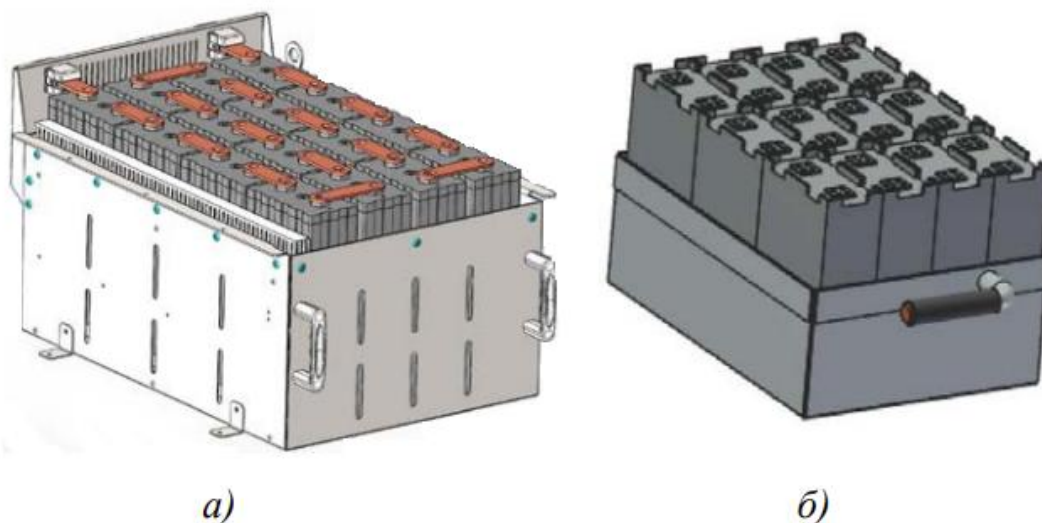


Рисунок 2.9 – Модулі аккумуляторні підсистеми накопичення:
а) шафа модульна; б) стелажна модульна конструкція

Конструкція модульної шафи підсистеми накопичення складається з шаф одностороннього обслуговування з встановленими висувними модулями на телескопічних направляючих (рис. 2.10). З'єднання силових кіл організовано врізними контактами на зворотній частині шафи. Конструкція модульного стелажа використовується для роботи всередині блочних модульних споруд, а також в приміщеннях загального промислового призначення. Також передбачено використання більш легких та компактних модулів, а у якості механізму вводу/виводу замість телескопічних направляючих застосовують направляючі ковзання. Оскільки в стелажах не передбачено дверей, то їх фронтальну форму перекривають переносні щити.

Підсистема накопичення системи накопичення енергії включає в себе також свою систему керування. У підсистемі накопичення на базі літій-іонної аккумуляторної батареї в якості системи управління використовується система керування батареями аккумуляторів, базові функції якої мають наступні властивості:

- ✓ забезпечення захисту від перезарядки та глибокої розрядки аккумулятора;

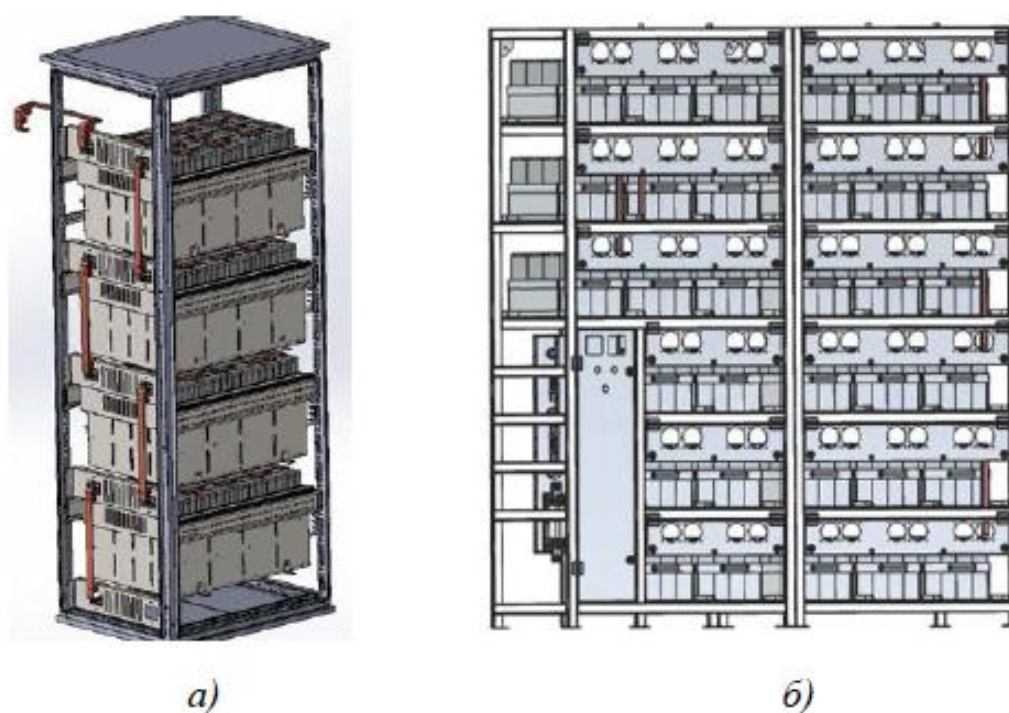


Рисунок 2.10 – Акумуляторні шафи підсистеми накопичення:
а) модульна шафа; б) модульна стелажна конструкція

- ✓ здійснення захисту від перегріву акумуляторів;
- ✓ здійснення балансування акумуляторних батарей;
- ✓ проведення розрахунку реального рівня заряду;
- ✓ візуалізація аварійних ситуацій;
- ✓ виконання передачі даних до підсистема керування системи накопичення енергії за допомогою інтерфейсу RS-485 або Modbus RTU;
- ✓ здійснення керування контактором підсистеми накопичення для відключення в аварійних випадках.

На рис. 2.11 приведено 3-рівневу схему система керування акумуляторними батареями, яка складається з:

- ✓ головного контролера, встановленого на панелі комутації;
- ✓ групових модулів, розміщених на акумуляторному модулі у вигляді конструкції шафи модульної та конструкції модульної стелажної;
- ✓ контролерів з акумуляторними елементами у вигляді плат у груповому модулі;
- ✓ плат акумуляторних, що встановлюються на вивідні клеми акумуляторів.

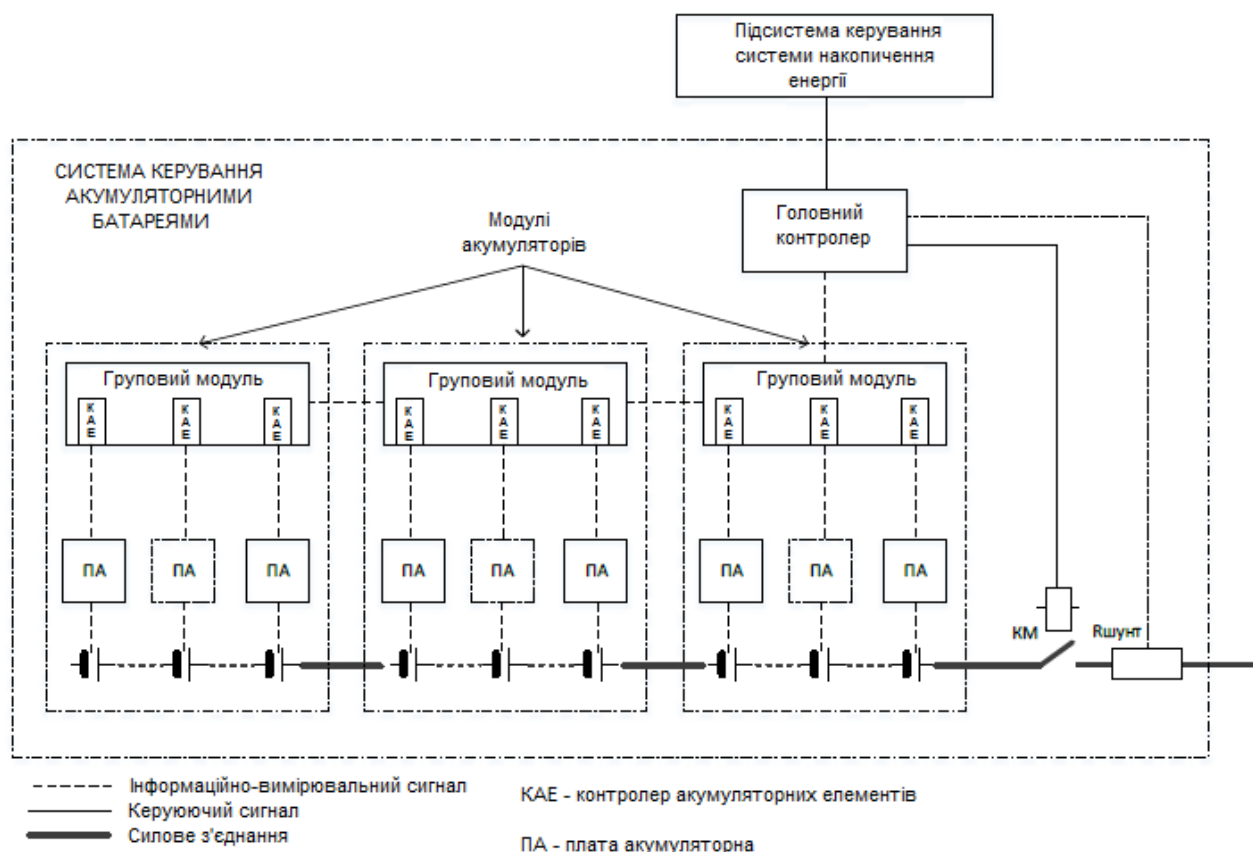


Рисунок 2.11 – Схема системи керування акумуляторними батареями

На головний контролер покладено наступні функції:

- ✓ процес взаємодії з підсистемою керування системою накопичення енергії;
- ✓ дотримання встановлених алгоритмів роботи підсистеми накопичення системи накопичення енергії;
- ✓ моніторинг стану акумуляторів;
- ✓ керування контролерами системи керування акумуляторними батареями;
- ✓ процес контроль струму через вимірювальний шунт;
- ✓ процес керування контактором.

Груповий модуль використовується для отримання даних з контролерів акумуляторних елементів і об'єднуються за допомогою послідовного інтерфейсу зв'язку з іншими модулями та контролером. Груповий модуль здійснює керування вентиляторами, що використовуються для охолодження акумуляторних елементів та плат акумуляторів. На платі цього модуля є стаціонарні роз'єми для під'єднання контролерів акумуляторних елементів, кількість яких залежить від числа акумуляторів у модулі та порядку їх розміщення.

Контролер акумуляторного елемента використовується для моніторингу стану акумулятора та керування режимом балансування.

Акумуляторну плату можна розмістити безпосередньо на силові контакти акумулятора та встановити на ній силовий керований ключ балансувального кола і резистора та давача температури.

Поточний заряд акумуляторів системи керування акумуляторними батареями можна знайти за формулою:

$$\Delta C = \int_{t_1}^{t_2} I(t) dt, \quad (A \cdot год),$$

де t_1 і t_2 – значення моментів часу на початку і в кінці інтервалу, год,

$I(t)$ – величина струму заряду/розряду, А.

Системи керування акумуляторними батареями призначення для роботи пасивного балансування, тобто коля акумулятор досягає напруги вище заданої головним контролером уставки, то акумуляторна плата відкриває силовий ключ і підключає до акумулятора балансувальний резистор. У цьому випадку частина струму заряду протікає через резистор, що викликає сповільнення заряду і акумулятори з меншим зарядом та меншою напругою збільшуються до балансованої величини.

2.5 Конструктивне виконання підсистеми розподілу

Підсистема розподілу використовується для виконання таких функцій:

- роботи базових з'єднувальних виводів електромережі;
- роботи базових з'єднувальних виводів споживачів;
- роботи щодо захисту вхідної та відхідної силової лінії;
- здійснення комутації між джерелами, ввімкнення резерву за допомогою системи керування;
- технічного та комерційного обліку електричної енергії;
- розмежування електричних кіл оперативного живлення;
- переведення системи на режим обслуговування.

Підсистема розподілу можна змонтувати в окремій шафі або конструктивно поєднати з іншими підсистемами. Якщо є розподільна шафа, то у ній разом із елементами підсистеми розподілу також розміщують елементи підсистеми власних потреб та допоміжної підсистеми.

2.6 Конструктив модульного приміщення та допоміжної підсистеми

Якщо підсистема накопичення енергії має модульну стелажну конструкцію, то вона розміщується в блочних модульних приміщеннях. У конструктивному аспекті блочне модульне приміщення має вигляд сталевий силовий рами основи блоку з вмонтованим на ній технологічним обладнанням і сталевий каркасу з встановленим на раму основи блоку. Блочне модульне приміщення до місця встановлення можна доставити будь-яким транспортом. У цій конструкції передбачено електричне опалення та припливна і витяжна вентиляція. Електричне живлення блочного модульного приміщення і допоміжної підсистеми подається від підсистеми живлення власних потреб, напруга живлення на яку подається від головної або допоміжної точки підключення до електромережі. Підсистема живлення власних потреб здійснює розподіл вхідної напруги між фідерами живлення підсистем керування, системи сигналізації охоронної і пожежної, автоматичної системи гасіння пожежі, системи освітлення та системи теплокондиціонування. На рис. 2.12 приведено схему підключення електричних кіл власних потреб.

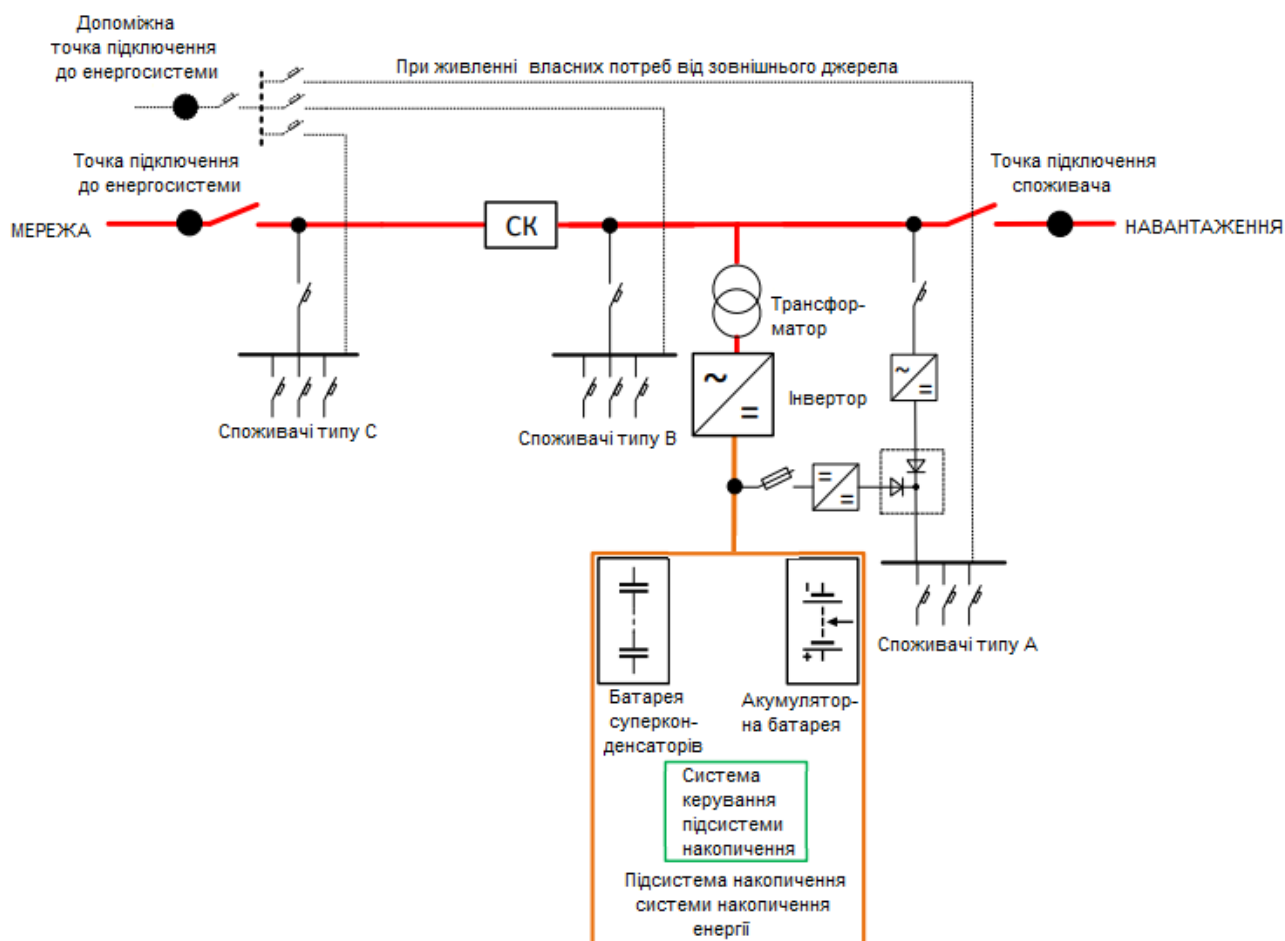


Рисунок 2.12 – Схема підключення кіл власних потреб системи накопичення енергії (низька напруга 0,4 кВ)

2.7 Висновки до розділу 2

1. В цьому розділі кваліфікаційної роботи розглянуто складові елементи системи накопичення енергії, виконано аналіз її структурної схеми та призначення і функції усіх підсистем.

2. Досліджено архітектуру системи накопичення енергії, яка передбачає високу автономність складових підсистем, їхню можливість самодіагностики власного стану, зупинку аварійних режимів. Алгоритми роботи підсистеми керування системи накопичення енергії передбачають її працездатність у випадку несправностей окремих підсистем.

3. Детально розглянуто та проаналізовано підсистеми перетворення електричної енергії, керування, накопичення, розподілу та допоміжну

3 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Розрахунок потужності досліджуваної системи

Виконаємо дослідження балансу потужності у точці підключення системи накопичення енергії, загальна структура якої приведена на рис. 3.1. Потужність, що надходить у вузол, є потужністю генерації (S_G), а потужність, що виходить з точки, є потужністю навантаження (S_H). На практиці це може бути просто потужність, яка надходить у точку і ви виходить з точки.

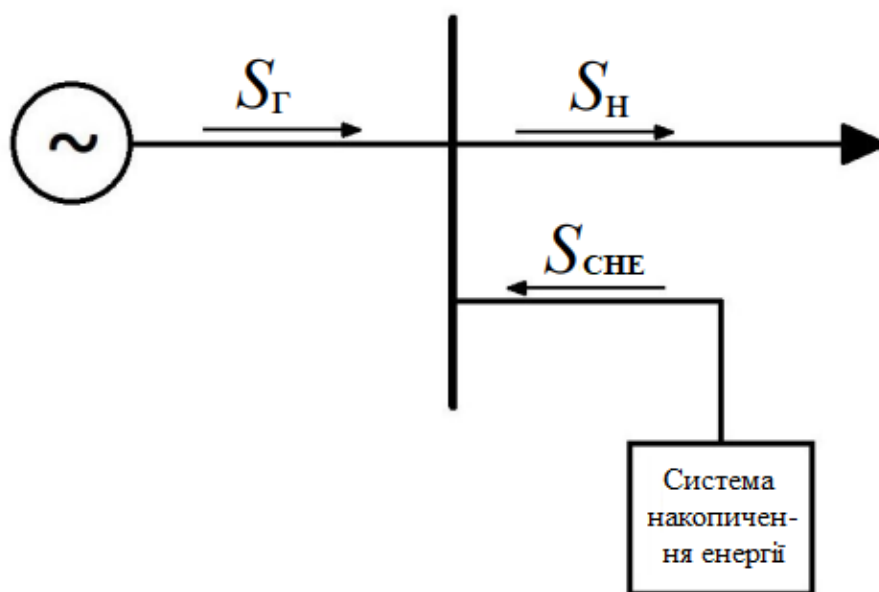


Рисунок 3.1 – Баланс потужності у точці підключення системи накопичення енергії

Прийmemo за позитивний напрямок потужності системи накопичення енергії режим системи накопичення енергії видачі потужності. Рівняння балансу потужності у точці можна описати наступною формулою:

$$S_G + S_{CHE} = S_H \quad (3.1)$$

Приймаємо рівність коефіцієнтів системи накопичення енергії, потужності генерації та навантаження для всіх випадків, бо інакше потрібно виконувати окремий розрахунок для активної і реактивної потужності або скористатися комплексними величинами.

Наприклад, є очікуваний графік потужності генерації $S_G(t) = S_{OЧ}(t)$, тоді вираз (3.1) буде мати такий вигляд:

$$S_{CHE}(t) = S_H(t) - S_{OЧ}(t).$$

Отже, номінальну потужність системи накопичення енергії можна вибрати за наступною формулою:

$$S_{CHE\text{ ном}} = \max |S_H(t) - S_{OЧ}(t)|.$$

Можна виконати дослідження іншого випадку, коли є певний очікуваний графік потужності навантаження $S_H(t) = S_{OЧ}(t)$, тоді вираз (3.1) буде мати такий вигляд:

$$S_{CHE}(t) = S_{OЧ}(t) - S_G(t).$$

Для цього випадку номінальну потужність системи накопичення енергії можна вибрати за наступною формулою:

$$S_{CHE\text{ ном}} = \max |S_{OЧ}(t) - S_G(t)| = \max |S_G(t) - S_{OЧ}(t)|.$$

Отже, в розглянутих випадках номінальна потужність системи накопичення енергії є максимальним модулем різниці між поточною і очікуваною потужністю:

$$S_{CHE\text{ ном}} = \max |S_{ПОТ}(t) - S_{OЧ}(t)|. \quad (3.2)$$

В залежності від задачі, яку має вирішити системи накопичення енергії, вираз (3.2) вибору номінальної потужності може різні види. Наприклад, при використанні системи накопичення енергії з метою зменшення максимальної потужності, ($S_{МАКС} > S_{МАКС\text{ ОЧ}}$):

$$S_{CHE\text{ ном}} = S_{МАКС} - S_{МАКС\text{ ОЧ}},$$

де $S_{МАКС}$ – значення максимальної потужності;

$S_{МАКС\text{ ОЧ}}$ – обмеження максимальної потужності.

При використанні системи накопичення енергії з метою зменшення потужності в заданих межах, коли $S_{\text{МАКС}} > S_{\text{МАКС ОЧ}}$ і $S_{\text{МИН}} > S_{\text{МИН ОЧ}}$:

$$S_{\text{СНЕ ном}} = \max(S_{\text{МАКС}} - S_{\text{МАКС ОЧ}}; S_{\text{МИН}} - S_{\text{МИН ОЧ}}), \quad (3.3)$$

де $S_{\text{МАКС}}$ – значення максимальної потужності;

$S_{\text{МАКС ОЧ}}$ – величина обмеження максимальної потужності;

$S_{\text{МИН ОЧ}}$ – величина обмеження мінімальної потужності;

$S_{\text{МАКС}}$ – значення мінімальної потужності.

Можна застосувати також інші варіанти, але логіка згідно формули (3.2) буде дотримуватися. Крім того, у випадку невизначеності початкових даних або, наприклад, у випадку запланованого зростання у майбутньому навантаження у вираз (3.3) додається коефіцієнт запасу $k_{\text{ЗАП}}$ [21]:

$$S_{\text{СНЕ ном}} = k_{\text{ЗАП}} \cdot \max|S_{\text{ПОТ}}(t) - S_{\text{ОЧ}}(t)|. \quad (3.4)$$

3.2 Розрахунок енергетичної ємності системи накопичення енергії

Енергетичну ємність системи накопичення енергії можна визначити за двома умовами:

1) дотримання потужності згідно обраної номінальної потужності системи накопичення енергії (потужність такої системи залежить від енергетичної ємності);

2) дотримання енергетичної ємності, необхідної для виконання системою заданих функцій.

Потужність системи накопичення енергії можна визначити у вигляді потужності перетворювача і трансформатора, і потужності підсистеми накопичення енергії, яка залежить від допустимого тривалого струму акумуляторних бата-рей, їх числа, типу схеми з'єднання і інших параметрів. Виконаємо розрахунок для визначення енергоємності забезпечення можливості подачі вибраної номінальної потужності системи накопичення енергії ($S_{\text{СНЕ ном}}$).

На виході напівпровідникового перетворювача (рис. 3.2) очікувану потужність з коефіцієнтом корисної дії трансформатора та фільтра при функціо-

нуванні системи накопичення енергії з номіальною потужністю можна визначити за формулою:

$$S_{IH} = \frac{S_{CHE\text{ ном}}}{\eta_{Tp}}, \quad (3.5)$$

де η_{Tp} – величина коефіцієнта корисної дії трансформатора і фільтра (0,95...0,97).

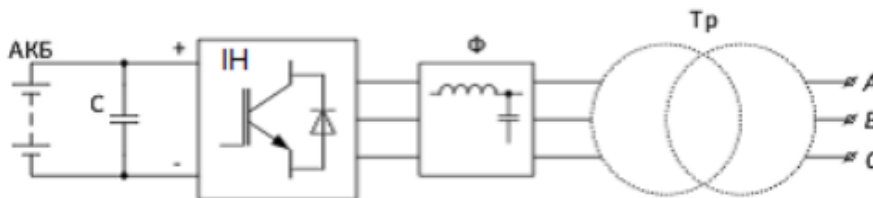


Рисунок 3.2 – Типова схема системи накопичення енергії

Варто зауважити, що реактивна потужність, яку створює перетворювач, відсутня на стороні постійного струму. Активну потужність підсистеми накопичення можна розрахувати за наступною формулою:

$$P_{AKB} = \frac{S_{IH} \cdot \cos \varphi_{MAKC}}{\eta_{IH}}, \quad (3.6)$$

де $\cos \varphi_{MAKC}$ – значення максимального коефіцієнта потужності системи накопичення енергії;

η_{IH} – значення коефіцієнта корисної дії інвертора напруги ($\approx 0,95$).

Щоб розрахувати мінімально допустиму ємності акумуляторної батареї, потрібно знайти номіальну напругу кола постійного струму за формулою:

$$U_{DC\text{ ном}} = U_{AKB\text{ ном}} \cdot N, \quad (3.7)$$

де $U_{AKB\text{ ном}}$ – значення номіальної напруги одного акумулятора, В;

N – число послідовних блоків.

Значення N підбирають так, щоб напруга у колі постійного струму була в допустимих межах при різному рівні заряду акумуляторів:

$$\begin{cases} U_{AKB\ MIN} \cdot N \geq U_{DC\ MIN\ ДОП} \\ U_{AKB\ МАКС} \cdot N \geq U_{DC\ МАКС\ ДОП} \end{cases},$$

де $U_{AKB\ MIN}$ – значення мінімальної напруги акумулятора, В;

$U_{DC\ MIN\ ДОП}$ – значення мінімально допустимої напруги у колі постійного струму, В;

$U_{AKB\ МАКС}$ – значення максимальної напруги акумулятора, В;

$U_{DC\ МАКС\ ДОП}$ – значення максимально допустимої напруги у колі постійного струму, В.

Варто зауважити, що напруги при рівних значеннях заряду у різних акумуляторів є різними. Наприклад, для літій-залізо-фосфатних акумуляторів, що є найперспективнішими для використання в системах накопичення енергії, з напругою $U_{AKB\ ном} = 3,2$ В приймають $U_{AKB\ MIN} = 2,9$ В і $U_{AKB\ МАКС} = 3,6$ В. Для найбільш розповсюджених перетворювачів напруга $U_{DC\ ХВ\ ДОП} = 450$ В, а напруга $U_{DC\ МАКС\ ДОП} = 750$ В. Отже, величина N має бути у межах 155...210.

При певному значенні N можна визначити ємність 1-го послідовного блоку, що мінімально допустимою для видачі підсистемою накопичення потужності акумуляторної батареї, що еквівалентне видачі потужності системою накопичення енергії:

$$C_{N\ MIN\ ДОП} = \frac{1000 \cdot P_{AKB}}{C_{RATE} \cdot U_{DC\ ном}}, \quad (3.8)$$

де C_{RATE} – значення допустимої швидкості заряду/розряду акумулятора, в.о/год.

Фактичну ємність 1-го послідовного блоку можна визначити за наступною формулою:

$$C_{N\ ФАК} = C_{AKB\ ном} \cdot n \cdot m, \quad (3.9)$$

де $C_{AKB\ ном}$ – значення номінальної ємності акумулятора, А·год;

n – кількість паралельно з'єднаних акумуляторів у послідовному блоці одного модуля (на практиці вибирають n у межах 1...4);

m – кількість модулів.

Змінюючи параметри N , $C_{AKB \text{ ном}}$, n , m , потрібно дотримати умову $C_{П \text{ ФАК}} \geq C_{П \text{ ХВ ДОД}}$. При вибраній $C_{П \text{ ФАК}}$ можна визначити енергоємність системи накопичення енергії, яку обрають за першою умовою кВт·год:

$$E_{CHEI} = C_{П \text{ ФАК}} \cdot N \frac{U_{AKB \text{ ном}}}{1000} = C_{П \text{ ФАК}} \frac{U_{DC \text{ ном}}}{1000}. \quad (3.10)$$

3.3 Умови реалізації функцій системи накопичення енергії

У більшості випадків для вдалої роботи системи накопичення енергії потрібне дотримання умови в кожний момент часу t_i на досліджуваному інтервалі часу $[t_1; t_2]$:

$$E_{CHE \text{ МИН}} \leq E_{CHE}(t_1) - \int_{t_1}^{t_i} P_{AKB} t dt \leq E_{CHE \text{ МАКС}}, \quad (3.11)$$

де $E_{CHE \text{ МИН}}$ – значення нижньої межі зміни накопиченої системою енергії в робочому режимі, кВт·год;

$E_{CHE}(t_1)$ – значення початкової величина накопиченої енергії системи накопичення, кВт·год;

$P_{AKB} \cdot t = \frac{P_{CHE} \cdot t}{\eta_{TP} - \eta_{IH}}$ – значення потужності підсистеми накопичення, кВт;

$E_{CHE \text{ МАКС}}$ – значення верхньої межі зміни накопиченої системою енергії в робочому режимі, кВт·год.

Для того, щоб акумулятори в системі управління системи накопичення енергії могли довготривало працювати, задають наступні значення параметрів:

$$E_{CHE \text{ МИН}} = 0,1 \cdot E'_{CHE \text{ ном}}, \quad E_{CHE \text{ МАКС}} = 0,9 \cdot E'_{CHE \text{ ном}},$$

де $E'_{CHE \text{ ном}} = k_{стар} \cdot E_{CHE \text{ ном}}$ – значення енергоємності системи накопичення енергії з поправкою на зниження ємності акумуляторів за умовою старіння. При виборі енергоємності беруть до уваги кінець терміну служби ($k_{стар} = 0,8$).

Якщо необхідно здійснювати для цієї функції системи накопичення енергії регулярний заряд/розряд ($E_{CHE \text{ МИН}} \rightarrow E_{CHE \text{ МАКС}} \rightarrow E_{CHE \text{ МИН}}$), то для підтримки тривалого терміну служби акумуляторів керуються наступним:

$$E_{CHE \text{ МИН}} > 0,1 \cdot E'_{CHE \text{ ном}}, \quad E_{CHE \text{ МАКС}} < 0,9 \cdot E'_{CHE \text{ ном}}.$$

Це пояснюється тим, що термін використання акумуляторних батарей залежить від умов їх експлуатації, а виробники нормують термін експлуатації в циклах при певній глибині розряду (наприклад, встановлений термін експлуатації літій-залізо-фосфатних акумуляторів коливається в межах до 3000 циклів при глибині розряду 80%). Також треба врахувати, що зміна глибини розряду викликає нелінійне зростання терміну експлуатації: при глибині розряду 70% він може збільшитися до 5000 циклів. При невеликій або нерегулярній глибині циклування то термін експлуатації обумовлений деградацією акумуляторів і може становити біля 20 років, якщо дотримуються умови виробника, тобто здійснюються контрольні розряди та періодичне балансування.

Значення $E_{CHE}(t_1)$ вибирають окремо, керуючись плановим графіком зміни потужності системи накопичення енергії: $E_{CHE\ MIN} \leq E_{CHE}(t_1) \leq E_{CHE\ МАКС}$. При реальній невизначеності вихідних даних або запланованому з часом зростанні навантаження у вираз (3.11) вводять коефіцієнт запасу ($k_{зан} > 1$):

$$k_{зан} \cdot E_{CHE\ MIN} \leq E_{CHE}(t_1) - \int_{t_1}^{t_i} P_{АКБ} t dt \leq \frac{E_{CHE\ МАКС}}{k_{зан}} \quad (3.12)$$

Якщо при $E'_{CHE\ ном} = k_{стар} \cdot E_{CHEI}$ нерівність (3.11) виконується, то номінальну потужність системи накопичення енергії вибирають у такому вигляді:

$$E'_{CHE\ ном} = k_{стар} \cdot E_{CHEI}.$$

Якщо рівність не виконується, то вибирають більшу енергоємність:

$$E_{CHE\ ном. розрах.} = \frac{E'_{CHE\ ном. розрах.}}{k_{стар.}}, \quad (3.13)$$

де $E'_{CHE\ ном. розрах.}$ — значення енергоємності для виконання умови (3.11).

Якщо є потрібне значення енергії циклу ($E_{Ц}$) накопичення/видача, умову (3.11) можна спростити та розрахувати за наступною формулою:

$$E_{CHE\ ном. розрах.} = \frac{E_{Ц}}{k_{стар.} \cdot E_{CHE\ МАКС}^* - E_{CHE\ MIN}^*}, \quad (3.14)$$

де $E_{CHE\ MAXC*}$ – значення верхньої межі зміни запасеної енергії системи накопичення енергії при роботі (в.о.);

$E_{CHE\ MIN*}$ - значення нижньої межі зміни запасеної енергії системи накопичення енергії при роботі (в.о.);

Після цього повторно вибирають N , $C_{AKB\ ном}$, n , m при більшій енергоємності, а при заданому N можна визначити мінімально допустиму ємність одного послідовного блоку:

$$E_{п\ мин\ доп.} = \frac{1000 \cdot E_{CHE\ ном. \text{ порох.}}}{U_{DC\ ном}} = \frac{1000 \cdot E_{CHE\ ном. \text{ порох.}}}{U_{AKB\ ном}}. \quad (3.15)$$

Дальше визначаємо фактична ємність одного послідовного блоку:

$$C_{N\ ФАК} = C_{AKB\ ном} \cdot n \cdot m. \quad (3.16)$$

Підбираючи параметри N , $C_{AKB\ ном}$, n , m , потрібно дотримати наступну умову $C_{П\ ФАК} \geq C_{П\ мин\ дод.}$. При правильно вибраному значенню $C_{П\ ФАК}$ можна розрахувати номінальну енергоємність системи накопичення енергії:

$$E_{CHE\ ном} = C_{П\ ФАК} \cdot N \frac{U_{AKB\ ном}}{1000} = C_{П\ ФАК} \frac{U_{DC\ ном}}{1000}. \quad (3.17)$$

Якщо систему накопичення енергії передбачається задіяти для виконання неодноразово декількох функцій, то енергоємність вибирають для функції з найбільшим значенням енергоємності. Якщо систему накопичення енергії планується передбачається задіяти для виконання одночасно декількох функцій, то у виразі (3.11) потрібно взяти до уваги сумарну потужність, що споживається підсистемою накопичення при виконанні цих функцій.

3.4 Розробка структури моделі системи накопичення енергії

Для розробки моделі системи накопичення енергії і її розрахунку було використано програму DIgSILENT PowerFactory для розрахунку ustalених режимів, електромеханічних та електромагнітних перехідних процесів. Базове призначення моделі системи накопичення енергії полягає у використанні при

розрахунках електромеханічних перехідних процесів, але можна адаптувати модель до розрахунку і електромагнітних перехідних процесів. Робота системи накопичення енергії при рівні заряду від 10% до 90% є допустимою, оскільки у цьому діапазоні напруга акумулятора майже не залежить від рівня їх заряду, а потужність є постійною [22]. Для зменшення розрахункового часу довгих перехідних процесів у цій моделі використано кероване джерело потужності - статичний генератор (рис. 3.3).

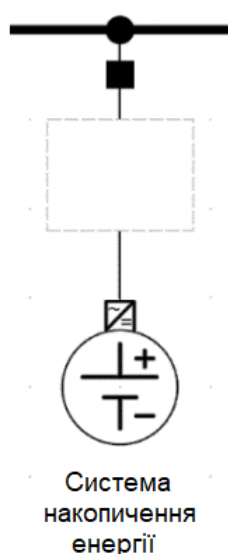


Рисунок 3.3 – Система накопичення енергії на базі статичного генератора (електрична схема PowerFactory)

Генеровану або споживану потужність можна визначити системою управління, що входить до складу моделі системи накопичення енергії. Модель складається зі структури, приведеної на рис. 3.4, та є модульного типу. У слоти моделі можна вставляти інші складові моделей або виконувати посилання на мережеві елементи.

На сигнал заданої потужності, заданий в певний момент часу системою керування, накладають декілька обмежень, а далі із встановленою затримкою часу сигнал поступає на кероване джерело потужності, який він видає або споживає потужність відповідно до поданого сигналу.

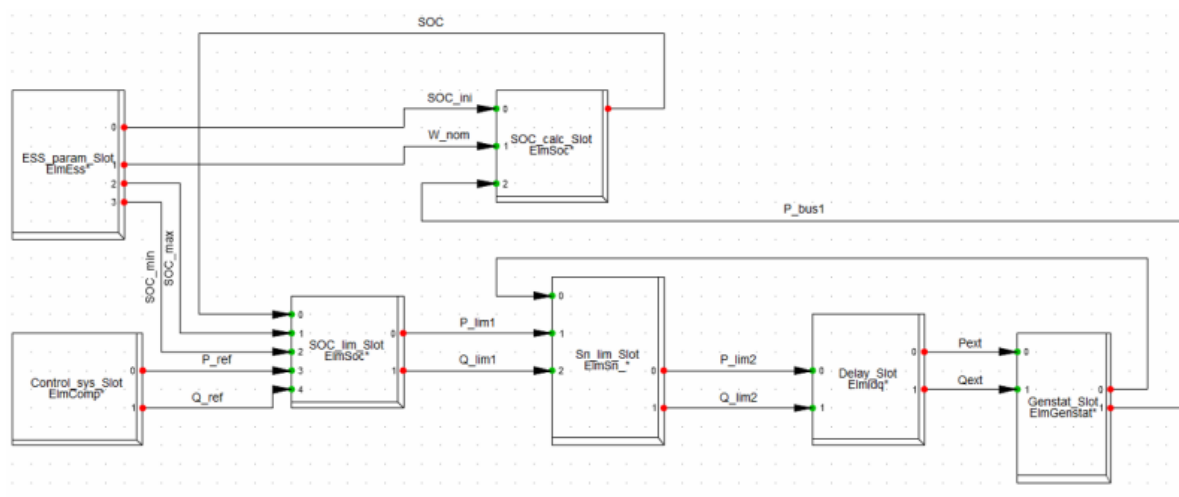


Рисунок 3.4 – Структура моделі системи накопичення енергії

В якості основи моделі системи накопичення енергії кероване джерело потужності не можна використати для розрахунку електромагнітних перехідних процесів. Складова модель при найменших змінах адаптується для роботи з ШІМ-перетворювачем - дворівневим інвертором напруги, що працює в режимі активного випрямляча. Таку систему на електричній схемі PowerFactory приведено на рис. 3.5, що має в своєму складі фільтрову ємність, індуктивність та джерело напруги (проти-ЕРС).

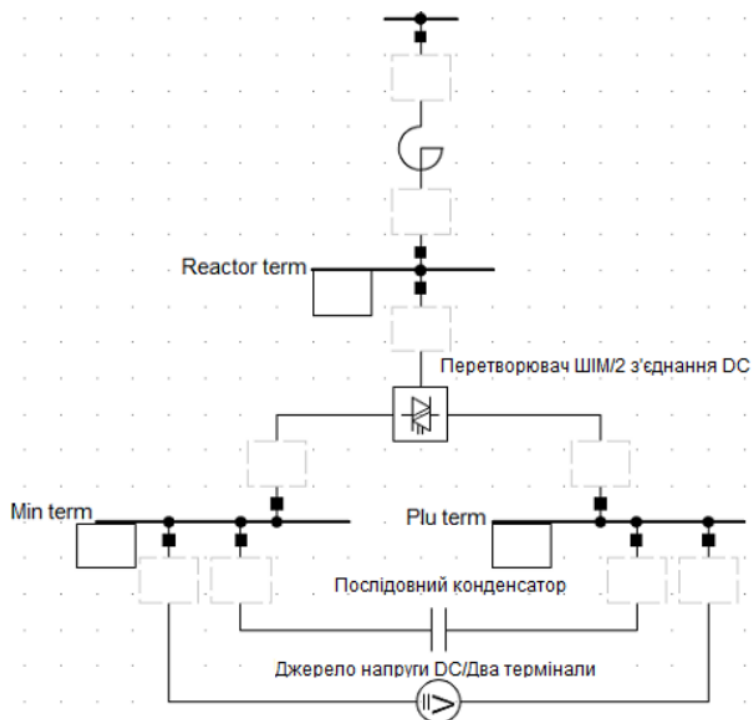


Рисунок 3.5 – Система накопичення енергії на базі ШІМ-перетворювача

В системі присутні фільтрові елементи: реактор (дросель) на стороні змінної напруги перетворювача і конденсатор у колі постійного струму. Вибір елементів виконують за допомогою високочастотної складової для постійного струму та 1-ю гармонікою для змінного струму.

На рис. 3.6 приведено схему складової моделі системи накопичення енергії на базі ШІМ-перетворювача.

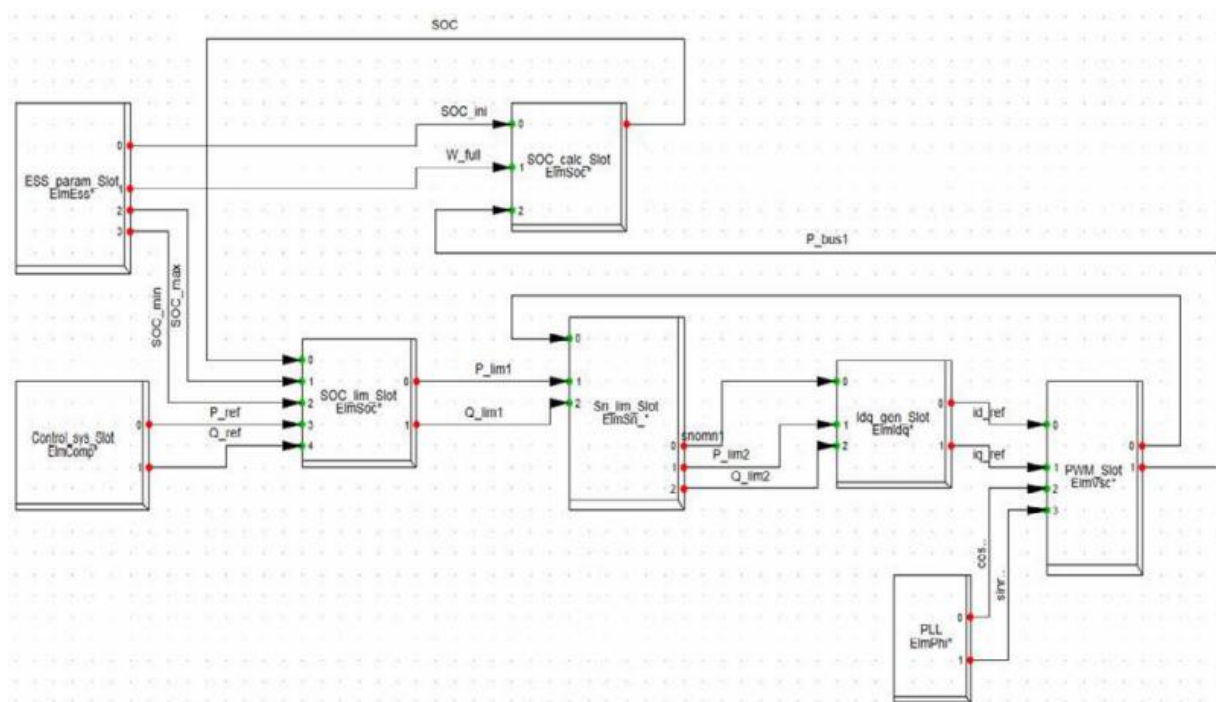


Рисунок 3.6 – Схема моделі системи накопичення енергії на базі ШІМ-перетворювача

У якості прикладі розрахунку режимів електромагнітних перехідних процесів з використанням приведеної моделі було змодельовано 3 випадки, де на систему накопичення енергії подається сигнал управління у вигляді синусоїди (частота 12 Гц) та амплітуди, що відповідає потужності 50 кВт (реактивна потужність відсутня).

У 1-му випадку значення параметрів системи накопичення обрані так, щоб перспектива видачі або споживання активної потужності системи відповідала потрібній потужності, що задається сигналом управління. На рис. 3.7 приведено отримані осцилограми цього дослідження.

У 2-му дослідженні виконано зменшення номінальної енергоємності системи накопичення енергії для виходу на обмеження при мінімальному рівні заряду (до 10%) без зміни інших умов. На рис. 3.8 приведено отримані осцилог-

рами цього дослідження, де видно, що система накопичення енергії не розряджається нижче заданого рівня (10%).

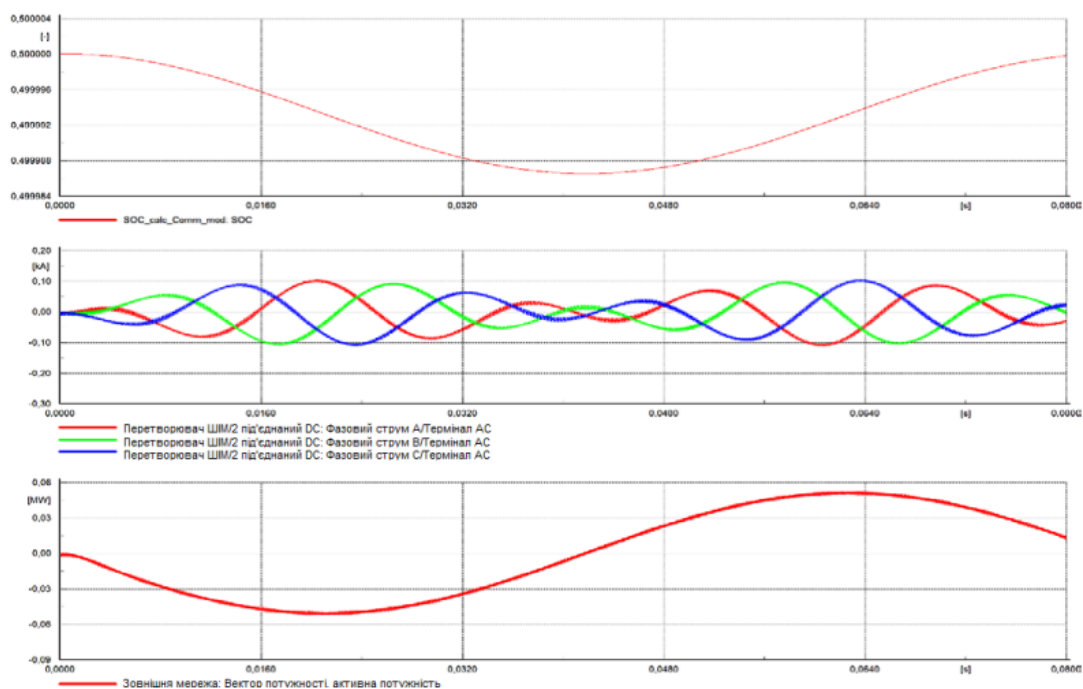


Рисунок 3.7 – Осцилограми роботи системи накопичення енергії: не виходить на обмеження (рівень заряду; миттєві струми фаз; активна потужність від системи накопичення енергії до електромережі)

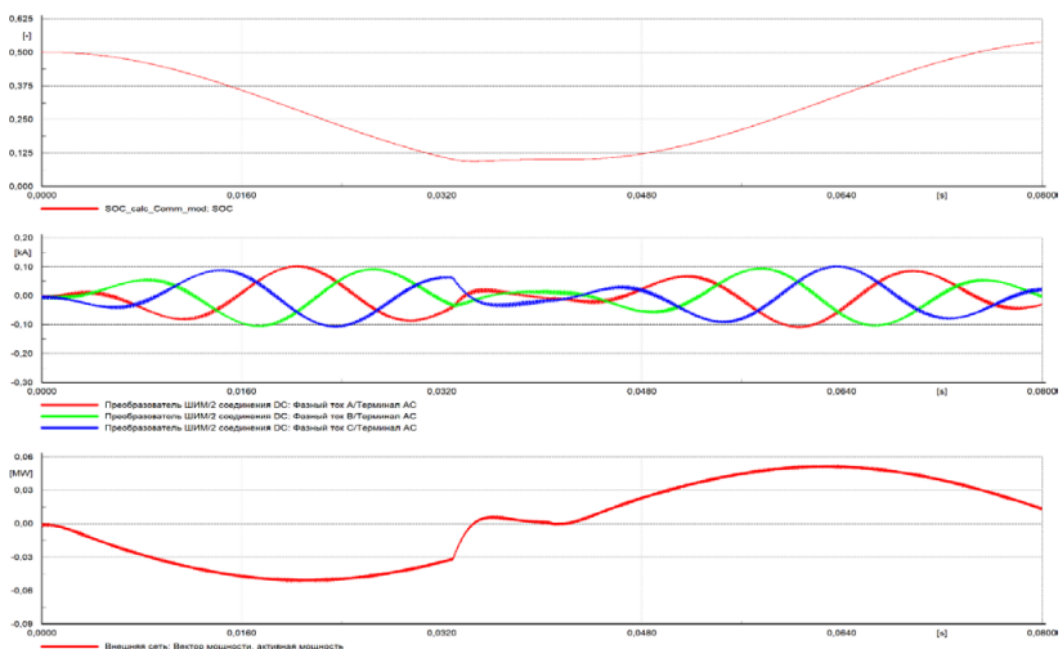


Рисунок 3.8 – Осцилограми роботи системи накопичення енергії: виходить на обмеження при мінімальному рівні заряду (рівень заряду; миттєві струми фаз; активна потужність від системи накопичення енергії до електромережі)

У 3-му дослідженні по відношенню до 1-го виконано зменшення номінальної потужності перетворювача зі 100 до 25 кВт, сигнал управління не змінився, а потужність системи накопичення енергії обмежено на рівні 25 кВт (рис. 3.9).

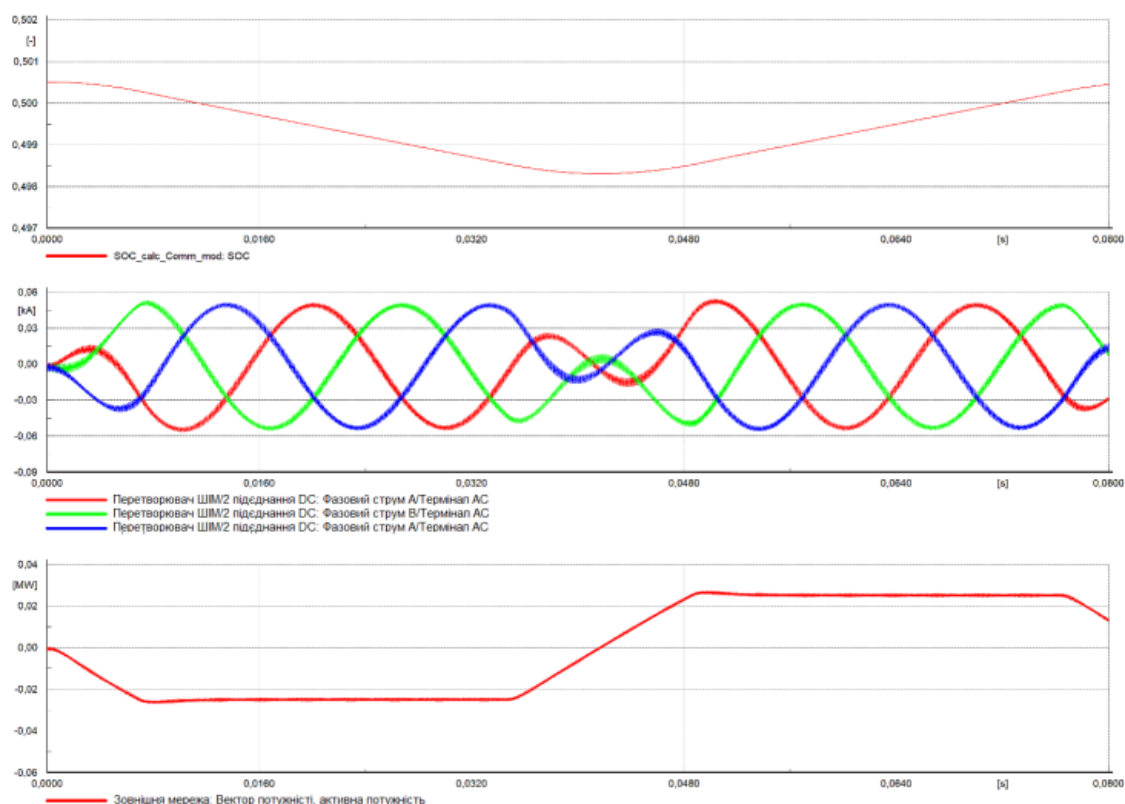


Рисунок 3.9 – Осцилограми роботи системи накопичення енергії: виходить на обмеження при номінальній потужності перетворювача (рівень заряду; миттєві струми фаз; активна потужність від системи накопичення енергії до електромережі)

3.5 Дослідження режимів роботи розробленої моделі

На рис. 3.10 приведено розроблену в PowerFactory схему електропередачі для передачі потужність в систему, а параметри елементів електропередачі використано з навчального посібника [23].

Параметри еквівалентного генератора: $S_{nom} = 400$ МВА, $U_{nom} = 10,6$ кВ, $\cos\varphi_{nom} = 0,85$, $x'_d = 0,236$, $x_2 = 0,165$, $T_J = 7$ сек.

Параметри трансформатора T1: $S_{nom} = 360$ МВА, $u_k = 12\%$, $k_t = 10,5/248$.

Параметри трансформатора T2: $S_{nom} = 340$ МВА, $u_k = 12\%$, $k_t = 220/121$.

Параметри лінії електропередачі L_1 та L_2 : $l = 230$ км, $x_1 = 0,442$ Ом/км, $x_0 = 1,26$ Ом/км.

Силове навантаження: $P_H = 51$ МВт, $\cos\varphi_H = 0,86$.

Потужність, що видається електропередачею в систему, становить 230 МВт з $\cos\varphi_c = 0,9$, а напруга на шинах системи рівна 119 кВ.

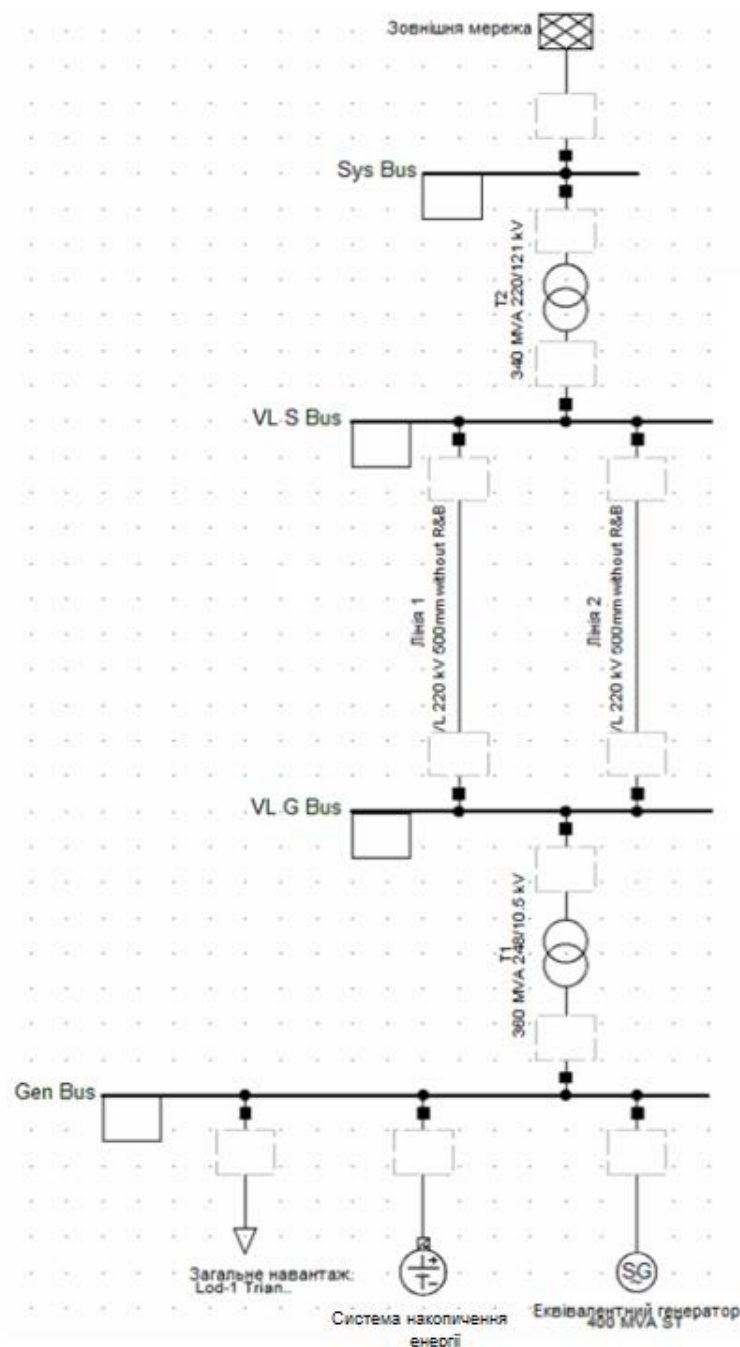


Рисунок 3.10 – Модель схеми електропередачі в PowerFactory

Розглянемо ситуацію, коли не задіяна еквівалентна система накопичення енергії підключена до тих шин, на яких працює і еквівалентний генератор [24].

Дослідження стійкості у випадку втрати зв'язку з системою

Виконаємо моделювання електромеханічного перехідного процесу при втраті електрозв'язку генератора і системи накопичення та хід її відновлення після 0,3 сек. Результати моделювання в програмі PowerFactory приведено на рис. 3.11. Для порівняння результату було виконано розрахунок у програмно-обчислювальному пакеті Mustang (рис. 3.12).

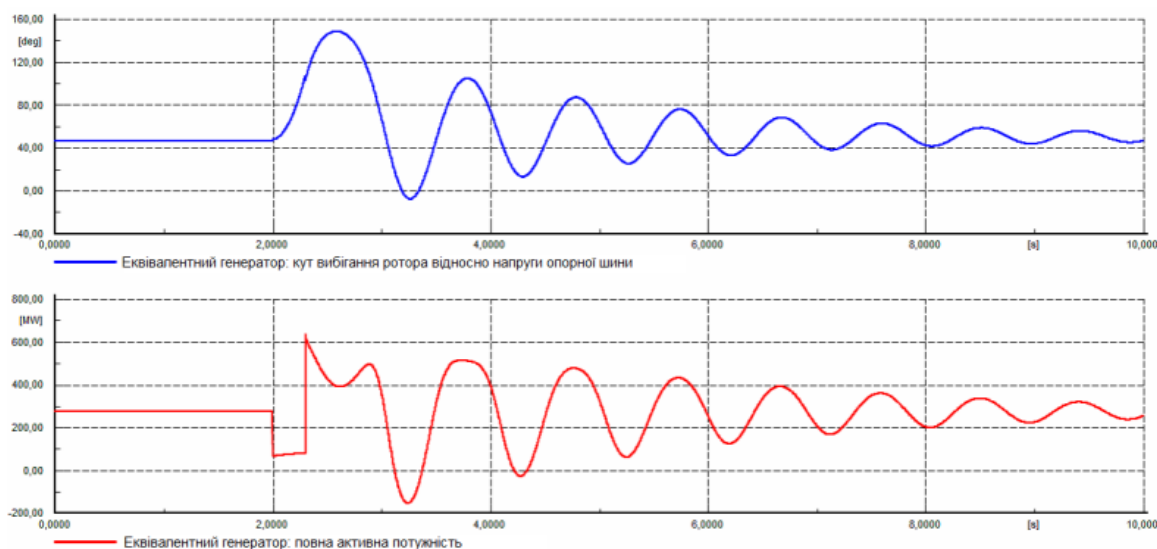
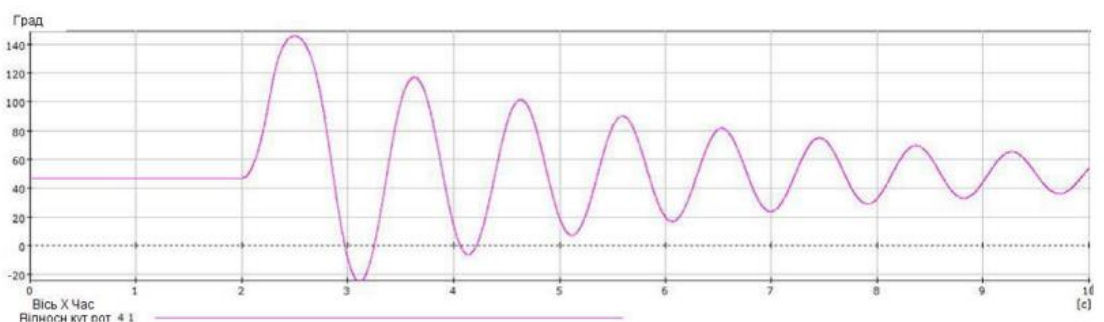
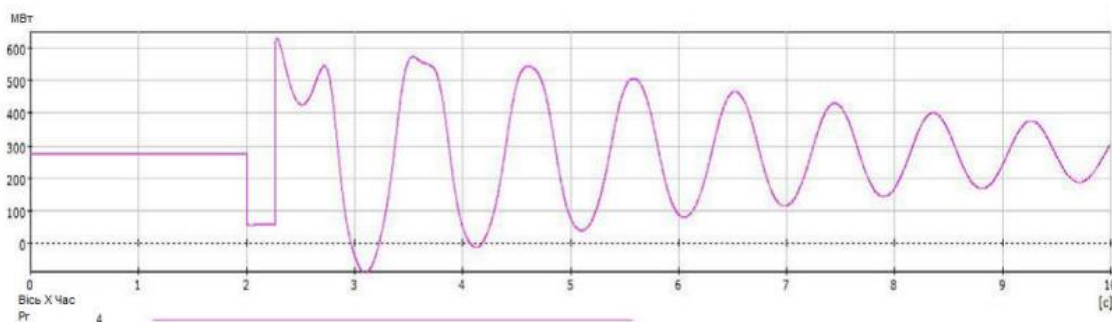


Рисунок 3.11 – Моделювання перехідного процесу у пакеті PowerFactory (0,3 с)



а) графік кута ротора генератора відносно напруги (град.)



б) потужність генератора (активна, МВт)

Рисунок 3.12 – Розрахунок перехідного процесу у пакеті Mustang

Бачимо, що результати моделювання в програмі PowerFactory є тотожними розрахунку в пакеті Mustang. В подальшому буде достатньо приводити отримані осцилограми лише в програмі PowerFactory. У вище розглянутому випадку стійкість роботи в паралельному режимі зберігається [25].

Виконаємо моделювання електромеханічного перехідного процесу для випадку, коли спостерігається втрата електрозв'язку генератора і системи та відновлення після 0,4 сек. (рис. 3.13).

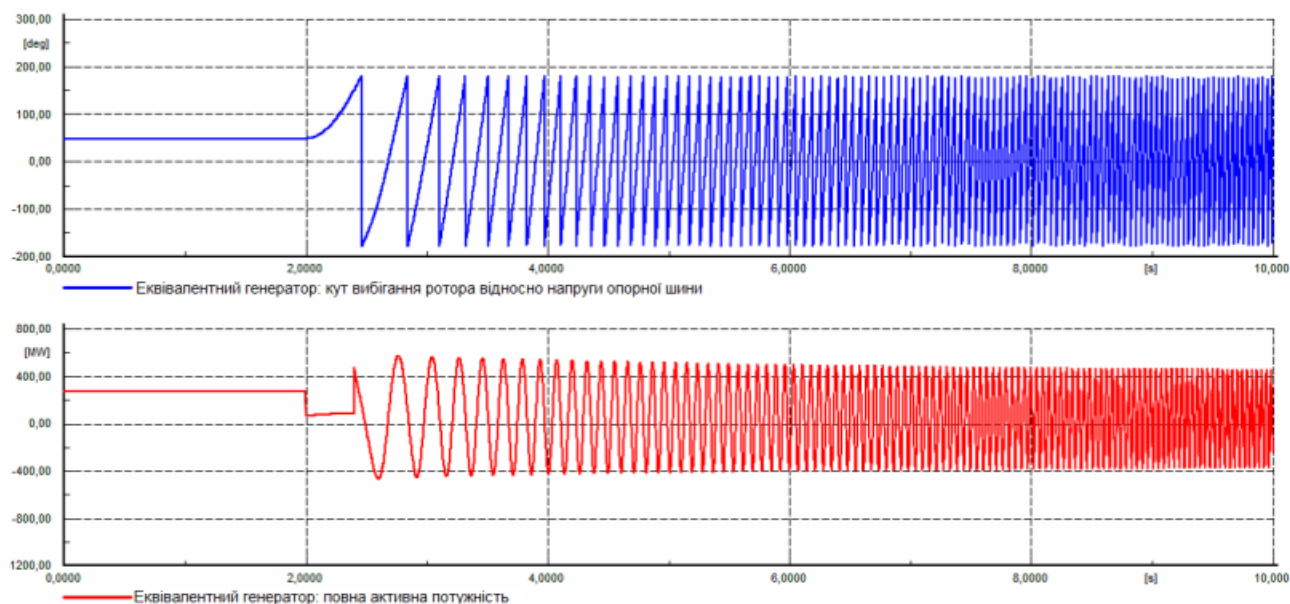


Рисунок 3.13 – Моделювання перехідного процесу у PowerFactory (0,4 с)

У даному випадку спостерігається порушення стійкості паралельної роботи і генератор розганяється при відсутності зв'язку із системою, тобто електрична потужність стає нижчою від потужності турбіни. Щоб сповільнити ріст швидкості генератора використовують систему накопичення енергії, яка буде споживати активну потужність під час відсутності з системою зв'язку. Даний режим є подібним до режиму електричного гальмування і при певних розрахунках можна вибрати мінімальну потужність, що має споживати система накопичення енергії для забезпечення стійкої роботи.

При виборі кроку 5 МВт було встановлено, що коли система накопичення енергії потужності споживає 70 МВт на протязі 0,4 сек., то стійкість зберігається, але до втрати зв'язку з системою вона повинна мати запас ємності для накопичення: $70 \text{ МВт} \cdot 0,4 \text{ с} = 28 \text{ МВт} \cdot \text{с} = 7,78 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ (рис. 3.13).

Проведемо визначення потужності для системи накопичення енергії з метою забезпечення режиму стійкості в залежності від часу відсутності зв'язку із системою. Будемо вважати, що система накопичення енергії споживає потужність на відрізок часу: *відсутність зв'язку з системою - її відновлення* (рис. 3.14)

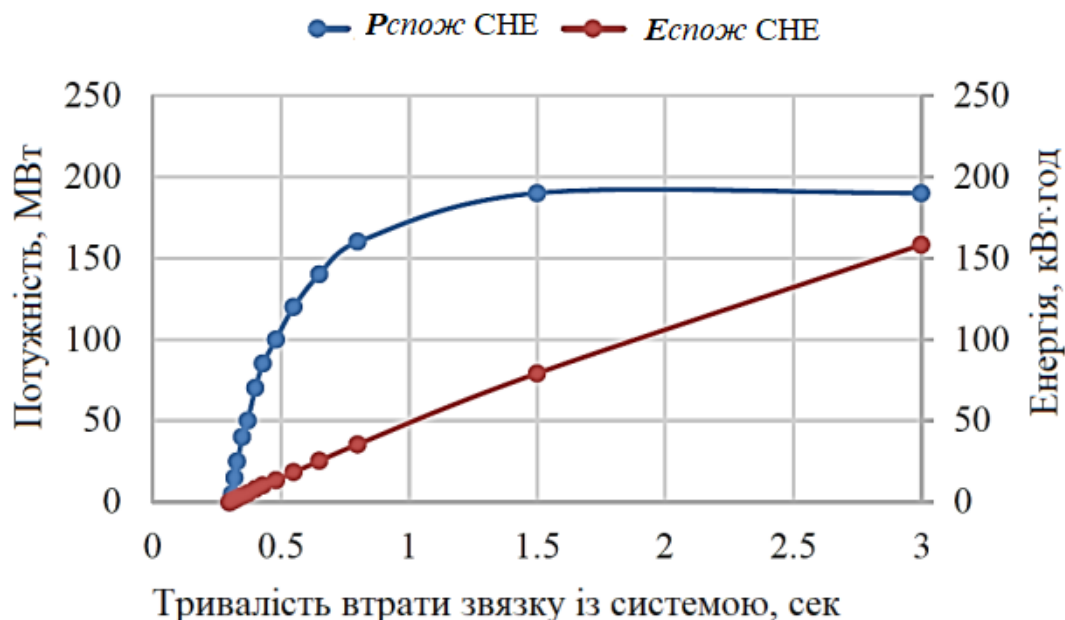


Рисунок 3.14 – Залежність потужності та енергії системи накопичення енергії від тривалості втрати зв'язку для забезпечення стійкості

Якщо втрата зв'язку триває 0,3 секунди і менше, то стійкість зберігається без системи накопичення енергії, а при втраті зв'язку від 0,3 секунд до 1,5 секунди потрібне збереження стійкості потужності буде залежати від часу втрати зв'язку. Якщо втрата зв'язку становить більше 1,5 секунди, то потужність не буде залежати від часу втрати і завжди буде постійною в доаварійному режимі. Значення споживаної енергії буде прогнозовано зростати зі збільшенням часу втрати зв'язку.

Дослідження стійкості при трифазному короткому замиканні

Проведемо моделювання електромеханічного перехідного процесу в мережі при трифазному короткому замиканні на Лінії 2 поблизу шин "VL_G_Bus" (рис. 3.10). Коротке замикання виникає в момент часу $t = 2$ с, а через проміжок часу $\Delta t_{\text{кз}}$ відбувається відключення пошкодженої лінії. Результати моделювання при $\Delta t_{\text{кз}} = 0,2$ сек приведено на рис. 3.15, де видно, що відбулося порушення стійкості паралельної роботи.

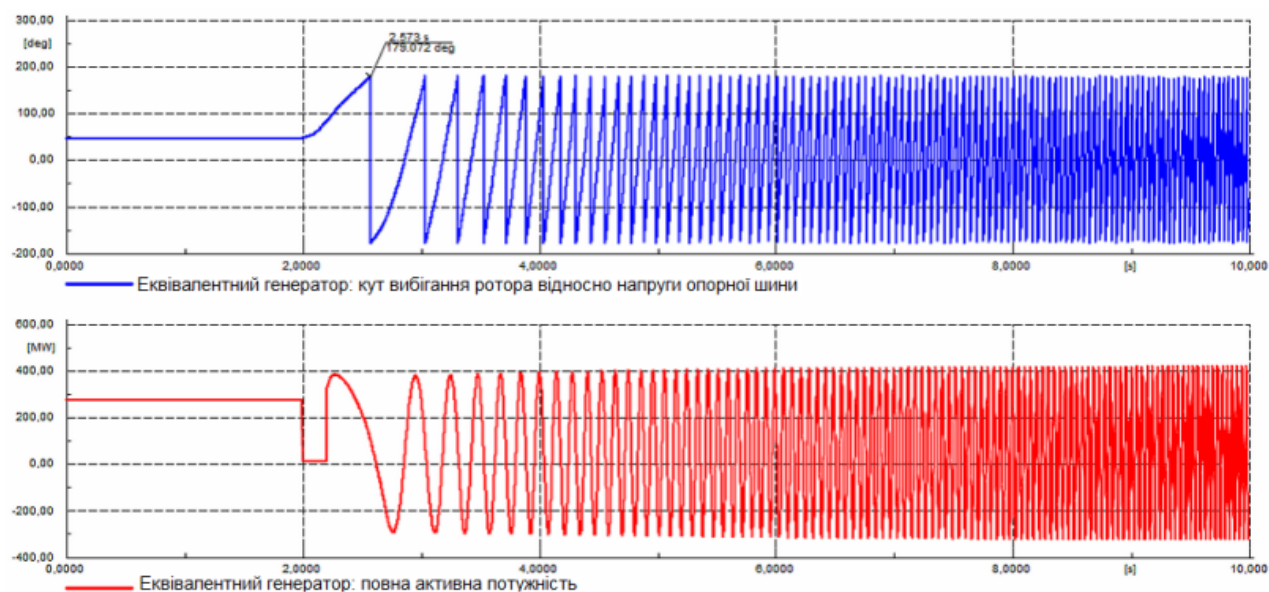


Рисунок 3.15 – Моделювання перехідного процесу при трифазному короткому замиканні ($\Delta t_{кз} = 0,2$ сек)

Теж саме відбувається під час відсутності зв'язку з системою, коли при короткому замиканні генератор розганяється (в цей час електрична потужність є нижчою потужності турбіни). Для сповільнення обертання генератора використовують систему накопичення енергії, яка не може споживати та видавати потужність у режимі короткого замикання [26]. Розглянемо випадок, коли система накопичення енергії споживає активну потужність, починаючи з часу відключення пошкодженої лінії до часу досягнення куту ротора генератора величини 180° (згідно графіку перехідний процесу без системи накопичення енергії). Використовуючи розрахунки, підбирають мінімальну потужність споживання системи накопичення енергії задля забезпечення стійкого режиму. Якщо взяти крок 5 МВт, то стійкість зберігається при споживанні системою накопичення енергії потужності 65 МВт на протязі $\Delta t_{спож} = 0,37$ сек (рис. 3.16), але до початкового моменту часу система накопичення енергії повинна володіти резервною ємністю для накопичення величиною 6680 кВт·год.

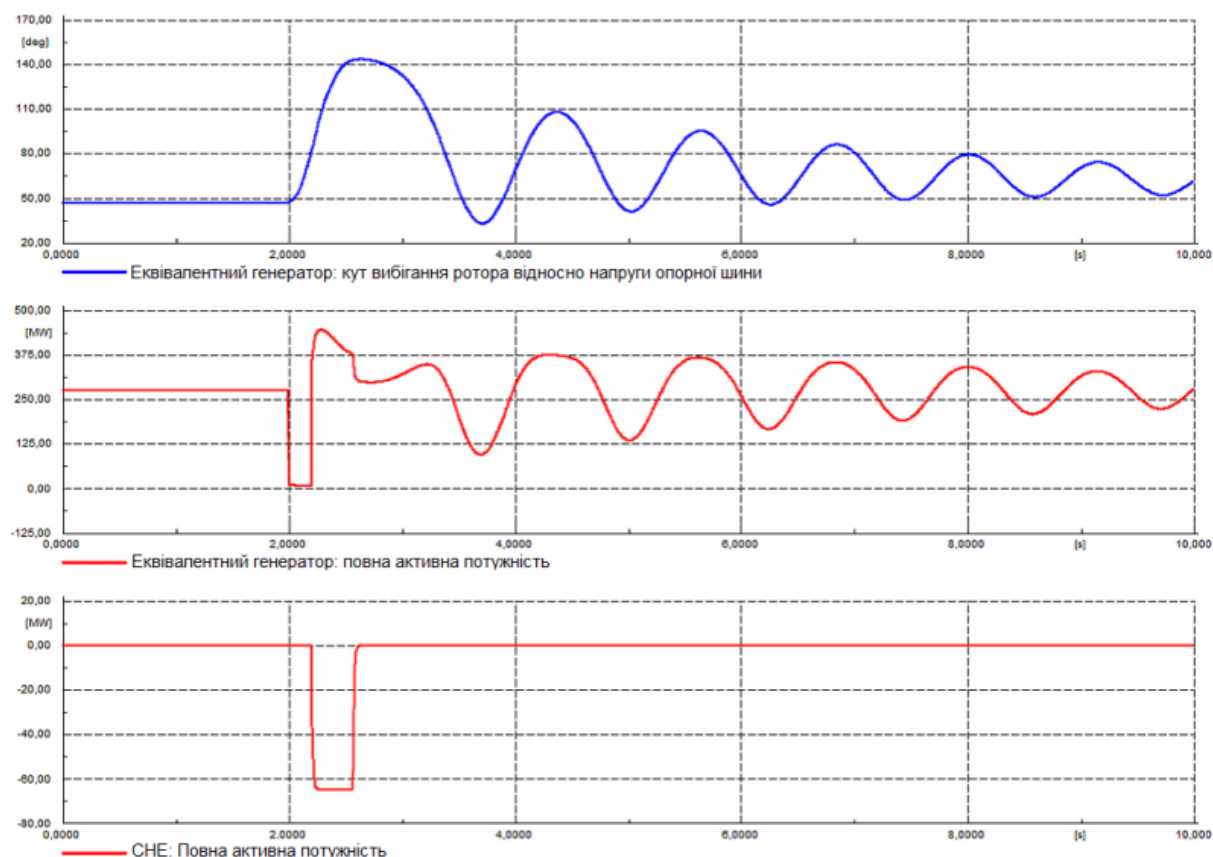


Рисунок 3.16 – Результати переходного процесу при трифазному короткому замиканні ($\Delta t_{кз} = 0,2$ сек при підключенні системи накопичення енергії)

Розрахуємо потужність для потреб системи накопичення енергії при забезпеченні збереження стійкості в залежності від часу короткого замикання. Отримані результати приведені на рис. 3.17: $\Delta t_{кз} \leq 0,16$ сек - стійкість зберігається без підключення системи накопичення енергії.

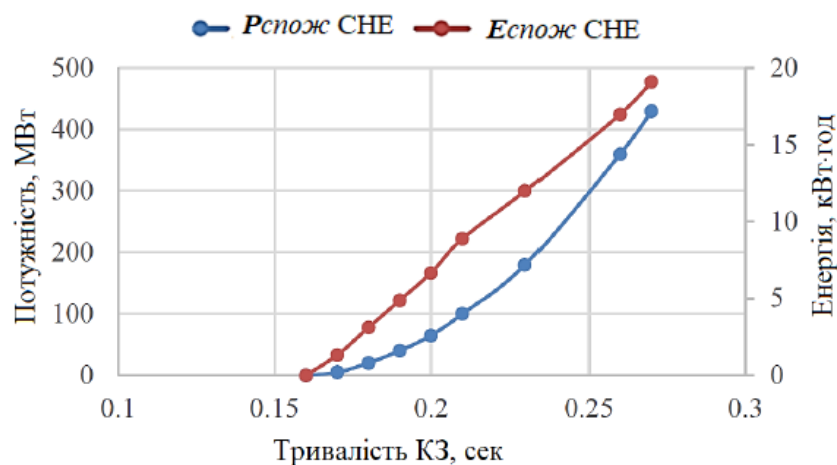


Рисунок 3.17 – Графіки залежності потужності системи накопичення енергії та споживаної нею енергії для збереження стійкості від часу короткого замикання

При зростанні часу короткого замикання кут ротора генератора швидше виходить на кут 180^0 і час споживання потужності системи накопичення енергії спадає (рис. 3.18) - потрібне значення споживаної потужності для дотримання стійкості суттєво зростає (рис. 3.17).

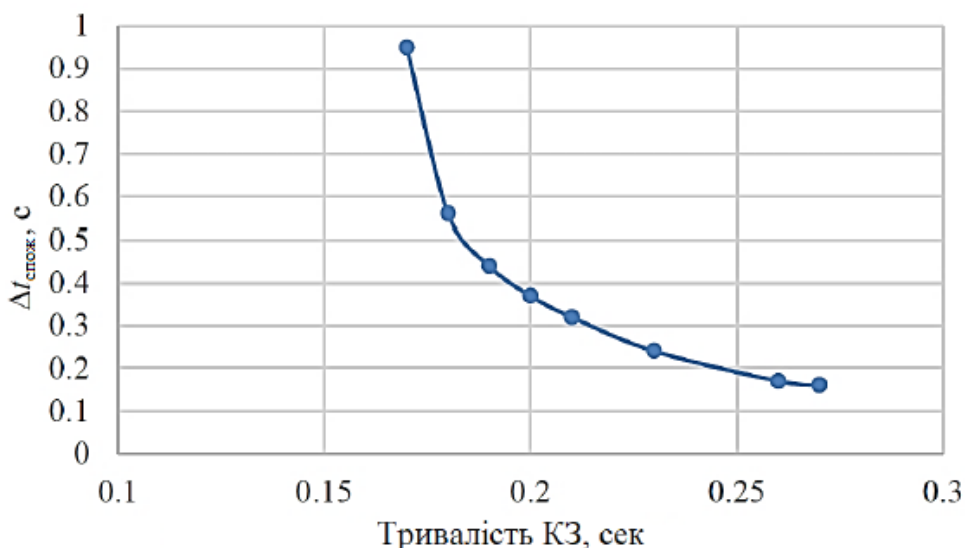


Рисунок 3.18 – Графік залежності часу споживання потужності системи накопичення енергії від часу короткого замикання

Для зменшення значення потужності необхідно вибирати $\Delta t_{\text{спож}}$ ітеративно (1-а ітерація за графіком без підключення системи накопичення енергії, а потім із нею). У цьому випадку $\Delta t_{\text{спож}}$ буде збільшуватися, а потрібна величина споживаної потужності - зменшуватися.

Дослідження стійкості при несиметричних коротких замиканнях

Виконаємо розрахунок електромеханічних перехідних процесів в мережі у випадку короткого замикання на Лінії 2 біля шин «VL_ G_ Bus» для 2-фазного короткого замикання, 1-фазного короткого замикання і 2-фазного короткого замикання на землю, сз (рис. 3.10). Коротке замикання спостерігається при $t = 2\text{с}$, а через проміжок часу $\Delta t_{\text{кз}}$ пошкоджена лінія знеструмлюється. Як і при 3-фазному короткому замиканні для дотримання збереження стійкості паралельної роботи після короткого замикання використовують систему накопичення енергії.

Відповідно до розглянутого випадку приймають, що система накопичення енергії буде споживати активну потужність з часу відключення пошкодженої лінії

до часу виходу кута ротора генератора на 180° (згідно графіку перехідного процесу без системи накопичення енергії).

Розрахуємо потужність для потреб системи накопичення енергії при забезпеченні збереження стійкості в залежності від часу короткого замикання у випадку різних режимів несиметричних коротких замикань. Результати розрахунків приведено на рис. 3.19, 3.21, 3.23, а час споживання потужності системи накопичення енергії при різній тривалості і різних режимах короткого замикання - на рис. 3.20, 3.22, 3.24.

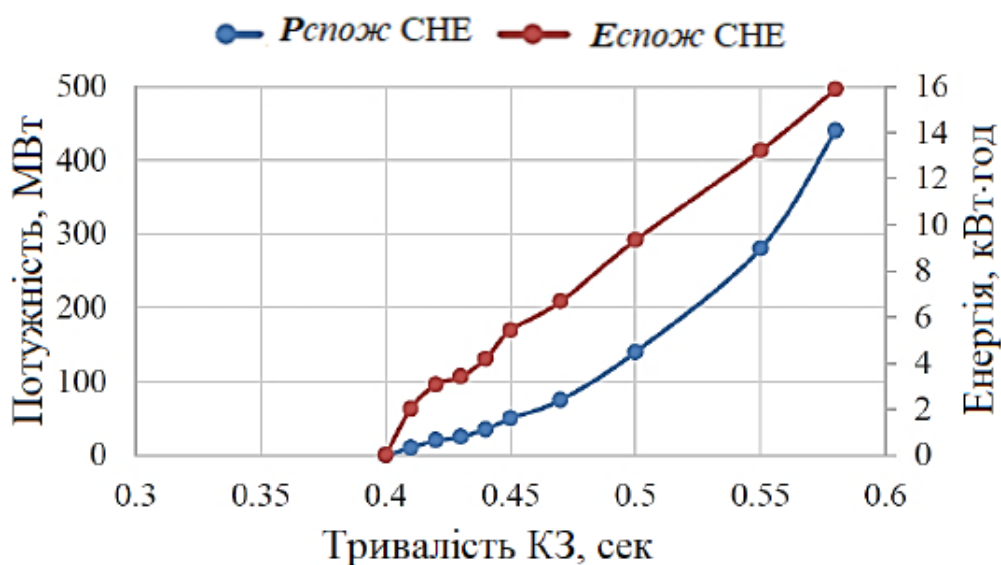


Рисунок 3.19 – Графіки залежності потужності системи та споживаної нею енергії для дотримання стійкості від часу 2-фазного короткого замикання

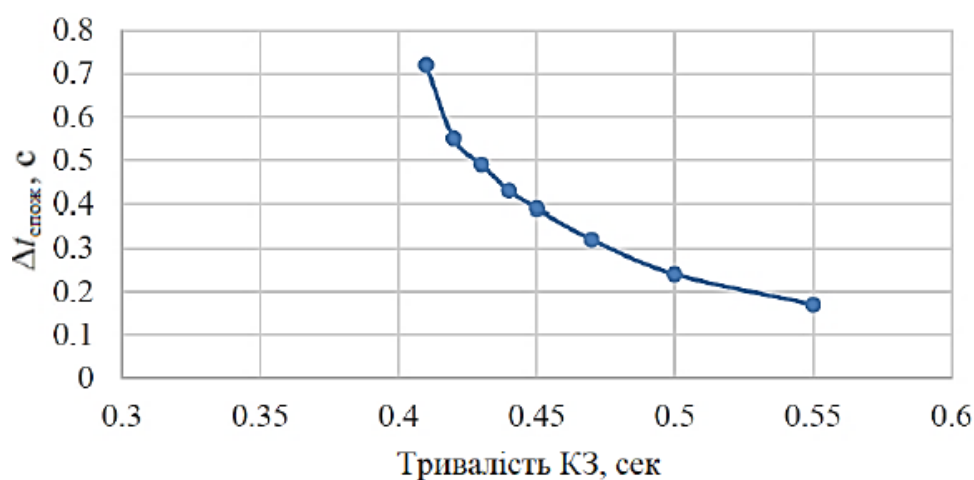


Рисунок 3.20 – Графік залежності часу використання потужності системи від часу 2-фазного короткого замикання

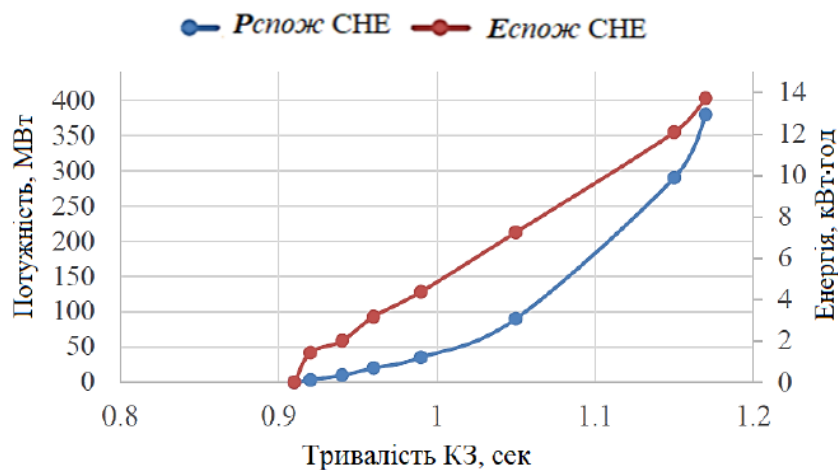


Рисунок 3.21 – Графіки залежності потужності системи та споживаної нею енергії для дотримання стійкості від часу однофазного короткого замикання

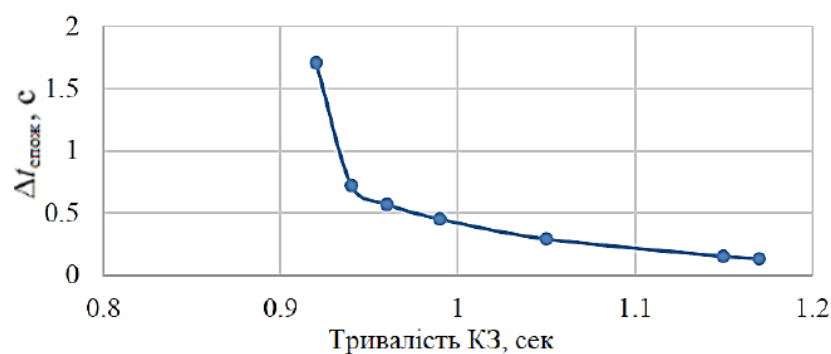


Рисунок 3.22 – Графік залежності часу використання потужності системи від часу однофазного короткого замикання

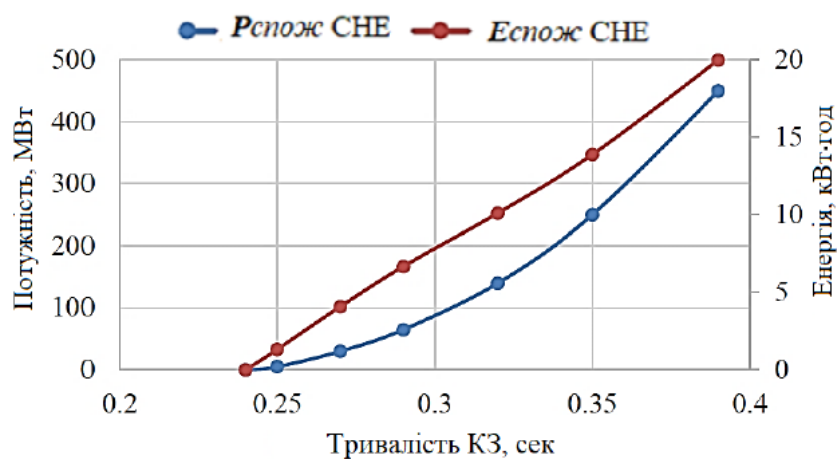


Рисунок 3.23 – Графіки залежності потужності системи та споживаної нею енергії для дотримання стійкості від часу 2-фазного короткого замикання

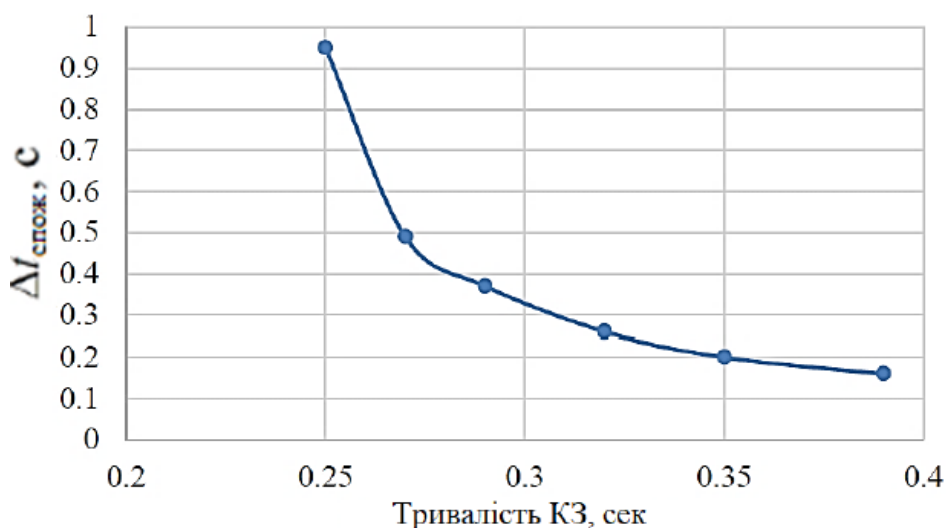


Рисунок 3.24 – Графік залежності часу використання потужності системи від часу двофазного короткого замикання

Отже бачимо, що систему накопичення енергії можна використовувати для дотримання стабільної паралельної роботи після завершення режиму коротких замикань. Але, чим важчий режим короткого замикання і тривалий час його дії, то відповідно, система накопичення енергії має мати більшу потужність та енергетичну ємність [27].

3.6 Висновки до розділу 3

1. Запропоновано методику для вибору енергетичної ємності при роботі із системою накопичення енергії з практичним застосуванням її функцій.

2. Здійснено розробку імітаційної моделі системи накопичення енергії та розрахунків усталених режимів, електромеханічних та електромагнітних перехідних процесів в середовищі програми PowerFactory.

3. Проведено моделювання роботи розробленої системи та дослідження режимів дотримання стійкості і надійності режиму паралельної роботи синхронних генераторів з відповідними розрахунками перехідних процесів у випадку втрати електрозв'язку генератора та досліджуваної системи і параметри її відновлення через встановлений час.

4. Проведено імітаційне моделювання розробленої системи для дослідження стійкості при заданих режимах короткого замикання та виявлено такі залежності:

- часу використання потужності досліджуваної системи від часу одно- і двофазного короткого замикання;
- потужності досліджуваної системи і споживаної від неї енергії для дотримання стійкості від часу одно- і двофазного короткого замикання;
- часу використання потужності досліджуваної системи від часу двофазного короткого замикання на землю;
- потужності досліджуваної системи і споживаної від неї енергії для дотримання стійкості від часу двофазного короткого замикання на землю.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Захист персоналу у діючих електроустановках

Щодо заходів безпеки, які передбачені в діючих електроустановках, зокрема, на повітряних і кабельних лініях електропередачі при проведенні ремонтних, монтажних, налагоджувальних, будівельних і інші робіт, можна розділити на 3 категорії: робота під напругою, робота без зняття напруги, робота зі зняттям напруги [28].

При виконанні робіт з частковим включенням обладнання електромонтажнику забороняється наближатися самому і наближати інструмент та прилади, з якими він працює, до струмопровідних частин під напругою на відстань, яка є меншою за вказану в табл. 4.1, де приведено найменшу допустиму відстань виробничих працівників і використовуваних ними інструментів та приладів від тимчасових огорож до струмопровідних частин під час виконання робіт під напругою. Виконання робіт зі зняттям напруги здійснюється при повному або частковому відключенні електрообладнання.

Таблиця 4.1 - Безпечна відстань від струмопровідних частин

	Діюча напруга електрообладнання, кВ									
	до 1,0	3 ... 35	60 ... 110	150	220	330	400 ... 500	750	800 постій- ного струму	1150
Найменша допустима відстань, м	0,7	0,7	1,0	1,8	2,1	2,6	3,6	5,2	3,6	8,3

На рис. 4.1 показано, як визначити відстані від людини, що виконує роботи в діючих установках, до струмоведучих частин, що знаходяться під напругою вище 1000 В.

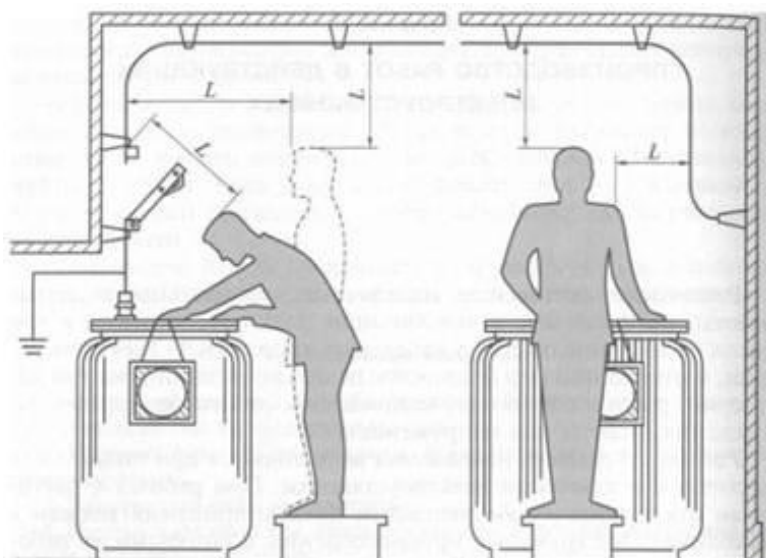


Рисунок 4.1 - Допустимі відстані від працівника до струмопровідних частин

Найменші допустимі відстані від людини до струмоведучих частин, що знаходяться під напругою вище 1000 В напругою при виконанні робіт в діючій електроустановці приведені в табл. 4.1.

Роботи без зняття напруги проводяться без відключення будь-яких частин електрообладнання. В цьому випадку працювати можна за огороженнями струмопровідних частин постійними і тимчасовими, на корпусах обладнання, на основі оболонки кабелів, а також на відстанях від неогорожених струмопровідних частин під напругою, які приведені в табл. 4.1.

Роботи під напругою можна виконувати прямо на струмопровідних елементах із використанням електричних захисних засобів на відстанях, які зазначені в табл. 4.1.

В електричних установках всі види робіт потрібно виконувати з обов'язковим дотриманням таких умов [29]:

- робота виконується з дозволу уповноваженої офіційної особи відповідно до завдання, яке оформлене у вигляді розпорядження або наряду-допуску;
- для забезпечення персоналу безпечних умов праці мають бути проведені організаційні і технічні заходи.

4.2 Розрахунок блискавкозахисту об'єкта

Базову основу захисту обладнання електричних установок від атмосферних високих напруг, які можуть викликати ураження прямими ударами блискавки, складає облаштування блискавковідводів, тобто надійно заземлених провідників, що розташовані вище елементів захисту розробленої електроустановки: вертикальної осьової вітроенергетичної турбіни, фотоелектричних сонячних панелей і житлової будівлі, в якій розташоване побутове радіо- і електротехнічне обладнання [30].

Існує три категорії обладнання блискавкозахисту: I-а і II-а захищають від безпосередніх ударів електростатичної та електромагнітної індукції та попадання високих потенціалів, III-я захищає від безпосередніх ударів та попадання високих потенціалів. За зону захисту блискавкозахисту приймають частину навколишнього простору, всередині якого здійснюється захист об'єкта від попадання блискавки з певним ступенем надійності: зона А має 99,6% і більше, зона Б -95% і більше.

Для поглинання електростатичного заряду блискавки і відводу її струмів в землю використовують стандартні частини блискавкозахисту - громовідводи, що мають у своєму складі несучу опору, приймач блискавки, струмовідвід та заземлювач [31].

За конструкцією громовідводи поділяються на:

- 1) стержневі одиночні;
- 2) стержневі подвійний, коли 2 стрижневі блискавковідводи розташовані з різних сторін на об'єкті, що захищається;
- 3) тросові, коли між стержневими подвійними громовідводами натягнуто трос сталеві конструкції;
- 4) сітка блискавкоприймаюча – така конструкція монтується на неметалевий дах будівлі.

Основи блискавковідводів можуть бути виготовлені з дерева, сталі або залізобетону. Стрижневі блискавкоприймачі зазвичай виконують стальними перерізом 100 мм² і більше та довжиною більше 200 мм. В якості блискавкопри-

мача можуть служити частини металевих конструкції об'єктів захисту - труби, дефлектори, дах і ін.).

Блискавкоприймачі на базі тросових блискавководів виготовляють з багатопровідного оцинкованого сталевго троса перерізом 35 мм² і вище. Сітку блискавкоприймаюча виготовляють зі смугової сталі перетином 46 мм² і більше або сталевго дроту 6-8 мм² та укладають прямо на дах будівлі чи під шар пожежобезпечного утеплювача (гідроізоляції). За допомогою зварки з'єднують вузли сітки - розмір утворених комірок при цьому повинен становити приблизно 36 м² (6×6 м) для захисту об'єктів II-ї категорії і 150 м² (12×12) для об'єктів III-ї категорії.

Для захисту від ударів блискавок II-ї і III-ї категорії дозволяється в якості блискавкоприймача застосовувати металеве покриття будівлі. Всі металеві елементи об'єкта, які розташовані на покрівлі, необхідно з'єднати з металом даху або сітки, а неметалеві елементи, які розташовані над дахом, оснащуються додатковими блискавкоприймачами [32].

Струмовідводи, які з'єднують дах або сітку з заземлювачами, потрібно прокладати через кожні 25 м по периметру будівлі. Струмовідводи виготовляють у вигляді сталевих труб, смуг або тросів перетином 25-50 мм² і найкоротшим шляхом прокладають до заземлювачів.

З'єднання блискавкоприймачів струмовідводів та заземлювачів виконується за допомогою зварювання. Середньорічна інтенсивність грозової активності в годинах приведена в табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Середньорічна активність ударів блискавки на 1 км²

Інтенсивність грозової діяльності, год/рік	15-20	20-45	45-65	65-85	85 і більше
<i>n</i>	1	3	6	9	12

Очікуване число уражень блискавкою в рік можна обчислити за наступною формулою:

$$N = (S + 6 \cdot h) \cdot (L + 6 \cdot h) \cdot n \cdot 10000, \quad (4.1)$$

де S, L - ширина і довжина будівлі, яка захищається, м;

h - найбільша висота будівлі, м;

n - середньорічна кількість ударів блискавок на 1 км^2 площі.

Обчислити величину імпульсного опору заземлювача, яка пов'язана з гранично допустимим опором розтікання струму промислової частоти, можна за наступною формулою:

$$R_i = K, \quad (4.2)$$

де K - коефіцієнт імпульсу.

Імпульсний опір заземлювача має бути не більше 10 Ом (для об'єктів II-ї категорії - 20 Ом), а в землі з питомим опором $500 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$ може бути і до 40 Ом.

При облаштуванні блискавкозахисту потрібно зазвичай враховувати і наступне: з метою дотримання безпеки людей і тварин заземлювачі блискавковідводів слід розміщувати в тих місцях, які нечасто відвідуються, на відстані більше 5 від проїжджої та пішохідної частини. Для усунення попадання високих електричних потенціалів на об'єкти захисту по підземних комунікацій, рекомендується розміщувати заземлювачі і струмовідводи до них достатньо віддалено від цих комунікацій, а для запобігання перекриття розряду від блискавкоприймача - на значній віддалі від елементів об'єкта.

Висота житлової заміської будівлі розміром 5×5 м становить $h_x = 10$ м. Висота вітроенергетичної установки $h_x = 20$ м. За правилами техніки електробезпеки даний об'єкт відноситься до зони захисту Б, тому приймаємо один блискавковідвід висотою $h = 22$ м.

Знайдемо висоту твірної перелому конуса:

$$h_0 = 0,92 \cdot h. \quad (4.3)$$

$$h_0 = 0,92 \cdot 22 = 20,24 \text{ м.}$$

Обчислимо радіус зони захисту житлової будівлі і гібридної енергетичної установки:

$$r_0 = 1,5 \cdot h_0. \quad (4.4)$$

$$r_0 = 1,5 \cdot 20,24 = 30,36 \text{ м.}$$

Обчислимо радіус зони захисту енергетичної установки:

$$r_k = 1,5 \cdot \left(h - \frac{h_x}{0,92} \right). \quad (4.5)$$

$$r_k = 1,5 \cdot \left(22 - \frac{10}{0,92} \right) = 16,97 \text{ м.}$$

Властивості захисту стержневого блискавковідводу можна охарактеризувати зоною захисту, тобто розрахованим простором навколо громовідводу, де ураження об'єкта, що захищається, розрядами атмосферних явищ є малоімовірним. Отже, при розрахованій висоті блискавковідводів 22 м, дана гібридна енергетична установка буде знаходитися в безпечній зоні захисту.

Користуючись результатами розрахунку, формуємо необхідні елементи побудови обрисів захисної зони (рис. 4.2).

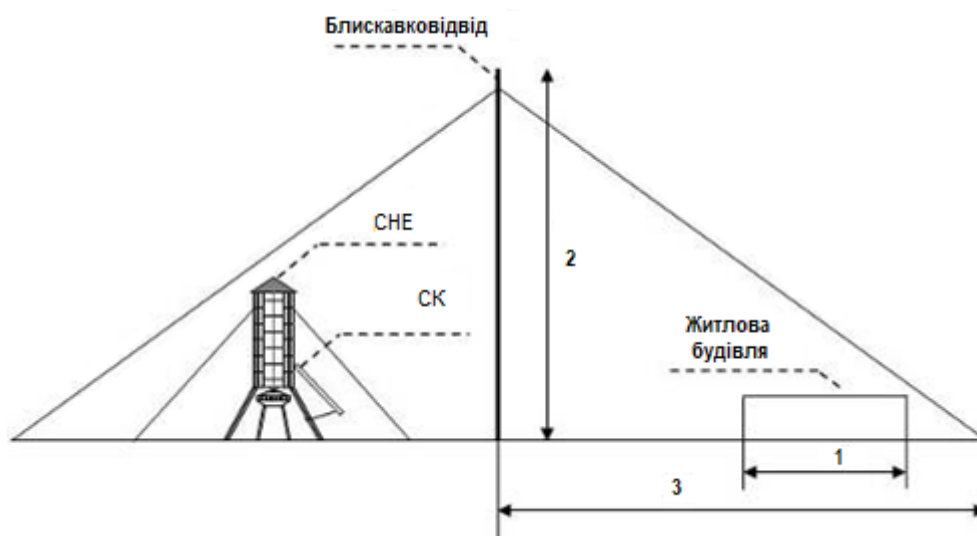


Рисунок 4.2 – Зона блискавкозахисту:

СНЕ – система накопичення енергії; СК – система керування;

1 – житлова споруда; 2 – блискавковідвід; 3 – радіус зони захисту

З метою захисту підвищення надійності блискавкозахисту при монтажі блискавковідводів на порталах підстанції потрібно:

- біля стійок конструкцій з громовідводами встановити додатковий заземлювач з двох-трьох труб або металічних кутників довжиною 3-5 м;
- створити умови для розтікання струму блискавки від металічних конструкцій до блискавковідводу в 3-4 напрямках;
- на порталах підстанції подвоїти число ізоляторів в гірляндах;
- виконати приєднання заземлювача трансформаторів на відстані більше 15 метрів від заземлювача блискавковідводу.

4.3 Висновки до розділу 4

1. Запропоновано організаційні та технічні заходи щодо захисту персоналу у діючих електроустановках.

2. Виконано розрахунок блискавкозахисту об'єкта, на якому буде розміщено розроблену в кваліфікаційній роботі систему накопичення енергії житлового будинку.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В кваліфікаційній роботі вирішена актуальна наукова задача – проведено схемотехнічне дослідження якості електричної енергії в мережах з нелінійними електроприймачами. Грунтуючись на проведенні в кваліфікаційній роботі дослідження та розрахунки, було отримано наступні результати.

1. Проведений аналіз показав, що системи накопичення енергії є багатofункціональними пристроями з високим потенціалом застосування у складі в традицій-них та Smart Grids енергетичних систем.

2. Було виконано детальний аналіз складових компонентів системи накопичення енергії, до якої входять наступні підсистеми: перетворення електричної енергії, управління, накопичення, розподілу та допоміжна підсистема.

3. У кваліфікаційній роботі було проведено аналіз можливого використання системи накопичення енергії, описана її структура та принцип роботи, запропоновано методику вибору параметрів та представлено розробку в програмному середовищі PowerFactory модель такої системи.

4. Розроблена імітаційна модель була використана для виконання розрахунків для дослідження режиму паралельної роботи генераторів у випадку втрати зв'язку з системою, у випадку 3-фазного короткого замикання та несиметричного короткого замикання.

5. Розроблена імітаційна модель дозволяє спростити процес підготовки моделі енергетичної системи до проведення розрахунків фахівцями спеціалізованих технічних організацій.

6. Використання розробленої моделі надає можливість на стартовому етапі виконати оцінку необхідності застосування такої системи на реальному об'єкті.

7. Розроблена модель може мати позитивний ефект при виборі параметрів реальних систем накопичення енергії та дослідженні роботи системи керування, оскільки проведення розрахунку з допомогою цієї моделі не сповільнює обчислювальні процеси і передбачає аналіз тривалих електромеханічних перехідних процесів.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Energy storage forecast 2016 – 2030. Bloomberg New Energy Finance. — Nov. 20, 2017.
2. Про внесення змін до деяких законів України щодо розвитку установок зберігання енергії» (15 лютого 2022 року). URL: <https://www.rada.gov.ua/news/razom/221882.html> (дата звернення 26.12.2024)
3. Michael T. Burr. Reliability demands drive automation investments // Public Utilities Fortnightly, Technology Corridor department. — Nov. 1, 2013.
4. Оробчук Б., Микуляк В., Волос Р. Зниження втрат електроенергії в розподільних мережах при застосуванні накопичувачів енергії. / VII Міжнародна науково-технічна конференція «Світлотехніка й електроенергетика: історія, проблеми, перспективи»: Тернопіль, 2024 р. – С. 61-62
5. Базюк Т.М., Блінов І.В., Буткевич О.Ф., Денисюк С.П. та інш. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими / За заг. ред. акад. НАН України О.В. Кириленка /Інститут електродинаміки НАН України. – К.: Ін-т електродинаміки НАН України, 2016. – 400 с.
6. E. Hossain, E. Kabalci, R. Bayindir, R. Perez, “Microgrid testbeds around the world: State of art”, Energy Conversion and Management, vol. 86, pp. 132-153, October 2014
7. N.W.A. Lidula, A.D. Rajapakse, “Microgrids research: A review of experimental microgrids and test systems”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 15, no. 1, pp. 186-202, January 2011.
8. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Праховник А.В., Денисюк С.П. Еволюція інтелектуальних електричних мереж та їхні перспективи в Україні. // Техн. Електродинаміка. – 2012. – № 5. – С. 52–67.
9. Денисюк С.П., Соколовський П.В. Аналіз функціонування гнучкої генерації на етапі переходу до інтелектуальних мереж Smart Grid // Електрифікація транспорту. – 2018. – № 15. – С. 31–42.
10. Основні положення концепції інтелектуальної енергосистеми з активно-адаптивною мережею. URL: <https://en.wikipedia.org/wiki/Microgrid> (дата звернення: 03.01.2025).

11. Оробчук Б., Іванків А. Адаптивна система керування режимами електропостачання. Актуальні питання розвитку агропромислового комплексу. ВП НУБІП України «Бережанський агротехнічний інститут». - Бережани, 2016 р.
12. Довідник систем накопичення енергії Energy storage (BESS). URL: <https://energystorage.com.ua/spravochnik-akkumulirovanie-energii-energy-storage-bess/> (дата звернення: 05.01.2025).
13. Оробчук Б. Я. Дослідження режимів роботи моделі сонячної електростанції в пакеті MATLAB / Б. Я. Оробчук, Н. Я. Кіт // XI Міжнародна науково-практична конференція молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 7-8 грудня 2022 року. — Т. : ТНТУ, 2022. — С. 84–85. — (Електротехніка та енергозбереження). URL: https://elartu.tntu.edu.ua/bitstream/lib/40669/2/MNPK_2022_Orobchuk_B-Study_of_model_operation_84-85.pdf
14. Кириленко О.В., Якименко Ю.І., Жуйков В.Я., Денисюк С.П. Перетворювачі параметрів електроенергії в Smart системах енергетики // Спец. випуск Праць Ін-ту електродинаміки НАН України (Мат. І-ї Міжн. наук.-техн. конф. «Інтелектуальні енергетичні системи – ІЕС'10») – К.: ІЕД НАНУ, 2010. – С. 17–23.
15. Orobchuk, Bogdan, et al. "Development of simulator automated dispatch control system for implementation in learning process". 2017, 9th IEEE International Conference on Intelligent Data Acquisition and Advanced Computing Systems: Technology and Applications (IDAACS). Vol. 1. IEEE, 2017. <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8095078>
16. Гнучкість та інтеграція відновлюваних джерел енергії [Електронний ресурс].— Режим доступу до ресурсу: https://biz.censor.net.ua/columns/3131737/gnuchkst_ta_integratsya_vdnovlyuvanih_djerel_energ (дата звернення: 12.01.2025)
17. Яценко Д.В. Динамічне керування режимами розподільних мереж з локальними джерелами енергії. - Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису. Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії у галузі знань 14 Електрична інженерія за спеціальністю 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», Київ, 2023.

18. Мережі постійного і змінного струму з альтернативними джерелами енергії – 2: Конспект лекцій [Електронний ресурс]: навч. посіб. для студ. спеціальності 171 «Електроніка» / КПІ ім. Ігоря Сікорського; уклад.: Є.В. Вербицький– Електронні текстові дані (1 файл: 4,3 Мбайт). – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. – 96 с.
19. Aneke M, Wang M. Energy storage technologies and real life applications e a state of the art review. Appl Energy 2016; 179:350-377.
20. Системи накопичення енергії: чи є майбутнє в Україні? – 2022. - Режим доступу: <https://ecopolitic.com.ua/ua/news/sistemi-nakopichennya-energii-chi-ie-majbutnie-v-ukraini/> (дата звернення: 12.01.2025)
21. Сивенко М.М., Мірошник О.О., Середа А.І. Розрахунок оптимальних параметрів накопичувачів та відновлювальних джерел енергії в ізольованих енергосистемах. [Електронний ресурс].– Режим доступу до ресурсу: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2021.01.13> (дата звернення: 13.02.2025)
22. С. Mi, B. Li, D. Buck, and N. Ota, — «Advanced electro-thermal modeling of lithiumion battery system for hybrid electric vehicle applications», in Vehicle Power and Propulsion Conference, 2007. VPPC 2007. IEEE, pp. 107–111, 2007
23. Електрична частина станцій та підстанцій: курс лекцій [Електронний ресурс]: навчальний посібник для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»/уклад.: О.В. Остапчук, П.Л. Денисюк, Ю.П. Матененко / КПІ ім. Ігоря Сікорського, – Електронні текстові дані (1 файл: 4,62 Мбайт). – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 183 с.
24. Оробчук Б., Прокопчук В. Бартошевський Р. Методи зниження втрат електричної енергії в розподільчих мережах. Актуальні задачі сучасних технологій: зб. тез доповідей міжнар. наук.-техн. конф. молодих учених та студентів, (Тернопіль, 6-7 грудня 2023) // М-во освіти і науки України, Терн. націон. техн. ун-т ім. І. Пулюя [та ін.]: ТНТУ, 2023

25. Матвійчук В.А., Рубаненко О.Є., Рубаненко О.О., Гунько І.О.: Інтелектуалізація електроенергетичних систем. Навчально-методичний посібник для підготовки студентів освітнього рівня «Магістр» в галузі знань 14 «Електрична інженерія» спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка і електромеханіка» – Вінниця, видавничий центр ВНАУ: 2019 р. – 109 с.
26. Оробчук Б., Продан П., Лещук А. Підвищення селективності роботи автоматики при тривалих коротких замиканнях / VII Міжнародна науково-технічна конференція „Світлотехніка й електроенергетика: історія, проблеми, перспективи” : Тернопіль, 2024 р. – С. 63-64
27. Orobchuk B., Kozak K., Zahorodna N. Implementation of digital substations into the educational process based on real-time training complexes // International Workshop on the Usage of Artificial Intelligence and Robotics in Environment and Health December 13, 2024, İskenderun / Hatay / TURKEY
28. Лут М.Т. Охорона праці в галузі. Методичні вказівки щодо виконання розділу у дипломних проектах студентів зі спеціальності 7.091901 «Енергетика сільськогосподарського виробництва». К.:НАУ,2000.-136с
29. Основи охорони праці: підручник для студентів вищих навчальних закладів // За ред. д.т.н., проф. М.П. Гандзюка - К.: Каравела, 2003. - 408 с
30. Лапін В.М., Безпека життєдіяльності людини, - Львів: ЛБК НБУ; Київ: Знання, 2000.-188 с.
31. Методичний посібник для здобувачів освітнього ступеня «магістр» всіх спеціальностей денної та заочної (дистанційної) форм навчання «Безпека в надзвичайних ситуаціях» / В.С. Стручок –Тернопіль: ФОП Паляниця В.А., –156 с.
Отримано з <https://elartu.tntu.edu.ua/handle/lib/39196>
32. Закон України “Про захист людини від надзвичайних ситуацій техногенного та природного походження”, ВРУ, № 1809 – 111. – К., 2000.
33. Оробчук Б.Я., Буняк О.А., Бабюк С.М., Сисак І.М., Вакуленко О.О. Методичні вказівки щодо виконання та оформлення дипломної роботи за ступенем «магістр». Тернопіль, ТНТУ імені Івана Пулюя, 2017 р