

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Підвищення енергоефективності розподільних електричних мереж з використанням промислових накопичувачів енергії»

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕСМ-20м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні системи та
мережі»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Затхей М.В.

(прізвище та ініціали)

Керівник: д.т.н., професор каф. ЕСС

Кулик В.В.

(прізвище та ініціали)

« ____ » _____ 2021 р.

Опонент: к.т.н., доцент каф. ЕССЕ

Шулле Ю. А.

(прізвище та ініціали)

« ____ » _____ 2021 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« ____ » _____ 2021 р.

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем
Рівень вищої освіти II-й (магістерський)
Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма – Електричні станції

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.

_____ 2021 року

З А В Д А Н Н Я

НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Затхею Максиму Вікторовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Підвищення енергоефективності розподільних електричних мереж з використанням промислових накопичувачів енергії
керівник роботи д.т.н., доцент проф. каф. ЕСС Кулик В.В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 24.09.2021 року № 277

2. Строк подання студентом роботи 30 листопада 2021 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5200 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 37 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 1,65 грн. Посилання на періодичні видання.

Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Надана схема нормального режиму мережі АТ «Вінницяобленерго». Дані погодинного споживання

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Технології електрохімічних батарей. Компоненти акумуляторних систем зберігання енергії. 2. Оптимізація розміщення BESS в електричній мережі. Визначення оптимальної потужності BESS. 3. Алгоритми оптимізації розміщення BESS в електричних мережах. Вплив режимів заряду/розряду на рівень втрат в ЕМ. 4. Охорона праці та пожежна безпека при роботі з промисловими накопичувачами енергії. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Схема балансу потужності в ЕЕС. 2. Схема нормального режиму мережі ПАТ «Вінницяобленерго»

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Кулик В.В., д.т.н.,проф., кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Бондаренко Є. А. д.т.н.,проф., професор каф. ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання 24 вересня 2021 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		При-мітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	06.09.21	13.09.21	
2	Аналіз літератури та дослідження питання впливу BESS на роботу електроенергетичної системи України та закордоном	07.09.21	21.09.21	
3	Технології електрохімічних батарей. Компоненти акумуляторних систем зберігання енергії	21.09.21	28.09.21	
4	Оптимізація розміщення BESS в електричній мережі. Визначення оптимальної потужності BESS	29.09.21	20.10.21	
5	Алгоритми оптимізації розміщення bess в електричних мережах. Вплив режимів заряду/розряду на рівень втрат в ЕМ	21.10.21	30.10.21	
6	Охорона праці та пожежна безпека при роботі з промисловими накопичувачами енергії	31.10.21	07.11.21	
7	Економічна частина	08.11.21	14.11.21	
8	Оформлення пояснювальної записки	15.11.21	22.11.20	
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	23.12.21	30.11.21	

Студент

(підпис)

Затхей М.В.

Керівник роботи

(підпис)

Кулик В.В.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
РОЗДІЛ 1 ТЕХНОЛОГІЇ ЕЛЕКТРОХІМІЧНИХ БАТАРЕЙ. КОМПОНЕНТИ АКУМУЛЯТОРНИХ СИСТЕМ ЗБЕРІГАННЯ ЕНЕРГІЇ.....	9
1.1 Силова електроніка. Перетворювачі постійного струму у змінний ...	13
1.2 Якість електроживлення.....	18
1.3 Регулювання напруги та частоти.....	20
1.4 Визначення ємності і розміщення BESS у розподільчих мережах	22
1.5 Управління та експлуатація BESS.....	25
1.6 Установки систем зберігання енергії.....	29
Висновок до розділу 1	32
РОЗДІЛ 2 ОПТИМІЗАЦІЯ РОЗМІЩЕННЯ BESS В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ ПОТУЖНОСТІ BESS	33
2.1 Постановка задачі.....	34
2.2 Застосування методу визначення економічних опорів для розв'язання проектних задач	37
2.3 Оптимізація розміщення BESS в електричній мережі з урахуванням активних обмежень	41
Висновок до розділу 2	43
РОЗДІЛ 3 АЛГОРИТМИ ОПТИМІЗАЦІЇ РОЗМІЩЕННЯ BESS В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ. ВПЛИВ РЕЖИМІВ ЗАРЯДУ/РОЗРЯДУ НА РІВЕНЬ ВТРАТ В ЕМ.....	44
3.1 Оптимізація розміщення BESS в електричних мережах за критерієм максимальної рентабельності	45
3.2 Багатокритеріальна оптимізація розміщення та потужностей BESS в електричних мережах.....	51

3.3 Аналіз впливу BESS на втрати електроенергії в розподільчих мережах	55
3.4 Оцінювання економічного ефекту впровадження BESS в розподільних мережах АТ «Вінницяобленерго»	65
Висновок до розділу 3	74
4. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПРИ РОБОТІ З ПРОМИСЛОВИМИ НАКОПИЧУВАЧАМИ ЕНЕРГІЇ	75
4.1 Вимоги щодо експлуатації приміщення акумуляторної	76
4.2 Вимоги щодо експлуатації інструменту для обслуговування BESS	79
4.3 Вимоги щодо ремонту та експлуатації BESS	88
4.5 Вимоги щодо вентиляції виробничих приміщень з BESS. Обчислення вентиляції приміщення акумуляторної	90
Висновок до розділу 4	93
ВИСНОВКИ	95
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	98
ДОДАТОК А ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ	104
ДОДАТОК Б ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ МКР	105
ДОДАТОК В	110
ДОДАТОК Г	118
ДОДАТОК Д	121

ВСТУП

Актуальність теми.

Електричні мережі сьогодення були спроектовані відповідно до старих вимог, які передбачали, що більшу частину необхідної енергії забезпечували великі генеруючі станції, підключені до розподільчої мережі. Розподільні мережі, в свою чергу, були сплановані для розміщення точок споживання, а не розподілену генерацію. Збільшення обсягів виробленої сонячної та вітрової енергії, а також впровадження нових типів навантаження, таких як електромобілі, призводять до серйозних змін у розподільчих мережах [1], [2]. Саме тому оператори системи розподілу (ОСР) в даний час змушені вирішувати нові технічні проблеми, особливо у зв'язку з непередбачуваним характером сонячної та вітрової енергії та зарядних станцій електромобілів [3], [4].

Промислові накопичувачі енергії (BESS) можуть посилити надійність роботи мережі. Але їх переваги та економічна доцільність не до кінця зрозумілі та досліджені [5]. Зважаючи на це, сучасна економічна політика може перешкоджати розвитку таких систем [6], [7]. Незважаючи на те, що розроблено безліч технологій зберігання енергії, у цій роботі основна увага приділяється системам зберігання енергії на основі акумуляторів. Завдяки своїй гнучкості та очікуваному зниженню вартості, акумуляторні системи зберігання енергії (BESS) привернули увагу наукової спільноти, що призвело до появи значної кількості досліджень.

Технічні аспекти, такі як складові BESS [8], [9], функціональність, планування, управління та встановлення, зазвичай вивчаються та розглядаються незалежно один від одного. Ця робота, навпаки, спрямована на забезпечення комплексного підходу на інтеграцію BESS у розподільні мережі. Спершу, розглядаються основні технології електрохімічного зберігання [10], [11], енергії та можливі прогалини у дослідженнях [12], пов'язаних із проектуванням підключеного до мережі перетворювача силової електроніки для зберігання

енергії акумуляторних батарей [13]. Далі, будуть розглянуті основні електричні властивості BESS [17], що дають уявлення про застосування та отримувані доходи. Також будуть розглянуті установки накопичувачів енергії [18] та пілотні проекти [19], щоб проаналізувати, як і якою мірою BESS є актуальними і хто є ключовими гравцями в процесі комерціалізації систем зберігання.

Об'єктом дослідження магістерської роботи є оцінка впливу BESS на роботу розподільчої мережі.

Предметом дослідження є методи і засоби інтеграції BESS в розподільчі мережі.

Мета і задачі дослідження. Метою роботи є підвищення ефективності функціонування електричних мереж, шляхом запровадження методів та алгоритмів оптимізації потоків активної потужності з використанням накопичувачів електроенергії.

Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язано такі основні завдання:

- аналіз стану проблеми запровадження накопичувачів електроенергії в електричних мережах операторів систем розподілу та її методичного забезпечення;
- аналіз існуючих методів оптимізації місць встановлення та ємностей накопичувачів електроенергії у розподільних мережах;
- адаптування методу «ідеального» струморозподілу в електромережах до задач оптимізації місць встановлення та потужностей накопичувачів електроенергії шляхом вдосконалення алгоритмів визначення та коригування економічних опорів для вказаних електроустановок;
- розроблення алгоритму оптимізації розміщення засобів накопичення електроенергії в розподільних мережах за критерієм максимуму рентабельності.

Методи дослідження. Для моделювання та розв'язання поставлених задач використано метод економічного струморозподілу. Під час формування моделі дослідження використовувався принцип найменшої дії у формулюванні Гамільтона-Остроградського.

Наукова новизна отриманих результатів полягає у тому, що показано доцільність використання принципу найменшої дії, зокрема методу «ідеального» струморозподілу для визначення оптимальних місць приєднання та потужностей засобів накопичення електроенергії в електричних мережах, а також встановлено залежність оптимальних ємностей накопичувачів енергії від динаміки тарифів на електричну енергію на внутрішньодобовому ринку електричної енергії.

Практичне значення отриманих результатів полягає в тому, що на основі адаптованого методу оптимізації ємності та місць приєднання накопичувачів електроенергії в розподільних мережах розроблено алгоритм, у якому враховано обмеження за якістю напруги, що дає змогу обґрунтовано розміщувати накопичувачі енергії в розподільних мережах операторів систем розподілу.

Особистий внесок здобувача. Усі результати, які складають основний зміст магістерської роботи, отримані автором самостійно.

Апробація матеріалів дисертації. Матеріали роботи доповідалися та обговорювалися: на IV Міжнародній науково-технічній конференції «Оптимальне керування електроустановками (ОКЕУ–2021)» (м. Вінниця, 2021 р.).

РОЗДІЛ 1 ТЕХНОЛОГІЇ ЕЛЕКТРОХІМІЧНИХ БАТАРЕЙ. КОМПОНЕНТИ АКУМУЛЯТОРНИХ СИСТЕМ ЗБЕРІГАННЯ ЕНЕРГІЇ

У даному розділі розглядаються фізичні компоненти акумуляторних систем накопичення енергії. На рис. 1.1 показано принципову схему підключеного до мережі BESS. Основними компонентами є акумуляторна батарея, перетворювач постійного струму на змінний, фільтри постійного та змінного струму, схеми захисту та підвищувальний трансформатор.

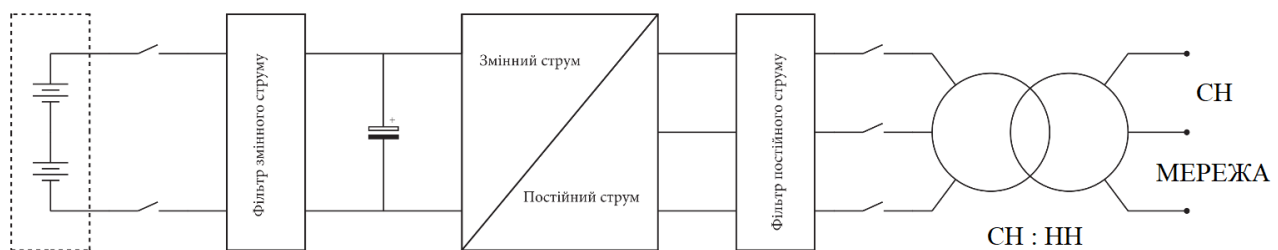


Рис. 1.1 - Принципова схема підключеного до мережі акумуляторного накопичувача енергії

Основними електрохімічними технологіями, які використовуються в мережі, є літій-іонні, натрієво-сірчані, свинцево-кислотні та окислювально-відновлювальні проточні батареї. Підключені до мережі електрохімічні накопичувачі характеризуються з точки зору щільності енергії, ефективності, як показано на рис. 1.2 та 1.3.

Свинцево-кислотні батареї були першою технологією батарей, що перезаряджаються, винайденою в 1889 році французьким фізиком Гастоном Планте. В даний час свинцево-кислотні батареї вважаються зрілою технологією, що характеризується низькою вартістю елементів (50-600 \$/кВт-год) і гарною ефективністю (80-90 %) [20], [23], [24]. Їх основним недоліком є низький ресурс

кількості циклів (до 2500) порівняно з іншими технологіями та низька енергетична густина (20-30 Вт-год/кг) [20], [21]. Також на термін служби свинцево-кислотних батарей негативно впливає висока глибина розряду [25].

Натрій-сірчані (NaS) батареї були розроблені компанією NGK Insulators Ltd у співпраці з ТЕРСО. Батареї NaS характеризуються високою робочою температурою (близько 300° С), ефективність (>80%), висока щільність енергії (в діапазоні 150-240 Вт-год/кг) та тривалим терміном служби (до 4500 циклів) [26], [27]. Ця технологія вже використовується в накопичувачах енергії, які підключених до мережі, для пом'якшення впливу генераторів на основі відновлюваних джерел енергії [12], [27].

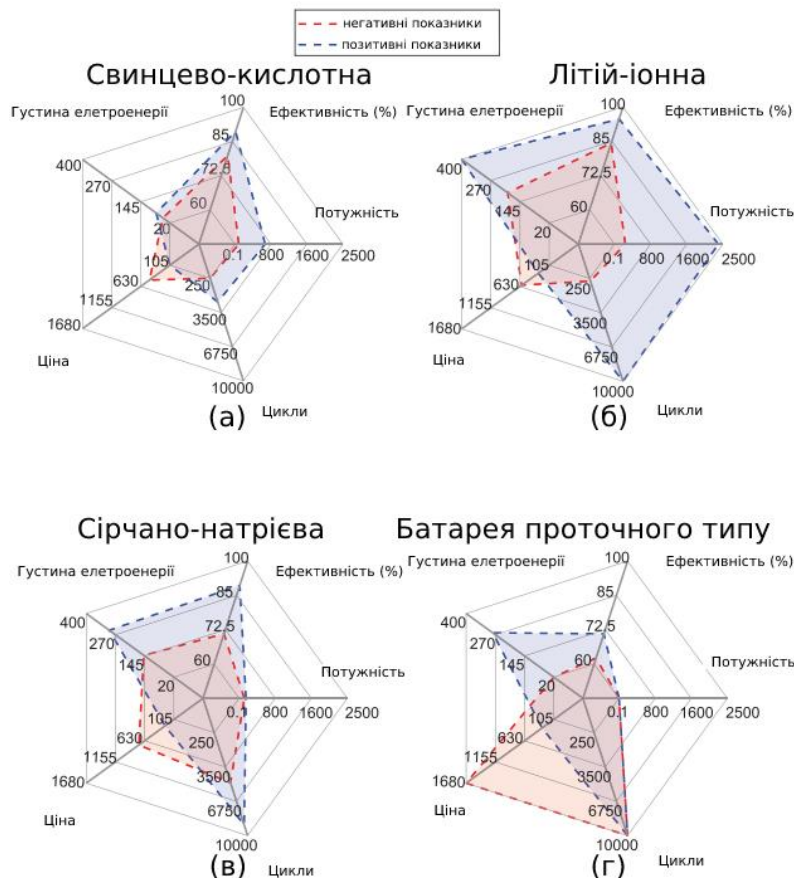


Рис. 1.2 - Характеристики різних технологій електрохімічних батарей:

(а) свинцево-кислотна,

(б) літій-іонна, (в) сірчано-натрієва та (г) проточна батарея

Акумулятори Redox Flow (RF) були вперше розроблені NASA 1974 року [28]. Вони складаються з двох окремих резервуарів, у яких розміщуються два хімічних реактива і два електрода, які розділені мембраною, ці два компоненти з'єднуються і в результаті відбувається реакція окислення-відновлення. Енергетична ємність проточних батарей визначається кількістю реактивів, що зберігаються в резервуарах, тоді як потужність визначається електродами та мембранною системою. Окисно-відновні проточні батареї мають низьку енергетичну щільність енергії (15-30 Вт-год/кг) та ефективність до 75%. Тим не менш, проточні батареї не схильні до обмежень з точки зору життєвого циклу реактивів та за глибиною розряду. Крім технічних особливостей, окислювально-відновлювальні проточні батареї були визнані як потенційний кандидат для зберігання енергії в масштабах мережі також через їх економічну ефективність. Однак, найбільш популярною є ванадієва основа та Zn-Br.

Літій-іонні батареї були вперше комерціалізовані компанією Sony в 1991 році. Електрохімічні властивості літій-іонних батарей визначаються хімічним складом катода, зазвичай оксиду металу літію, і аноду, зазвичай графіту [22]. Ця технологія демонструє високу ефективність, яка може досягати більше 90%, хоча деякі інші варіації хімічних елементів можуть забезпечити номінальну ефективність більш ніж 95%, високу щільність енергії (90-190 Вт-год/кг), та тривалий термін служби, який може досягати до 10000 циклів залежно від літій-іонного хімічного складу. Тим не менш, на термін служби впливає температура елемента, що є критичним фактором у процесі експлуатації. Літій-іонні батареї широко використовуються в електронних пристроях, а останніми роками вони стали основною технологією електромобілів. Незважаючи на те, що вони все ще відносно дорогі, ця технологія добре підходить для розподільних мереж.

Сьогодні існує безліч літій-іонних технологій, наприклад, на основі оксиду кобальту літію (LiCoO_2), оксиду марганцю літію (LiMn_2O_4), оксиду нікелю літію (LiNiO_2), оксид алюмінію на основі нікелю кобальту літію (LiNiCoAlO_2), літій нікель марганець оксид на основі кобальту (LiNiMnCoO_2), оксид титанату літію

(Li₂₄Ti₅O₁₂), та на основі фосфату заліза літію (LiFePO₄). На рис. 1.3 [21] [22] представлені характеристики (а) фосфату заліза літію, (б) літій-нікель-марганець-кобальт та (в) літій-нікель-алюміній-кобальт. Між розглянутими електрохімічними складами, літій-нікель-марганець-кобальт технологія NMC на основі літієвого нікель-марганцевого кобальту має найкращі характеристики. На рис. 1.4 показано вартість літій-іонних акумуляторних елементів та блоків за останні роки. Привертає увагу значне зниження вартості, приблизно на -75% за 6 років, з 650 \$/кВт-год у 2013 році до 156 \$/кВт-год у 2019. Дотримуючись цієї тенденції, очікується подальше зниження витрат [8]. Отже, за більш низькою сукупною вартістю володіння (TCO), системи зберігання енергії можуть ще більше використовуватись в секторі електроенергетики. На рис. 1.2 та 1.3 показані основні показники ефективності електрохімічних акумуляторних технологій, розглянутих раніше. Літій-іонні батареї перевершують інші технології, пропонуючи більш високу щільність потужності та енергії, ефективність та низький щоденний саморозряд. Отже, вони були кращим вибором у промисловості.

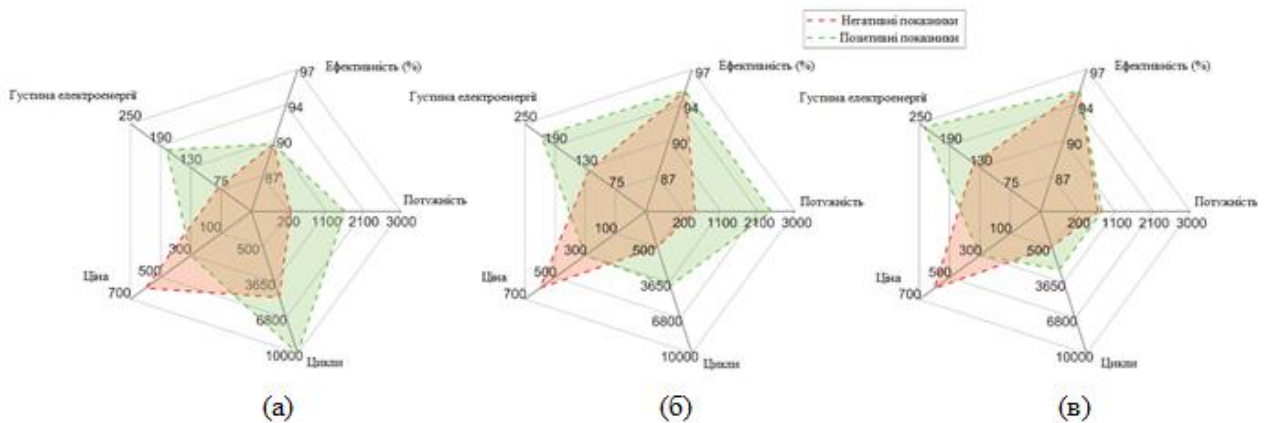


Рис. 1.3 - Характеристики різних технологій літій-іонних батарей:

(а) залізофосфат літію,

(б) нікель-марганець-кобальт літію та (в) нікель-літій алюмінієвий кобальт

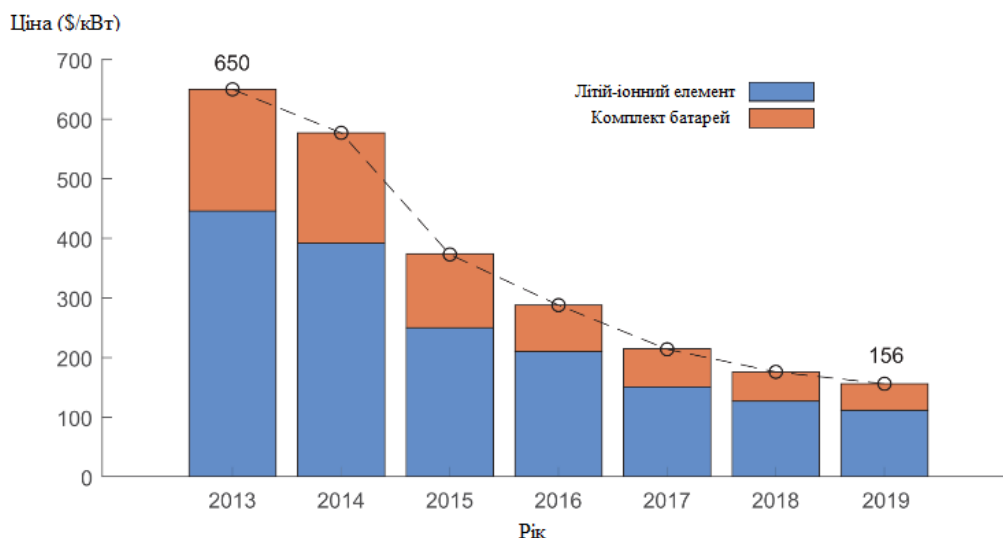


Рис. 1.4 - Вартість літій-іонного елемента та комплекту батарей за останні роки

1.1 Силова електроніка. Перетворювачі постійного струму у змінний

Підключення акумуляторних систем до розподільної мережі змінного струму здійснюється за допомогою перетворювачів на основі силової електроніки. У системах акумуляування, на основі літій-іонних та свинцево-кислотних батарей, використовується система кондиціонування живлення (СКЖ). Як показано на рис. 1.5, на живлення цієї системи йде значна частина енергії [21]. З цієї точки зору, доцільно використовувати перетворювач силової електроніки для забезпечення високої ефективності та надійності [12].

Батареї мають деякі особливості, які необхідно враховувати під час проектування інвертора. Коливання напруги на клеммах елементів між повністю зарядженим та повністю розрядженим станом можуть досягати до 40%. Більш того, для забезпечення високоефективного перетворення постійного струму на змінний, напруга змінного струму має підтримуватися якомога вищою, щоб зменшити напругу в напівпровідниках, яка є найбільшим джерелом втрат у силовій електроніці.

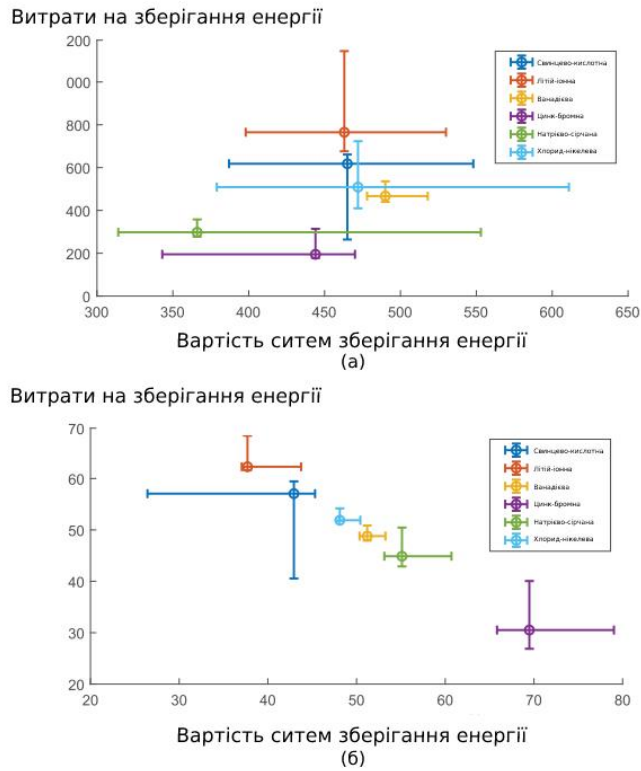


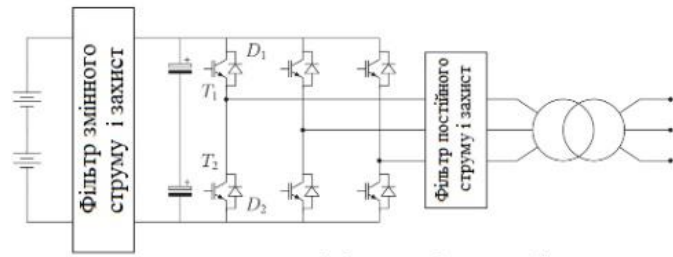
Рис. 1.5 – Витрати в системах зберігання енергії: (а) абсолютні та (б) відносні витрати для різних електрохімічних технологій.

У той час як максимізація ефективності сприятиме збільшенню номінальної напруги змінного та постійного струму, міжнародні норми встановлюють межу між низькою та середньою напругою (СН) на рівні 1,5 кВ, з додатковими вимогами безпеки для приладів, що працюють на СН. Крім того, послідовне з'єднання великої кількості акумуляторних елементів може призвести до зниження надійності системи, в результаті чого, необхідно враховувати обмеження та вимоги безпеки, які встановлені технічними стандартами та національними мережевими нормами.

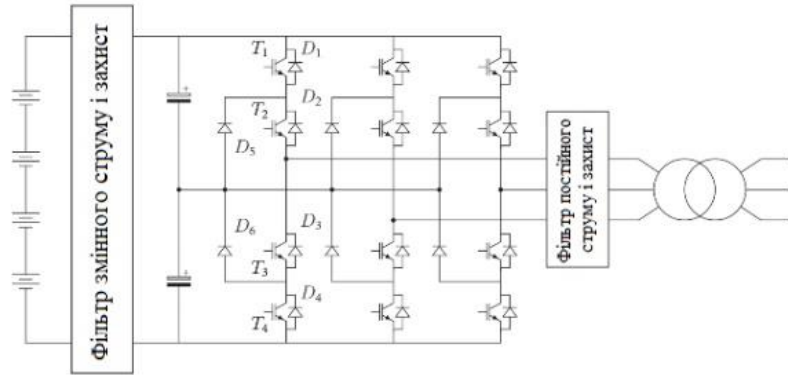
Перетворювачі силової електроніки можна класифікувати, перш за все, залежно від наявності або відсутності трансформатора, що підвищує напругу. Крім того, коли трансформатор, що підвищує напругу не використовуються, підвищення для підключення до середньої напруги, може бути досягнуто за допомогою послідовного з'єднання напівпровідникових елементів або субмодулів.

Крім того, напругу постійного струму можна регулювати за допомогою перетворювача, який встановлюється між батареєю та підключеним до мережі перетворювачем. Однак, додатковий етап перетворення збільшує складність, вартість і може призвести до додаткових втрат потужності. Цей вибір має бути обґрунтований технічними чи експлуатаційними вимогами. Дворівневі перетворювачі з джерелом напруги показані на рис. 1.6, є кращим вибором у промисловості для сполучення стаціонарних накопичувачів енергії із мережею середньої напруги [18] [19].

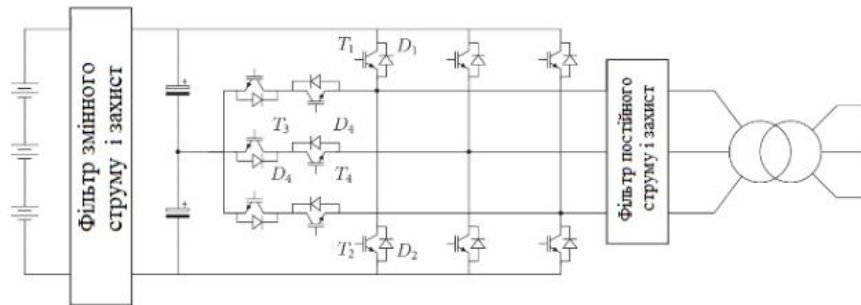
На рис. 1.7 показаний графік ефективності напівпровідникових модулів для дворівневих та трирівневих перетворювачів потужністю 100 кВт, підключених до мережі змінного струму напругою 400 В з різними режимами перемикання частоти. Для аналізу вибрано біполярний транзистор із ізольованим затвором з відповідним номіналом. Триврівневі топології перевершують дворівневі перетворювачі на більш високих частотах перемикання, більше того, топології із затискачем нейтральної точки, показують кращий розподіл втрат між компонентами, як показано на рис. 1.8. Додаткові переваги від вищих частот перемикання обумовлені меншим обсягом вихідного фільтра гармонік змінного струму, що збільшує щільність потужності перетворювача і зміщення в бік відчутних людиною частот шуму. Насправді підключені до мережі BESS укладаються у спеціальних контейнерах і в основному встановлюються далеко від людей. Це дозволяє працювати перетворювачу на низьких частотах перемикання, наприклад, 4 кГц, що знаходиться у межах чутного людиною шуму. Це призводить до низьких втрат на перемикання напівпровідників, показаних червоним кольором на рис. 1.8. Крім того, дворівневий перетворювач демонструє допустимий рівень втрат провідності, як показано на рис. 8, що виправдовує його широке застосування за таких низьких рівнів частоти.



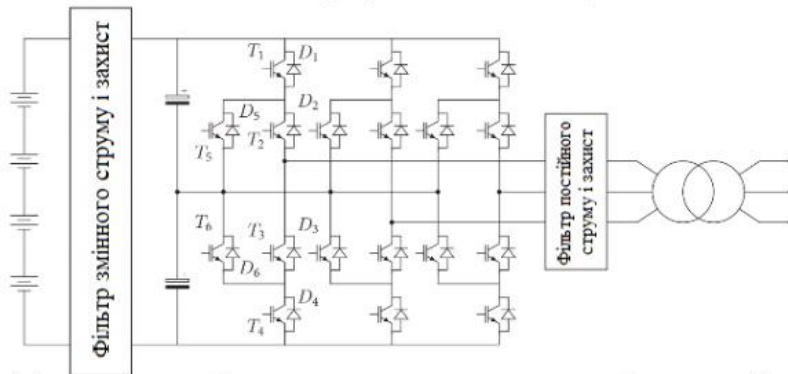
(а) дворівневий



(б) трирівневий із затискачем нейтральної точки



(в) трирівневий Т-типу



(г) трирівневий з активним затискачем нейтральної точки

Рис. 1.6 - Топології дворівневих та трирівневих перетворювачів на основі трансформатора: (а) дворівневий; (б) трирівневий із затискачем нейтральної точки (в) трирівневий Т-типу та (г) трирівневий з активним затискачем нейтральної точки.

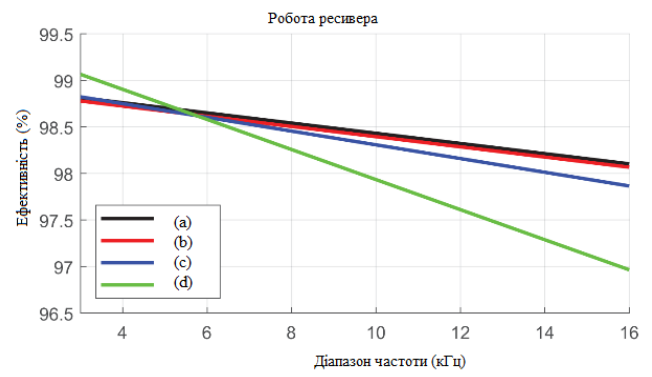
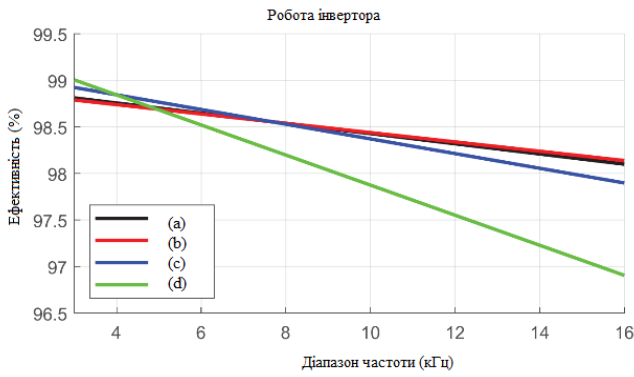


Рис. 1.7 - Ефективність при номінальній потужності дворівневої та трирівневої топологій перетворювачів струму, що працюють на різній частоті перемикання, при використанні перетворювачів струму типу: (а) дворівневий; (б) трирівневий із затискачем нейтральної точки; (в) трирівневий Т-типу; (г) трирівневий з активним затискачем нейтральної точки.

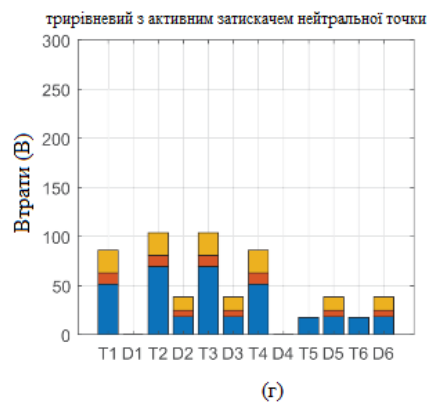
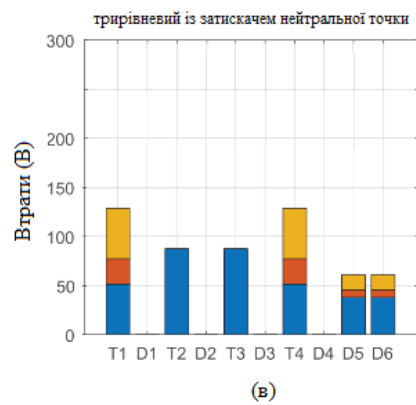
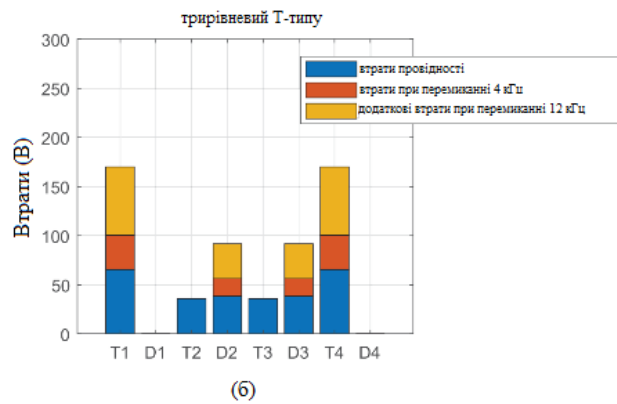
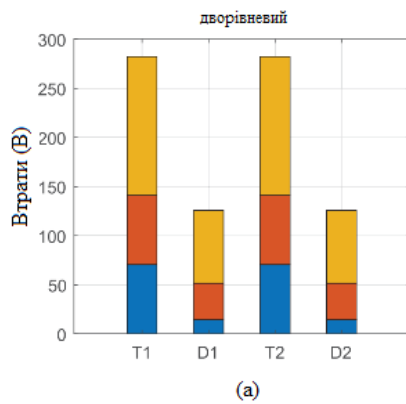


Рис. 1.8 - Розподіл втрат у дворівневій (а) та трирівневій (б)-(в)-(г) топологіях під час роботи інвертора при частоті комутації $f_s = 4$ кГц (синій+червоний) та $f_s = 12$ кГц (синій+червоний+жовтий)

Порівняння витрат перетворювача енергії з накопичувачем енергії, показує, що каскадний Н-міст [19], показаний на рис. 1.9, є дешевшим рішенням у порівнянні з дво- та трирівневими перетворювачами, а також з модульними багаторівневими перетворювачами (МБП). Багаторівневі перетворювачі (МБП), зображені на рис. 1.10, добре зарекомендували себе тому що використовуються в мережних системах зберігання енергії, забезпечуючи нижчу загальну кількість гармонік, високу щільність потужності та високу ефективність за високої частоти комутації [22].

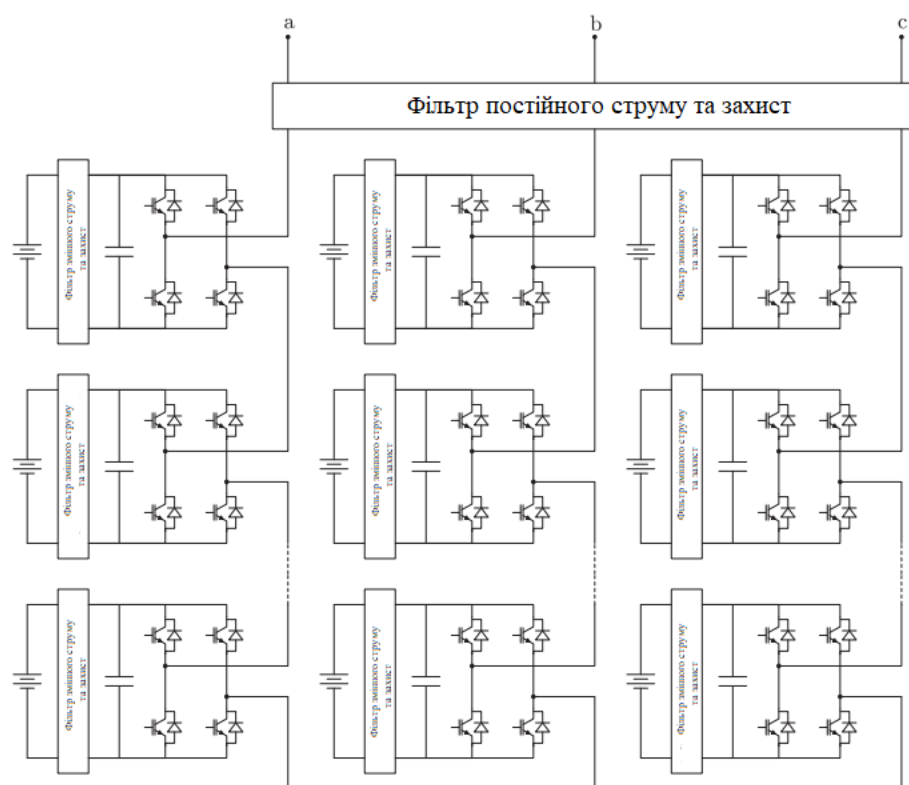


Рис. 1.9 - Трифазний каскадний Н-міст постійного та змінного струму

1.2 Якість електроживлення

Підключені до мережі системи зберігання енергії можуть використовуватись для забезпечення багатьох потреб ОСР, власників генераторів, роздрібних

продавців енергії та споживачів. На рис. 1.10 перераховані деякі можливості BESS, які надаються для енергосистем, які розрізняють як енерго- або енергоємні.

Це означає, що для забезпечення їх роботи потрібен великий запас енергії або високопотужність. Перш ніж аналізувати, як системи акумулювання енергії можуть бути корисними, треба отримати уявлення про їх функціонал.

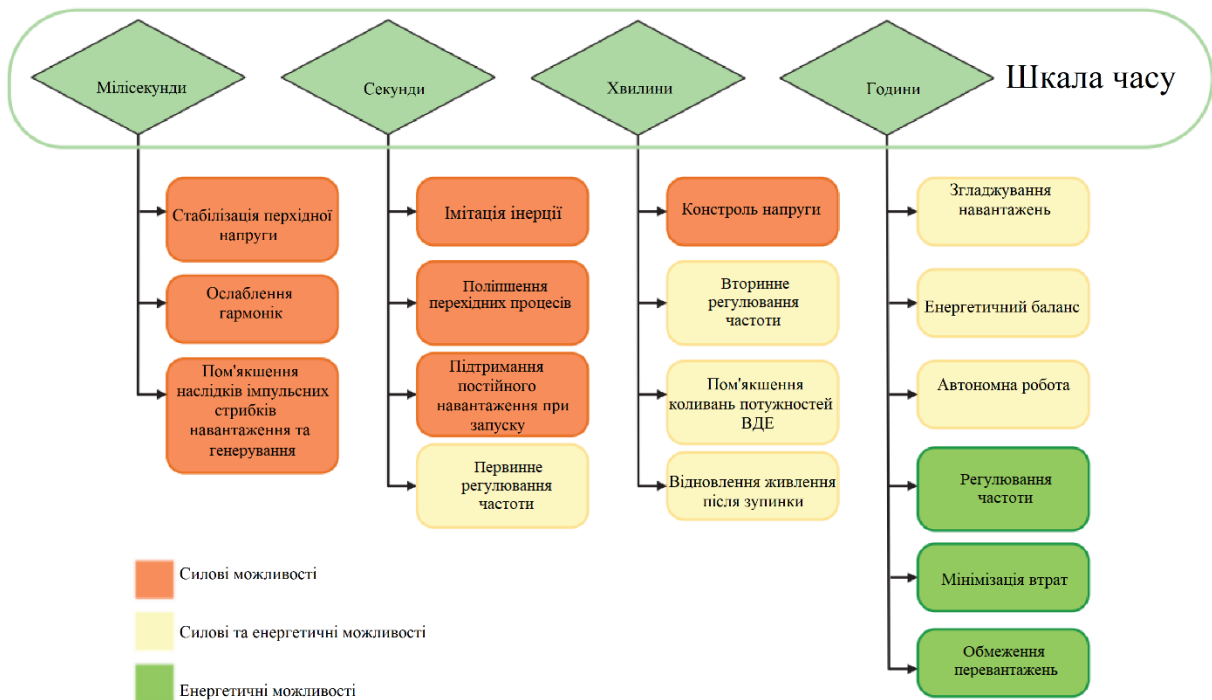


Рис. 1.10 – Можливості, що надають BESS

Показники якості електроенергії використовуються для оцінювання спотворення форми напруги та струму по відношенню до ідеалізованої частоти синусоїди. Спотворення можуть мати перехідну характеристику, наприклад, при включенні або відключенні навантаження від генераторів, або бути постійними в усталеному режимі, наприклад, внаслідок роботи нелінійних навантажень. Накопичення енергії досліджувалося з метою запобігання цьому явищу і було доведено, що це ефективне рішення [29] [30].

Попит на використання відновлювальних джерел енергії також висунув на перший план питання про коливання потужності у мережі. Сонячне

випромінювання та коливання швидкості вітру можуть призвести до раптово великих коливань потужності установок розподіленої генерації, що може негативно вплинути на мережу в цілому. У цьому контексті, накопичувачі енергії можуть використовуватися для «вирівнювання» коливань потужності. Саме тому BESS є додатковим компонентом витрат для станції ВДЕ, знижуючи дохід системи.

На додаток до вимірювань форми хвилі напруги та коливань вихідної потужності, також контролюється безперервність живлення. Індекс середньої частоти переривань у системі (SAIFI) та індекс середньої тривалості переривання в системі (SAIDI), серед багатьох доступних індексів, використовуються для визначення бонусу винагороди DSOs. Більше того, національні мережеві кодекси можуть передбачати штрафи або виплати від DSO користувачам у разі перебоїв у живленні.

У контексті покращення безперервного живлення розподільчих мереж, системи зберігання енергії можуть бути впроваджені для полегшення процедури забезпечення роботи розподільчого фідера у режимі "острівного" фідера. Ця ситуація є наслідком однієї чи кількох несправностей, що призводять до того, що частина розподільчої мережі працює відключеною від основної мережі. В разі відключення електроенергії, системи зберігання можуть бути інтегровані в плани відновлення мережі та полегшити процедуру відновлення. Крім того, високе використання розподіленої генерації у поєднанні з системами зберігання може забезпечити безпечну роботу навіть під час випадкового відключення. У гіпотетичному випадку BESS повинні відстежувати та пом'якшувати перехідні процеси, спричинені несправностями різного роду.

1.3 Регулювання напруги та частоти

Регулювання напруги у розподільчих мережах може здійснюватися за допомогою декількох пристроїв, серед яких пристрої РПН, конденсаторні батареї,

стабілізатори напруги та статичні компенсатори. Однак, як обговорювалося раніше, може знадобитися додаткова маневреність для живленні розподільчих мережам. Додаткову маневреність для живленні розподільчих мережам можуть забезпечити системи накопичення енергії. Оскільки використання дизель-генераторів може зробити неефективними регулюючі пристрої на підстанції, такі як трансформатори РПН, потрібно мати кілька розподілених по мережі агрегатів, здатних селективно генерувати реактивну потужність, яка може полегшити регулювання напруги. Впровадження накопичувачів у систему керування напругою доводить свою технічну ефективність.

Щоб обмежити вплив дизель-генераторів на напругу в мережі, крім впровадження пристроїв регулювання напруги, національні та міжнародні енергетичні регулятори ввели до мережевих кодексів зобов'язання для дизель-генераторів, підключених до розподільних мереж. В останніх версіях національних технічних стандартів, ці вимоги також були поширені на системи зберігання енергії, наприклад, в італійських стандартах CEI 0-16 та CEI 0-21 та в німецьких стандартів VDE-AR-N 4110 та VDE-AR-N 4105. Ця послуга має надаватися автоматично та паралельно з основною функціональністю. Вона допомагає пом'якшити перенапругу, в результаті поглинання реактивної потужності, та зниженої напруги, за рахунок нагнітання реактивно потужності, у фідери розподільчої мережі.

Регулювання частоти - це комерційна послуга, яка зазвичай надається генераторами, підключеними до розподільчої мережі, на ринку допоміжних послуг. В останні роки на ринку допоміжних послуг також з'явилися генератори та системи зберігання енергії, підключені до розподільчої мережі. На сьогодні, для вітчизняної енергосистеми та енергоринку розробляються нормативні документи щодо введення подібних системних послуг та вводиться поняття оператор системи накопичення (ОСН).

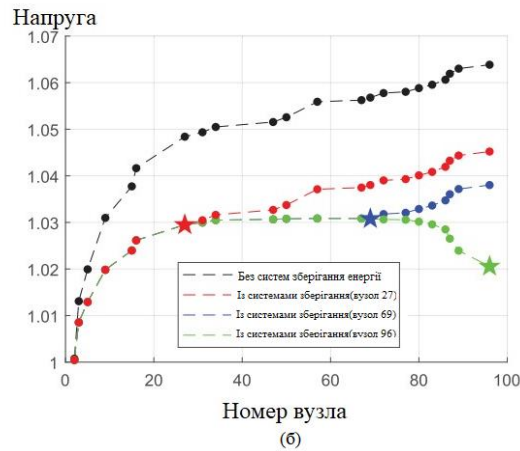
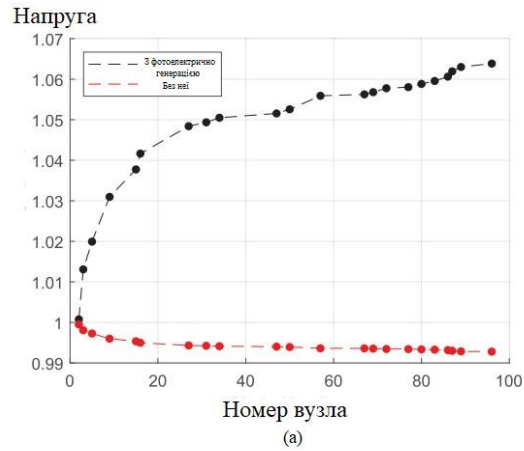


Рис. 1.11 – Профілі напруги вздовж мережі: (а) з фотоелектричною генерацією та без неї та (б) з фотоелектричною генерацією та з накопичувачами, що використовуються для зниження перенапруги

Генератори та BESS використовують керування, яке відстежує дисбаланс частоти і реагує відповідним чином, змінюючи вихідну потужність. Забезпечення контролю частоти є корисним функціоналом для систем зберігання енергії.

1.4 Визначення ємності і розміщення BESS у розподільчих мережах

Проблема оптимального вибору ємності та розміщення систем зберігання у розподільній мережі широко вивчається й досі [5] [14] [16]. Необхідно визначити кілька змінних для її вирішення, метод розв'язання, метрику продуктивності для оптимальної оцінки, тип батареї та моделювання, а також тестову мережу, на якій

будуть проводитись дослідження. Існує два основних підходи до цієї проблеми: математичне програмування та евристичні методи. Відмінності між цими двома підходами полягають у постановці проблеми оптимізації та у алгоритмі рішення. Інші підходи, такі як аналітичні методи можуть добре працювати в невеликих мережах, але вони не підходять або занадто вимогливі до обчислювальних ресурсів [14] [15].

Математичне програмування полягає в описі проблеми набором рівнянь, залежно від виду яких можна застосовувати різні способи розв'язання. Деякі традиційні формулювання - це лінійне завдання, напіввизначене завдання, чи завдання другого порядку. Багато доступних методів можуть вирішувати завдання оптимізації, і вони широко використовуються в енергетичних системах з хорошими обчислювальними характеристиками. Математичне програмування вимагає явного аналітичного формулювання цільової функції та обмежень.

Евристичні методи не вимагають явних математичних формулювань, і тому вони підходять для багатокритеріальної оптимізації. Загальна схема застосування цих алгоритмів полягає у використанні методів штучного інтелекту для вибору об'єму та розташування систем зберігання, з наступною оцінкою придатності кандидатів за допомогою класичних алгоритмів оптимального потоку потужності. Цей метод був прийнятий для вирішення деяких класичних задач енергосистем, наприклад, потоків навантаження, управління напругою та економічна диспетчеризація. У зв'язку з характером задачі визначення об'єму та розміщення накопичувачів енергії, дані підходять для вирішення поставленої задачі.

Огляд деяких досліджень щодо планування розподільчої системи, включаючи зберігання енергії, наведено вище. Цей огляд спрямовано на розуміння того, як проблема визначення об'єму та розміщення систем зберігання енергії розглядається в цілому. Завдяки цій інформації можливо, виявити обмеження у проаналізованих дослідженнях та потенційні. Для цього приймаються евристичні методи задля оцінки оптимальної ємності накопичувача, для мінімізації втрат та порушень напруги після знаходження оптимального розташування за допомогою

аналізу чутливості до втрат. Гібридні підходи, що поєднують евристичні методи та програмні комплекси, були використані для мінімізації потоку потужності на підстанціях. Останнє дослідження поєднує DIgSILENT PowerFactory та MATLAB, перший для моделей мережі, а другий – для алгоритмів оптимізації.

З літератури з'ясувалося, що деякі статті засновують свій аналіз лише на технічних параметрах. Основна тенденція, насправді, полягає в тому, щоб мінімізувати системних витрат у довгостроковій перспективі. Це можна пояснити необхідністю виправдати високі початкові інвестиції у накопичувачі не тільки за рахунок технічного удосконалення енергосистеми, а й реалістичним бізнес-планом. Технічні параметри, такі як струм у вітках, напруги у вузлах та криві можливостей генераторів та BESS, включаються до більшості відповідних досліджень під виглядом обмежень задачі. Більше того, деякі дослідження також вводять обмеження на короткострокові коливання потужності [31] [32]. В цьому відношенні BESS використовуються для пом'якшення коливань потужності відповідного генератора на основі відновлюваної енергії. Ці стратегії можуть спростити постановку завдання, але погіршити точності розв'язання.

Ще один цікавий підхід для розгортання кількох накопичувачів полягає в тому, щоб розділити мережу на різні частини для знаходження оптимального розташування пристроїв у межах кожної частини [33]. Було розглянуто кілька електрохімічних технологій, наприклад, літій-іонна, ванадієво-окислювально-відновна, NaS, і свинцево-кислотні, проте в більшості випадків відмінності в моделювання враховуються з погляду капітальних витрат, терміну служби та ефективності. Моделювання ефективності батареї як постійної величини є звичайною практикою. Такі рішення, модулі деградації акумуляторів, які рідко беруться до уваги на етапі планування, можуть призвести до значних помилок в оцінці терміну служби та старіння. Планування та оптимізація розкладу роботи накопичувачів енергії виконується як з використанням точного опису BESS, так і спрощеного. Дослідження показує, що за використанням спрощеної моделі, термін служби BESS менший, а ніж під впливом неоптимального планування BESS.

У цьому аспекті, для підвищення точності аналізу, у майбутніх дослідженнях слід розглянути докладніші моделі батарей, наприклад, з урахуванням змінної ефективності або еквівалентної електричної схеми, оскільки моделюванню батарей не приділяється належна увага в більшості досліджень з планування.

1.5 Управління та експлуатація BESS

Система керування акумулятором збирає дані з електрохімічного накопичувача та відповідає за балансування напруги елементів, захист їх від перевантаження та мінімізацію температурного градієнта для забезпечення рівномірного старіння. Ця система визначає стан заряду та стан здоров'я батареї, передаючи цю інформацію до системи управління енергією (EMS), тобто, пристрою, що відповідає за роботу системи зберігання та її захист. Система EMS, як показано на рис. 1.12, збирає вхідні дані з різних джерел, наприклад, за наявності електричних вимірювань в точці загального з'єднання, прогнози погоди, дані енергетичного ринку та команди від ОСП, ОСП та агрегаторів. Враховуючи ці дані, алгоритм, вони перетворюються в цифровому вигляді на опорні значення для перетворювача постійного та змінного струму і передаються на плату управління, що керує системою.

На рис. 1.12 блок зі світло-блакитним фоном ілюструє схему керування струмом на основі системи зберігання даних. Крім того, EMS відповідає за планування роботи BESS та, за наявності кількох BESS, за координацію роботи різних блоків зберігання. Кожен блок BESS може бути оснащений незалежною системою керування струмом, керуючою системою зберігання на основі локальних вимірів, як показано на рис. 1.13(а), як альтернатива, може бути диспетчерський блок, керуючий частиною мережі, рис. 1.13(б), або всією мережею, рис. 1.13(в), або кожен блок оснащений алгоритмом прийняття рішень, здатним спілкуватися із сусідніми блоками рис. 1.13(г).

Ці стратегії управління можуть бути класифіковані як локальне, децентралізоване, централізоване та розподілене управління.

Основні проблеми при розробці системи управління для акумуляторних систем полягають у створенні комунікаційної інфраструктури, розробці алгоритму прийняття рішень та управління невизначеностями в даних та помилками в прогнозах.

Інфраструктура зв'язку може бути дорогою, особливо у географічно великих мережах. Більше того, для ефективної стратегії управління, вимоги до надійності, затримки та швидкості передачі можуть бути жорсткими.

В основному, статті [139-140] спрямовані на пом'якшення впливу фотоелектричних панелей, а розроблений підхід адаптований для ОСР або для локального застосування окремими пристроями. Однак, що стосується стратегії управління, не існує рішення, яке було б найпоширенішим.

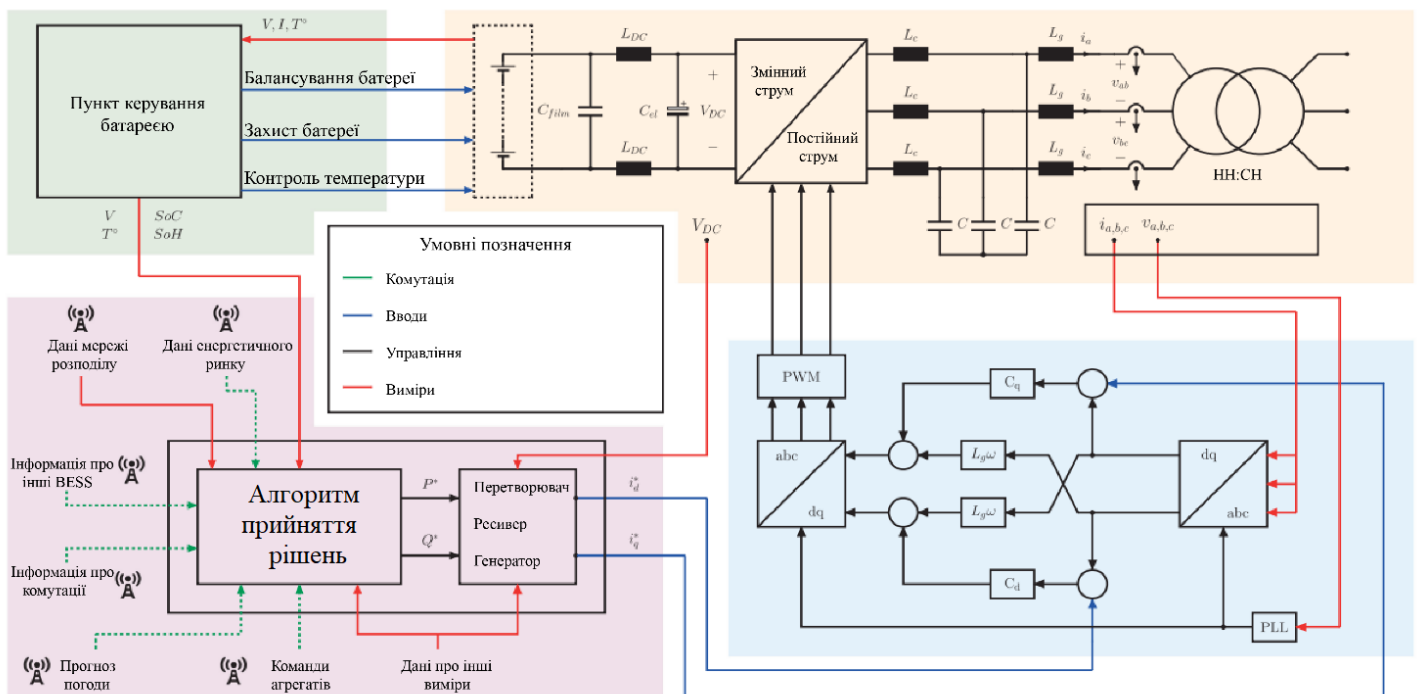


Рис. 1.12 – Схема і основні компоненти системи накопичення енергії акумулятора

Найбільш поширені технології BESS - свинцево-кислотні. Широке застосування електричних моделей показує відмінність від того, що спостерігається під час аналізу досліджень на стадії планування. Процедура оптимізації прогнозування накопичувачів енергії виконується як з використанням точного опису BESS, через еквівалентну електричну схему, так і нехтуючи точною моделлю для системи зберігання. Дослідження показує, що коли точною моделлю нехтують, термін служби BESS зменшується. Це показує важливість точного опису BESS при оптимізації роботи для продовження терміну служби накопичувача.

Щодо даних, доступних для алгоритму прийняття рішень, то можна побачити, що у більшості проаналізованих випадків алгоритм управління покладається на локальні електричні виміри. Проте, у деяких дослідженнях враховуються також погодні умови. Іноді розглядається повністю контрольована мережа для скоординованого чи централізованого управління. Однак це може бути економічно неефективним або непростим для реалізації, через велику кількість мереж низької напруги та їх низького ступеня автоматизації та пристроїв моніторингу.

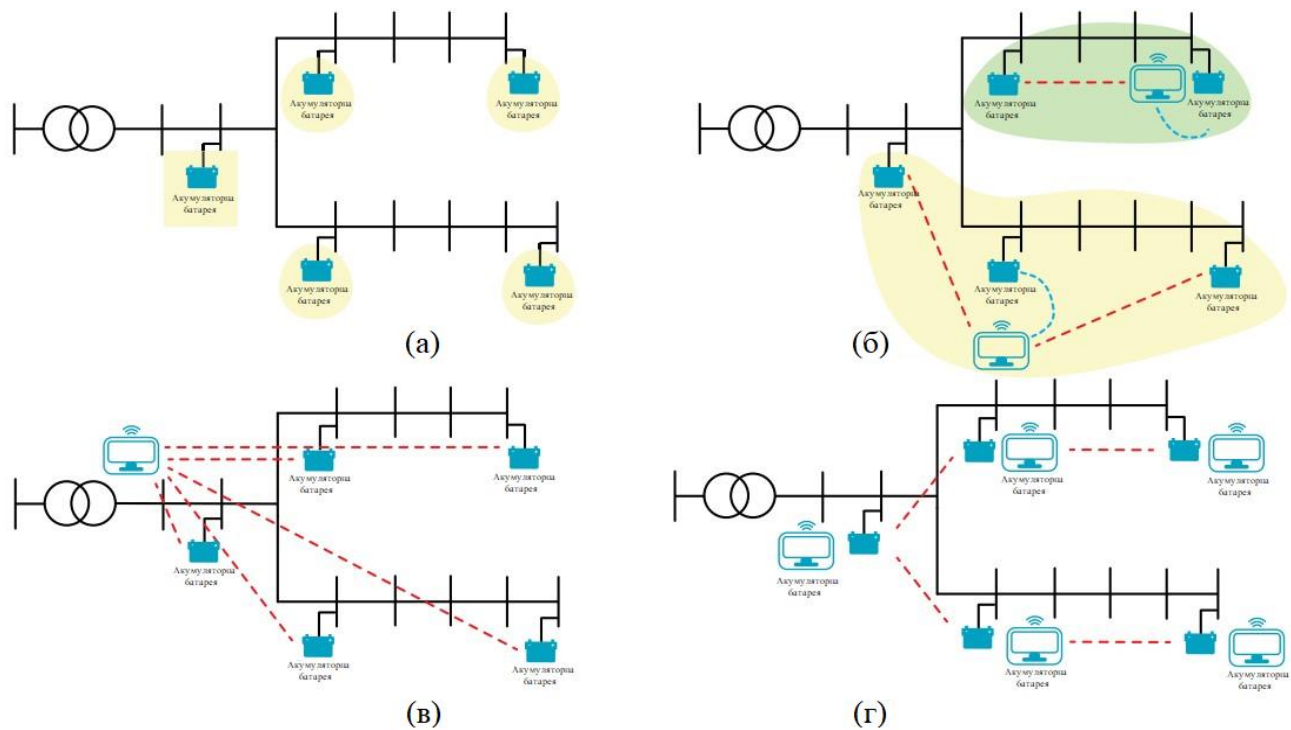


Рис. 1.13 – Приклад стратегій управління BESS: а) локальне управління, б) децентралізоване управління, в) централізоване управління та г) розподілене управління

Друге рішення, хоч і дорожче з погляду обчислень і складне у розробці, але найбільш сумісне із сучасним станом розподільчих мереж. Ще один цікавий висновок, отриманий із літератури, полягає в тому, що коли застосовується розподілене керування, різні блоки діляться своїм станом заряду, щоб правильно розподілити необхідну регулюючу потужність. Як було сказано раніше, EMS відповідає за планування роботи систем зберігання.

Дані ринку енергії, виробництво ВДЕ та параметри мережі, такі як напругу у вузлах і струм у вітках, можливо спрогнозувати лише частково. В цьому контексті алгоритм планування, заснований на наявних даних, історичних даних та прогнозах. Однак дані реального часу і прогнози можуть бути отримані під час роботи, і це може змінити оптимальне планування.

Моделльне прогнозує управління - це метод, що добре зарекомендував себе, використовується для вирішення проблеми з невизначеністю та прогнозами у багатоперіодній оптимізації і застосовується для планування роботи систем зберігання енергії. Для майбутніх досліджень варто належним чином врахувати стійкість до невизначеності та помилок прогнозу.

1.6 Установки систем зберігання енергії

Системи зберігання енергії зазвичай розробляються та комерціалізуються інтегратором систем зберігання енергії (ESSI). ESSI купують або виробляють самотужки акумуляторні батареї, систему електроживлення, систему кондиціонування, допоміжну систему та керуюче програмне забезпечення. Потім все перераховане збирається усередині контейнерів. Вони пропонують модульні рішення BESS, залежно від потужності, від сотень кВт до кількох МВт. Приклад кінцевого продукту ESS показано на рис. 1.14.

ESSI грають вирішальну роль у поширенні систем зберігання енергії системи, прагнучи до оптимізації продукту та пошуку нових застосувань та варіантів використання. Navigant Research, компанія з дослідження ринку та консультаційна фірма в галузі енергетичної промисловості, виділяє Fluence, Nidec ASI, Tesla, RES, Powin Energy, Greensmith, LG CNS, NEC Energy Solutions, NextEra Energy Resources, та Doosan GridTech як основні гравці на ринку комунального масштабу. Щодо виробництва акумуляторних елементів, то основними гравцями на ринку сьогодні є, наприклад, літій-іонні технології: A123Systems, CATL, Electrova, Fiamm, Johnson Control, LG, Panasonic, Saft, Samsung та Toshiba; для проточних батарей: CellCube, Primus Power, Rongke Power, UniEnergy Technologies, та Vionx Energy; та для сірчано-натрієвих батарей NGK. Крім загальної інформації про проекти акумуляторних батарей, більш детально розглянуто конкретний проект, у якому BESS були протестовані як спосіб регулювання частоти. В цьому контексті, TenneT B.V., голландський ОСП провів пілотний

проект із забезпечення резервів стримування частоти (FCR) через агрегатори різних джерел, включаючи зберігання енергії.

У ході експерименту кілька екземплярів були протестовані задля забезпечення FCR на голландському ринку. Також були протестовані свинцево-кислотні та літієві батареї. Виявилось, що продуктивність батарей сильно залежить від системи керування батареями, хоч обмеження енергії накопичувачів енергії не перешкоджало забезпечення FCR. Основний результат пілотного проекту показав, що всі активи були технічно здатні забезпечити FCR і що основні труднощі були пов'язані з вимірюванням частоти та комунікаційної інфраструктури між ОСР та агрегатора



Рис. 1.14 – Приклад системи акумулювання енергії на основі літій-іонних батарей потужністю до 3,1 МВт/МВтгод

На сьогоднішній день компанія Huawei також виготовляє системи акумулювання енергії. Одним із останніх новинок компанії є акумулятор LUNA2000. Він поєднує в собі комбінацію акумуляторів та інверторів, сумісний із сонячними станціями гібридного типу. Даний акумулятор складається з двох компонентів - модуля управління та літієвого акумуляторного компонента. Використовуються найбільш безпечні, для використання у приватному домогосподарстві літій-залізо-фосфатні елементи. Вбудована система керування

енергією дозволяє отримувати найбільш надійну, гнучку та ефективну систему контролю перетоків енергії між усіма пристроями та споживачами, а також заряджати та розряджати акумулятори максимально ефективно.

Завдяки 100% глибині розряду є можливість повністю використовувати накопичену енергію. За потреби можна використовувати частину енергії на покриття щоденних потреб, зарезервувавши іншу частину енергії під живлення резервних споживачів.

Основні технічні характеристики:

Кількість циклів заряду/розряду: 3000-7000;

Робоча температура, °C: -10°C ~ + 55°C;

Напруга, В: 24-48 В;

Маса акумулятора, кг: 63.8.

Слід зазначити, що, провідна енергетична компанія, KNESS Group в тестовому режимі запустила Energy Storage System by KNESS – перша промислова система накопичення енергії створена в Україні. Це перший промисловий накопичувач повністю розроблений, спроектований та виготовлений в Україні, потужностями групи компаній KNESS. Energy Storage System складається з батарейних кластерів, які є результатом роботи лабораторії силової електроніки KNESS RnD Center, що тривала близько року. Усі інтелектуальні системи цих модулів є власною розробкою. Вони виконують функції балансування заряду комірок всередині модулів, моніторингу та управління всіма процесами, що відбуваються в межах кластера.

Висновок до розділу 1

Аналізуючи склад, характеристики, принципи роботи електрохімічних акумуляторів, можна прийти до висновку, що для надійної та ефективної роботи накопичувачів енергії потрібно врахувати всі аспекти режимів роботи акумуляторних батарей. В силу своєї природи, процес накопичення електроенергії, на сьогоднішній день, є дорогавартісним та важкодоступним, тому актуальним є питання маневрених потужностей, за допомогою яких є можливість покриття раптових змін пов'язаних з провалами або, навпаки, зростанням навантаження. Задля таких аспектів розробляються промислові накопичувачі енергії, метою яких є підтримання безперервного живлення при аварійних ситуаціях та/або раптових змін у споживанні та генерації електричної енергії.

РОЗДІЛ 2 ОПТИМІЗАЦІЯ РОЗМІЩЕННЯ BESS В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ.

ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ ПОТУЖНОСТІ BESS

Питання розміщення промислових накопичувачів в ЕМ потребує врахування багатьох факторів, що впливають на ефективність функціонування споживачів, якість електроенергії, а також економічну ефективність. Не зважаючи на актуальність цієї проблеми, в сучасних умовах актуальними і до кінця не вирішеними залишаються питання інтеграції BESS для оптимізації перетікань активної потужності в ЕМ, що забезпечило б зниження втрат електроенергії та належну якість напруги завдяки новим засобам регулювання.

Для промислових накопичувачів енергії в загальному можна виділити декілька параметрів, які підлягають оптимізації під час їх інтегрування в ЕМ: місце розташування, номінальна потужність (МВт), енергетична ємність (МВт год), швидкість заряду, частота відгуків та час відгуку, організація керування та зв'язку, вимоги до впровадження).

Важливим обмеженням, що необхідно враховувати під час моделювання та оптимізації технічних характеристик BESS, є ефективність циклу заряду/розряду, або обмеження енергоємностей заряду та розряду акумуляторів. Ці значення завжди є різними, а відмінність залежить від технології накопичення енергії в BESS. Складність оптимізаційної задачі може підвищитися, якщо враховувати економічні чинники, які є необхідними для досягнення належної ефективності інвестицій та планування.

Розв'язання даної задачі включає в себе наступні аспекти. Для розподільної електромережі, структура та параметри якої є відомими, необхідно визначити оптимальні місця встановлення, значення потужностей та енергоємностей BESS, що призначені для групового внутрішньодобового коригування графіків навантаження електромережі та забезпечення максимальної рентабельності капіталовкладень. Важливо врахувати обмеження на відхилення напруги на шинах

підстанцій, струмові навантаження ліній електропередачі та силових трансформаторів РЕМ у режимах заряду та розряду BESS. Розміщення BESS потрібно визначати із урахуванням технічних можливостей їх приєднання на підстанціях розподільних мереж. Енергоємність BESS слід визначати з урахуванням ефективності циклу заряду/розряду.

Для розв'язання задач подібного типу високу ефективність показав метод економічного струморозподілу, який було отримано на основі принципу найменшої дії у формулюванні Гамільтона-Остроградського. Оптимальні потужності джерел та споживачів електроенергії (зокрема й BESS) за критерієм мінімуму втрат електроенергії можуть бути визначені з результатів моделювання «ідеальних» режимів ЕМ, використовуючи заступні схеми з активними опорами. Економічні чинники, пов'язані з встановленням та експлуатацією нового обладнання, можуть бути враховані у відповідних фіктивних опорах заступної схеми, що нелінійно змінюються залежно від режимних параметрів ЕМ та незалежних оптимізованих змінних X .

2.1 Постановка задачі

Для промислових накопичувачів загалом можна виділити низку параметрів, що підлягають оптимізації під час їх інтегрування в РЕМ: місце розташування, номінальна потужність (МВт), енергетична ємність (МВт год), швидкість заряду, частота відгуків та час відгуку, організація керування та зв'язку, вимоги до впровадження).

Враховуючи складність процесу оптимізації інтегрування BESS, відомі підходи [37-40, 42] забезпечують оптимізацію виключно за номінальною потужністю, енергетичною ємністю і розташуванням в мережі. Номінальну потужність та енергоємність потрібно досліджувати як окремі технічні показники BESS, які визначаються з урахуванням інвестиційних можливостей. Зазначені

параметри є дискретними, однак їх зазвичай визначають як неперервні змінні за допомогою потрібних методів оптимізації.

Одночасна оптимізація розміщення та потужності (енергоємності) BESS є непростю задачею. У [42] проаналізовано низку методів її розв'язання, які можна розділити на чотири групи відповідно до методів, що використовуються: аналітичні методи (AM), методи математичного програмування (MP), методи вичерпного пошуку (оптимізованого перебору варіантів) та евристичні методи. Врахувавши результати аналізу встановлено, що для електромереж великої розмірності задача комплексної оптимізації BESS не була ефективно вирішена.

Ключовим обмеженням, що необхідно враховувати під час моделювання та оптимізації технічних характеристик BESS, є ефективність циклу заряду/розряду, або обмеження енергоємностей заряду та розряду акумуляторів. Дані значення завжди є різними, а відмінність залежить від методів накопичення енергії в BESS. Складність оптимізаційної задачі може додатково підвищуватись якщо враховувати економічні чинники, які необхідно враховувати задля досягнення належної ефективності інвестицій та планування.

Задача, розв'язується наступним чином. Для розподільної електромережі, структура та параметри якої є відомими, необхідно визначити оптимальні місця приєднання, значення потужностей та енергоємностей BESS, що призначені для групового внутрішньодобового коригування графіків навантаження електромережі та забезпечення максимальної рентабельності капіталовкладень. Необхідно врахувати обмеження на відхилення напруги на шинах підстанцій, струмові навантаження ліній електропередачі та силових трансформаторів РЕМ у режимах заряду та розряду BESS. Розміщення BESS слід визначати з урахуванням технічних можливостей їх приєднання на підстанціях розподільних мереж. Енергоємність BESS слід визначати з урахуванням ефективності циклу заряду/розряду. Формально постановка наведеної задачі оптимізації розміщення BESS з урахуванням активних обмежень може бути подана так:

$$\left\{ \begin{array}{l}
R(\mathbf{X}) = \frac{\Pi_p(\mathbf{X}) + A_p(\mathbf{X})}{K(\mathbf{X})} \rightarrow \max, \mathbf{X} = \{P_i, E_i, L_i, i \in [1..n_H]\}; \\
L_i \in \mathbf{L}; \\
E_{i(t)} = E_{i(0)} - \sum_{j=0}^t \left(\eta P_{Hi(j)|j \in \mathbf{T}_D}^+ - P_{Hi(j)|j \in \mathbf{T}_C}^- \right); \\
D_t = \sum_{i=1}^{n_H} P_{Hi(t)}^+ - \sum_{i=1}^{n_C} P_{Ci(t)} - \Delta P(\mathbf{X}_t); \\
C_t = \sum_{i=1}^{n_H} P_{Hi(t)}^- + \sum_{i=1}^{n_C} P_{Ci(t)} + \Delta P(\mathbf{X}_t); \\
D_t \leq D_{\max}, t \in \mathbf{T}_D; \quad C_t \leq C_{\max}, t \in \mathbf{T}_C; \\
\mathbf{T} = \mathbf{T}_C \cup \mathbf{T}_D; \\
E_{i(t)} \leq E_i, t \in \mathbf{T}, \\
E_{i(t+1)} - E_{i(t)} \leq \Delta E_{i_max}(E_{i(t)}), t \in \mathbf{T}, \\
P_{Hi(t)}^+ \leq P_i, P_{Hi(t)}^- \leq P_i, i \in [1..n_H], t \in \mathbf{T}; \\
U_{i_min} \leq U_{i(t)} \leq U_{i_max}, i \in [1..n_n], t \in \mathbf{T}; \\
I_{i(t)} \leq I_{i_max}, i \in [1..n_b], t \in \mathbf{T},
\end{array} \right. \quad (2.1)$$

де $\Pi_p(\mathbf{X})$ – поточний річний прибуток;

$A_p(\mathbf{X})$ – додаткові річні амортизаційні відрахування на реновацію обладнання PEM; $K(\mathbf{X})$ – капіталовкладення, пов’язані з впровадженням BESS;

\mathbf{X} – множина оптимізованих змінних, що характеризують розміщення BESS, зокрема, встановлена потужність (P_i), енергоємність (E_i) та місце приєднання (L_i) i -го накопичувача;

n_H, n_n, n_b – відповідно, кількість BESS, вузлів з контрольованою напругою та віток з контрольованим струмом;

\mathbf{L} – множина потенційних місць встановлення BESS;

$E_{i(0)}, E_{i(t)}$ – енергія накопичувача, що може бути вилучена станом на початок розрахункового періоду та в момент часу t ;

η – показник ефективності циклу заряду/розряду BESS (встановлює частку накопиченої енергії, що може бути використана);

$P_{Hi(t)}^+$, $P_{Hi(t)}^-$ – середня потужність накопичувача, відповідно, під час розряду та заряду акумуляторів;

T_D , T_C – множина періодів часу t заданої тривалості, що відповідають розряду та заряду акумуляторів накопичувача, відповідно;

D_t , C_t – небаланси потужності, що виникають у РЕМ протягом періоду t розряду чи заряду акумуляторів накопичувача, відповідно;

U_{i_max} , U_{i_max} , I_{i_max} – гранично-допустимі значення напруг у контрольованих вузлах та струмів у контрольованих вітках заступної схеми РЕМ;

C_{max} , D_{max} – граничні значення перетоків електроенергії на межі балансової належності РЕМ у прямому та зворотному напрямках, відповідно.

2.2 Застосування методу визначення економічних опорів для розв'язання проектних задач

Відомо, що задача оптимізації перетікань активної потужності в електричних мережах за критерієм мінімуму втрат електроенергії може бути зведена до розрахунку економічного струморозподілу з використанням заступної г-схеми електромереж [36]. Аналогічний підхід було застосовано для оптимізації розміщення та потужностей BESS за рентабельністю капіталовкладень. Для цього до заступної г-схеми було введено додаткові економічні опори (рис. 2.1), що відтворюють вплив економічних чинників, зокрема витрати на встановлення та експлуатацію BESS.

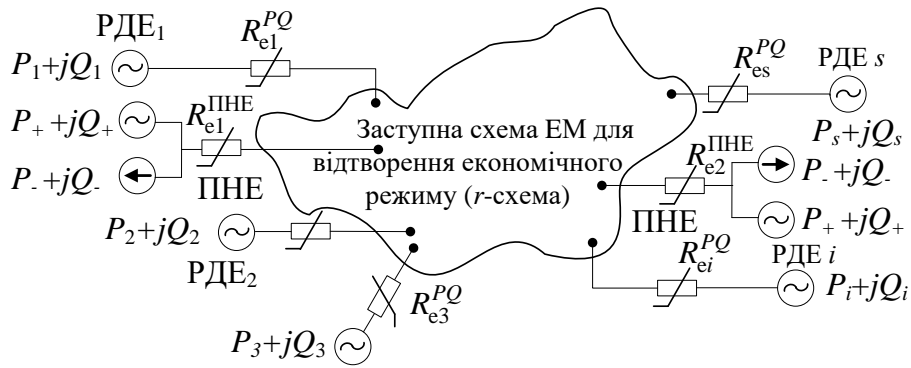


Рис. 2.1 - Заступна схема РЕМ для розрахунку економічного струморозподілу за комплексним економічним критерієм

Основним критерієм ефективності проектних рішень у електроенергетиці вважається рентабельність капіталовкладень [37]:

$$R_i = \frac{\Pi_p + A_p}{K}, \quad (2.1)$$

де $\Pi_p = \Pi_6 - N_{\Pi} - V_{кр}$ - поточний річний прибуток;

$\Pi_p = D - V_e - V_{втр} - A_p$ - балансовий прибуток за рік;

$D = (V_{p0} - V_p)\tau c$ - додатковий річний дохід, обумовлений зменшенням втрат електроенергії завдяки встановленню BESS;

$V_e = \alpha_e K$ - річні експлуатаційні видатки для BESS;

$V_{втр} = \alpha_{втр} \tau c \sum_{i=1}^{n_p} P_i$ - річні експлуатаційні видатки для BESS;

$A_p = \alpha_p K$ - додаткові річні амортизаційні відрахування на реновацію;

$N_{\Pi} = \alpha_{\Pi} \Pi_6$ - податок на прибуток;

$V_{кр} = \alpha_{кр} K$ - річні витрати на обслуговування кредиту;

$K = \sum_{i=1}^{n_p} K_i$ - капіталовкладення для впровадження BESS;

V_{p0} - втрати потужності в характерному режимі ЕМ до встановлення додаткових BESS;

τ - час максимальних втрат.

Після підстановки та нескладних перетворень вираз (2.1) можна подати у вигляді:

$$R_i = V_{p0} \tau \frac{c}{K} - V_p \tau (1 - \alpha_n) \frac{c}{K} - \left(\alpha_c + \alpha_{втр} \sum_{i=1}^{n_p} P_i \tau \frac{c}{K} + \alpha_p \right) (1 - \alpha_n) - \alpha_{кр} - \alpha_p. \quad (2.2)$$

Якщо на окремій ітерації розрахунку, штучно обмеживши прирости потужностей P_i , капіталовкладення у BESS умовно прийняти сталими, то перша складова виразу (2.2) практично не буде впливати на оптимальні значення потужностей BESS для даної ітерації. Отже, задачу пошуку максимуму рентабельності R_i можна звести до ітеративного пошуку мінімуму функції відносних експлуатаційних витрат в ЕМ з обмеженням приростів потужностей додаткових BESS:

$$B_* = V_{p0} \tau (1 - \alpha_n) \frac{c}{K} + \left(\alpha_c + \alpha_{втр} \sum_{i=1}^{n_p} P_i \tau \frac{c}{K} + \alpha_p \right) (1 - \alpha_n) + \alpha_{кр} + \alpha_p \longrightarrow \min. \quad (2.3)$$

З урахуванням прийнятого припущення вираз можна розділити на умовно постійний коефіцієнт $b_{втр} = \tau (1 - \alpha_n) \frac{c}{K}$, що практично не вплине на розв'язок задачі. Таким чином, отримано функцію еквівалентних втрат потужності у ЕМ після встановлення додаткових BESS. Її мінімізація у полі балансових обмежень та обмежень на параметри з послідовним уточненням капіталовкладень K дозволить отримати значення потужностей P_i , близькі до розв'язків задачі максимізації рентабельності (2.1):

$$V_{Рекв} = V_p + \alpha_{втр} \sum_{i=1}^{n_p} P_i + \sum_{i=1}^{n_p} K_i \frac{(\alpha_c + \alpha_p)(1 - \alpha_n) + (\alpha_{кр} + \alpha_p)}{\tau c (1 - \alpha_n)} \longrightarrow \min. \quad (2.4)$$

Для врахування у заступній схемі «ідеального» режиму ЕМ додаткових втрат $V_{\text{дод}} = V_{\text{Рекв}} - V_{\text{Р}}$ еквівалентних витратам, що пов'язані зі встановленням та експлуатацією BESS, визначаємо відповідні економічні опори:

$$R_{ei}^P = \frac{U_i^2}{P_i} \left[\alpha_{\text{втр}} + \frac{K_i}{P_i} \frac{(\alpha_e + \alpha_p)(1 - \alpha_n) + (\alpha_{\text{кр}} + \alpha_p)}{\tau c(1 - \alpha_n)} \right], \quad (2.5)$$

Співвідношення для визначення економічних опорів R_{ei}^P містять незалежні (P_i) та залежні (U_i) параметри оптимізаційної задачі, а також економічні показники (K_i), що будуть змінюватися в процесі пошуку розв'язку. Отже, ці опори не є постійними й потребують уточнення на кожній ітерації.

Таблиця 2.1 – Економічні опори BESS для різних критеріїв оптимальності

Критерій оптимальності для i -го BESS	Економічний опір i -го BESS
Мінімум втрат електроенергії в ЕМ	$R_{ei}^Q = 0$
Мінімум витрат на експлуатацію BESS	$R_{ei}^Q = \frac{\beta_i(Q_i)U_i^2}{Q_i b_{\Delta W}}$
Максимум рентабельності встановлення BESS	$R_{ei}^Q = \frac{U_i^2}{Q_i} \left[\alpha_{\text{втр}} + \frac{K_i}{Q_i} \frac{(\alpha_e + \alpha_p)(1 - \alpha_n) + (\alpha_{\text{кр}} + \alpha_p)}{\tau b_{\Delta W} (1 - \alpha_n)} \right]$
Мінімум збитків для джерела енергії через генерування підвищеної реактивної потужності	$R_{ei}^Q = \begin{cases} 0, & \text{якщо } Q_i \leq Q_{i\text{max}}; \\ \frac{\beta_{P_i} P_{\text{нв}i}(Q_i)U_i^2}{Q_i^2 b_{\Delta W}}, & \text{якщо } Q_i > Q_{i\text{max}} \end{cases}$
Мінімум вартості системних послуг з регулювання напруги	$R_{ei}^{PQ} = \frac{U_i^2}{(P_i^2 + Q_i^2)} \frac{\beta_{Q_i} Q_{Di}}{b_{\Delta W}}$

З наведених графіків (рис. 2.1) видно, що значення економічних опорів співмірні зі значеннями опорів ліній електропередачі та трансформаторів

розподільних мереж. Чутливість економічних опорів до відхилень напруги, які виникають в наслідок функціонування BESS, значно знижується за зростання встановленої потужності останніх P_i . Разом з тим зменшуються й значення R_{ei}^P . Це сприяє подальшому нарощуванню встановлених потужностей BESS, а у підсумку – зменшенню кількості встановлених пристроїв, а отже, скороченню капітальних витрат та експлуатаційних видатків. Таким чином, розв’язання задачі оптимізації розміщення BESS з використанням економічних опорів (2.3) забезпечує досягнення максимальної рентабельності (2.2).

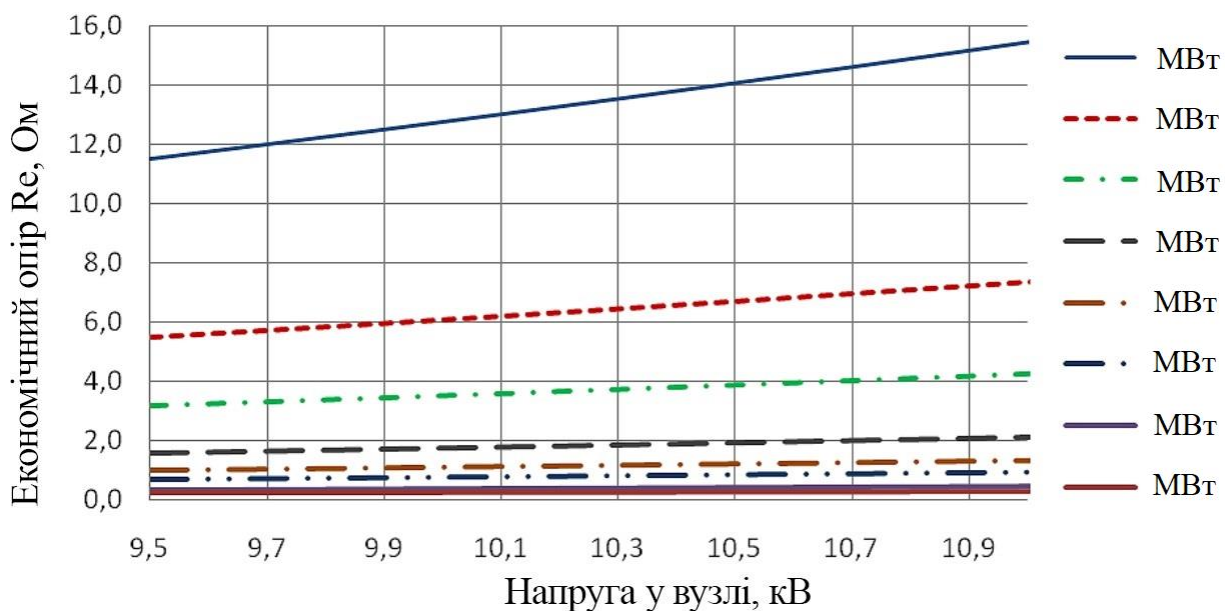


Рис. 2.2 - Значення економічних опорів, розраховані для установок BESS

2.3 Оптимізація розміщення BESS в електричній мережі з урахуванням активних обмежень

Як зазначалось у розділі. 2.2 підвищення ефективності розв’язання задач оптимізації перетікань електроенергії в електричних мережах з BESS можна

отримати шляхом застосування комплексного підходу, що базується на використанні принципу Гамільтона-Остроградського.

З [38] відомо, що задача оптимізації розподілу навантаження між джерелами енергії в ЕМ за критерієм мінімуму втрат електроенергії може бути зведена до розрахунку «ідеального», або економічного струморозподілу з використанням заступної r -схеми (рис. 2.1).

Цей підхід застосовано для визначення потужностей BESS P_i , встановлення яких на заданих підстанціях забезпечує максимум рентабельності капіталовкладень без урахування обмежень на потужності BESS та режимні параметри ЕМ [18].

Для зведення задачі пошуку максимуму рентабельності капіталовкладень до задачі пошуку мінімуму втрат в ЕМ у заступну r -схему вводяться додаткові дисипативні елементи (економічні опори) (рис. 2.1).

Введення встановлених потужностей BESS P_i до переліку залежних параметрів режиму дозволяє розрахувати їх екстремальні значення. Співвідношення (2.5) для визначення економічних опорів R_{ei}^P містить оптимізовані змінні P_i та залежні параметри U_i оптимізаційної задачі. Отже, ці опори не є постійними й потребують уточнення на кожній ітерації. Зі зростанням розрахункової встановленої потужності BESS P_i значення R_{ei}^P зменшуються. Крім того зменшується чутливість економічних опорів до відхилень напруги, що сприяє нарощуванню встановлених потужностей BESS та зменшенню кількості встановлених пристроїв. Останнє забезпечує скорочення капітальних витрат та експлуатаційних видатків. Таким чином, ітеративні розрахунки струморозподілу в заступній r -схемі ЕМ з уточненням номінальних опорів BESS дозволяють визначити екстремальні потужності джерел [39], [40].

Застосування означеного підходу усуває проблему з надійністю та швидкістю процесу пошуку розв'язків, що досягається зміною напрямку пошуку. Однак, ключовим моментом для практичної реалізації є перехід від екстремального до оптимального розв'язку, що виконується накладанням

обмежень на оптимізовані змінні та режимні параметри ЕМ [38]. Для сучасних електромереж реалізація означеної процедури виявляється нетривіальною та потребує додаткових досліджень.

Висновок до розділу 2

В сьогоднішніх умовах роботи ЕЕС, інтеграція системи BESS є обов'язковою з точки зору виконання зобов'язань на шляху до якісного та безперервного електропостачання. Для того щоб накопичувачі енергії максимумно ефективно виконували свою цільову функцію потрібно виконати умову їх правильного розміщення в розподільчій мережі та визначити їхню ємність. Враховуючи складність комплексної оптимізації інтегрування BESS, відомі підходи забезпечують оптимізацію переважно за номінальною потужністю, енергетичною ємністю та розташуванням в мережі. Номінальну потужність та енергоємність розглядають як окремі технічні показники BESS, які визначаються з урахуванням інвестиційних можливостей. Вказані параметри є дискретними, однак їх зазвичай визначають як неперервні змінні за допомогою відповідних методів оптимізації. Для розв'язання цієї задачі було проаналізовано метод економічного струморозподілу, який було отримано на основі принципу найменшої дії у формулюванні Гамільтона-Остроградського.

Оптимальні потужності джерел та споживачів електроенергії (зокрема й BESS) за критерієм мінімуму втрат електроенергії можуть бути визначені з результатів моделювання «ідеальних» режимів ЕМ, використовуючи заступні схеми з активними опорами.

Отже, у роботі запропоновано метод та алгоритм, що дає змогу, використовуючи здатність макроенергетичних систем до самооптимізації, забезпечити комплексну оптимізацію енергоємності та розміщення BESS у розподільних мережах за технічними та економічними критеріями.

РОЗДІЛ 3 АЛГОРИТМИ ОПТИМІЗАЦІЇ РОЗМІЩЕННЯ BESS В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ. ВПЛИВ РЕЖИМІВ ЗАРЯДУ/РОЗРЯДУ НА РІВЕНЬ ВТРАТ В ЕМ

Розрахунок оптимальних рівнів компенсації активних навантажень – задача технічна, ніж економічна. Тому найефективнішим вважається варіант, якщо він відповідає економічному критерію (максимальній рентабельності чи найбільшому інтегральному ефекту) лише за умови виконання технічних обмежень.

Всі суб'єкти енергетичного ринку об'єктивно зацікавлені у зниженні технологічних витрат електроенергії за рахунок BESS в електричних мережах. На даний час нормовані втрати в мережах встановлюються на рівні 10 – 14%, що в 2 – 4 рази більше за середні фактичні втрати у передових країнах за розвитком енергетичної галузі [43], [44], [45]. Розрахунки показують, що саме за рахунок додаткової компенсації активної потужності в мережах можливе зниження технологічних витрат на 5 – 8% [46], [47], [48].

Використовуючи моделювання ідеальних режимів, як було показано вище, можна підібрати вузли розподільної електричної мережі для яких встановлення BESS буде найбільш ефективним та підібрати потужність, що забезпечить максимальний ефект зменшення витрат електроенергії за певний проміжок часу. Визначальною умовою у даному випадку є відсутність суттєвих змін схеми ЕМ протягом певного проміжку часу. Неможливість останнього у реальних умовах експлуатації розподільних ЕМ призводить певних ускладнень у методі вибору місць встановлення та оптимальних потужностей BESS і вимагає проведення низки імітаційних розрахунків з можливими змінами нормальної схеми ЕМ.

Виходячи з наведеного вище, для вибору місць встановлення BESS доцільно розглядати три підходи:

– розстановка компенсувальних пристроїв за принципом мінімального ризику, коли потужність і місце встановлення додаткових джерел активної потужності обирається лише для компенсації активного споживання окремих

трансформаторних підстанцій (ТП) 10/0,4 кВ. При цьому незалежно від комутацій у електричних мережах буде забезпечено постійний ефект зменшення втрат та підвищення рівнів напруги;

– розстановка компенсувальних пристроїв за принципом максимального ефекту, коли потужність і місце встановлення підбираються згідно (2.22), тобто з урахуванням ефекту компенсації не лише власного навантаження ТП 10/0,4 кВ, але й суміжних ТП. При цьому ефект зменшення втрат електроенергії є вищим, але залежить від комутацій у схемі електричних мереж, тобто для досягнення стійкого ефекту вимагається оснащення КУ засобами автоматичного керування;

– розстановка компенсувальних пристроїв на мінімальній кількості ТП 10/0,4 кВ з забезпеченням максимального ефекту зменшення втрат електроенергії. При цьому зменшується не лише видаткова складова на компенсацію втрат електроенергії, а й складова, пов'язана витратами на облаштування BESS, а також їх ремонт та обслуговування.

3.1 Оптимізація розміщення BESS в електричних мережах за критерієм максимальної рентабельності

На рис. 3.1 наведено структурну схему програмного модулю оптимізації розміщення додаткових BESS в електричних мережах, призначеного для розв'язання таких задач: аналіз та введення режиму EM у допустиму область; оцінювання доцільності встановлення BESS; оптимізація режиму за активною. Означені задачі є функціонально пов'язаними та містять низку спільних процедур та дозволяють ефективно вирішувати питання технікоекономічного обґрунтування компенсації активної потужності.

Вихідними даними для визначення оптимальних місць приєднання та потужностей BESS в електромережах є пасивні параметри EM, параметри характерних режимів, а також конструктивні параметри КУ, що можуть бути використані для оптимізації перетікань активної потужності.

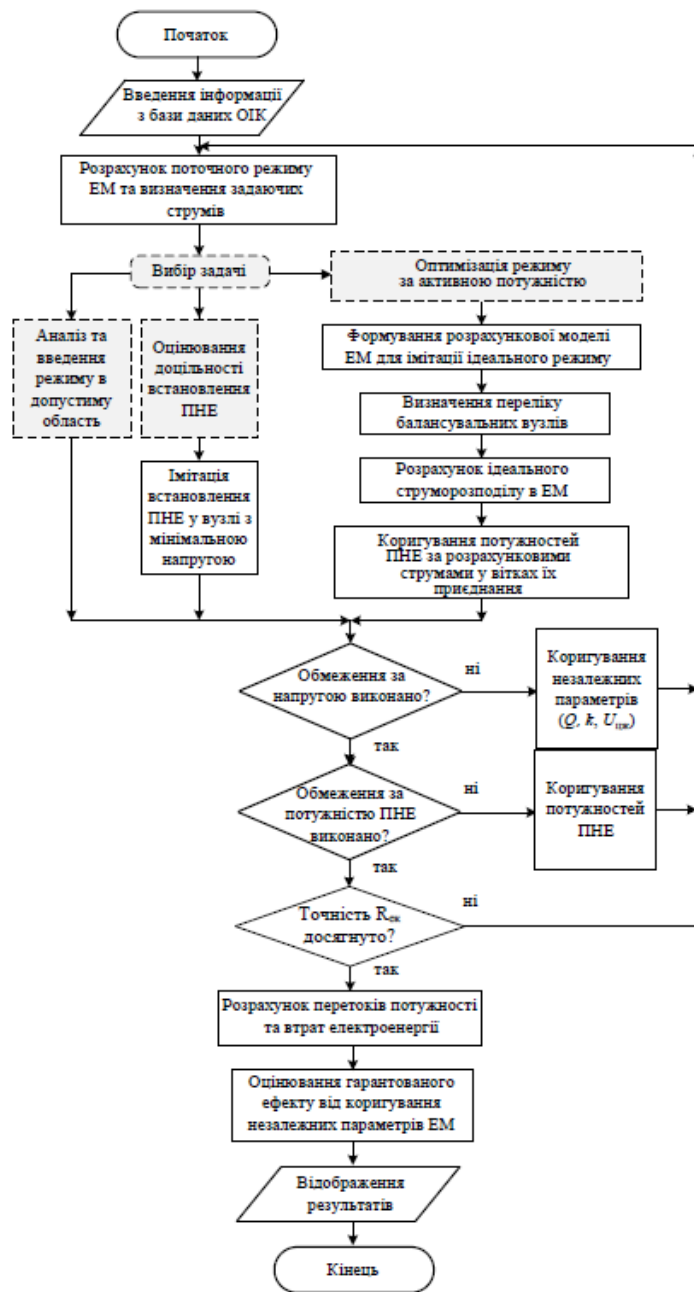


Рисунок 3.1 – Структура модулю оптимізації розміщення BESS в електричних мережах

Інформація про пасивні параметри надходить з корпоративних баз даних енергопідприємства, архівів служби ліній, підстанцій, диспетчерської служби тощо, залежно від функціональної структури підприємства.

Інформація про режимні параметри визначається розрахунковим шляхом, використовуючи інформацію технічного та комерційного моніторингу енергопідприємства (на рис. 3.2 позначено, як база даних ОІК).

Розрахункам з оптимізації розміщення BESS мають передувати аналітичні розрахунки для оцінювання критичних режимів ЕМ з огляду на регулювання напруги та активної потужності, зокрема, режиму мінімальних та максимальних навантажень, а також післяаварійних режимів. За результатами оцінюється необхідність застосування КРП, основна задача, що розв'язується впровадженням КУ (обмеження струмів ЛЕП, регулювання напруги, зменшення втрат), а також надійність ЕМ та якість наявного інформаційного забезпечення.

Після конкретизації проблеми, що має бути вирішена запровадженням BESS, необхідно виконати оцінювання обґрунтованого ефекту (див. п. 2.2), який, крім споживання активної потужності в ЕМ, залежить від надійності мереж, точності оцінювання відпуску електроенергії споживачам та точності визначення втрат і режимних параметрів. Якщо обґрунтований ефект від компенсації активної потужності у найбільш електрично-віддаленому вузлі виявляється додатним, то розміщення засобів групової КРП вважається доцільним.

Визначення оптимальних місць приєднання та потужностей BESS за критерієм максимуму рентабельності виконується у такій послідовності.

1. Використовуючи наявне інформаційне забезпечення формуються вихідні дані для розрахунку усталеного режиму ЕМ для визначення рівнів напруг у її вузлах. Заданими вважаються активні й реактивні потужності у вузлах (окрім базисного), зокрема потужності та ємності BESS, що були впроваджені раніше та потужності РДЕ. За результатами розрахунку визначаються задаючі струми у вузлах, завдяки чому вдається перейти до лінеаризованої модулі поточного режиму, еквівалентної початковій.

2. Формується розрахункова модель ЕМ для відтворення її ідеального струморозподілу за втратами потужності. Для цього ЕМ подається заступною г-схемою. Наявні BESS подаються фіксованими задаючими струмами. Нові BESS,

розміщення яких виконується для забезпечення максимальної рентабельності компенсації активної потужності з урахуванням обмежень за напругою та потужністю установки, подаються економічними опорами, що визначаються за виразом:

$$R_{ei}^P = \frac{U_i^2}{P_i} \left[\alpha_{втр} + \frac{K_i (\alpha_e + \alpha_p)(1 - \alpha_n) + (\alpha_{кр} + \alpha_p)}{\tau c(1 - \alpha_n)} \right]. \quad (3.1)$$

Вузлам приєднання BESS присвоюють ознаку балансувальних за активною потужністю, що дає змогу вивести їх потужності з переліку незалежних змінних та визначити екстремальні значення, розраховуючи економічний режим ЕМ.

3. Використовуючи лінеаризовану модель у координатах вузлових напруг за методом Гауса розраховується режим ЕМ, ідеальний за втратами потужності та визначається економічний струморозподіл. Він відповідає мінімуму втрат активної потужності в заступні схемі ЕМ з економічними опорами, а отже максимуму рентабельності впровадження BESS.

4. Розрахункові струми у вітках з економічними опорами окремих BESS, перераховують у екстремальні значення встановлених активних потужностей, тобто таких, що забезпечують максимум рентабельності їх встановлення.

5. На наступному етапі виконується перевірка обмежень за відхиленнями напруги у вузлах ЕМ. Якщо для окремих вузлів обмеження не виконуються, то імітується регулювання напруги на підстанціях зміною коефіцієнтів трансформації силових трансформаторів у межах їх регульовального діапазону. Якщо вказаний захід виявляється не ефективним, то здійснюється примусове зниження розрахункових потужностей BESS за результатами розв'язання допоміжної оптимізаційної задачі (2.32). Після чого вузол приєднання BESS втрачає ознаку балансувального вузла і виводиться з області пошуку оптимального розв'язку. Для оцінювання ефекту від дій щодо оптимізації режиму

за активною потужністю та введення його в допустиму область виконується уточнення розрахункової моделі та повторний розрахунок режиму.

6. Враховуючи, що розрахункові потужності та ємності BESS можуть відрізняються від каталожних параметрів, виконується процедура заокруглення цих значень. Якщо потужність BESS, що встановлене у певному вузлі, була зменшена для забезпечення обмежень за напругою, то напрямок заокруглення потужності до стандартного значення має відповідати цій корекції. Таким чином, для даного вузла потужність заокруглюється до найближчого меншого значення.

У інших випадках, враховуючи, що будь-яке відхилення розрахункових потужностей BESS від економічних значень, призводить до зниження рентабельності їх впровадження, вибір напрямку заокруглення виконується з урахуванням їх впливу на критерій оптимальності.

Якщо BESS, що підлягають встановленню для балансування активної потужності та вирівнювання графіка навантаження, оснащені засобами автоматичного регулювання, то розрахункова встановлена потужність заокруглюється до ближчого більшого стандартного значення. Таким чином враховується перспективний розвиток електроспоживання, а тимчасове перевищення генерування BESS обмежується налаштуваннями САК.

Якщо обмеження на параметри виконано, то поточний режим є умовно оптимальним, однак потребує уточнення. Так, якщо точність визначення економічних опорів BESS не досягнуто, тобто максимальне відхилення між значеннями R_{ei}^p і на суміжних ітераціях перевищує задану точність, то відбувається їх повторне коригування (перехід на п. 1). Інакше розв'язок вважається оптимальним, а розрахунковий модуль переходить до завершальних процедур.

7. За розрахованими параметрами режиму EM, оптимальними встановленими потужностями BESS та коефіцієнтами трансформації трансформаторів на підстанціях уточнюються перетікання потужності по вітках мереж та визначаються втрати потужності.

8. Оцінюється обґрунтований ефект від впровадження BESS в електромережі з урахуванням надійності мереж, якості напруги та точності інформаційного забезпечення.

9. Результати розрахунку виводяться для реалізації. Оскільки розглядається проектна задача, то результати видаються у вигляді рекомендацій для інженерного персоналу. Якщо комплекс використовується для налаштування BESS, встановлених раніше, то результати подаються оперативному персоналу у вигляді рекомендованих налаштувань САК компенсувальних установок. Таким чином, запропонований алгоритм дозволяє розв'язувати широке коло задач щодо уточнення постановки задачі, визначення оптимальних параметрів та оцінювання обґрунтованої ефективності у розподільних мережах.

Вище розглянуто алгоритм розв'язання задачі оптимізації розміщення BESS у розподільних мережах для випадку коли в них відсутні інші засоби регулювання активної потужності. Однак для реальних ЕМ це часто не відповідає дійсності. У мережах можуть експлуатуватися раніше встановлені BESS (в оперативному віданні ЕК), засоби регулювання активних споживачів (надають системну послугу), традиційні та відновлювані джерела енергії, що можуть змінювати генерування на вимогу ЕК (надають системну послугу).

Оскільки кожна з означених електроустановок працює за своїм критерієм оптимальності, задача оптимізації розміщення BESS виявляється багатокритеріальною. Для її вирішення можна застосовувати метод Парето з визначенням вагових коефіцієнтів за методом експертних оцінок. Однак для зменшення впливу суб'єктивних факторів далі запропоновано алгоритм зведення такої задачі до однокритеріальної з подальшим її розв'язанням на основі принципу найменшої дії.

3.2 Багатокритеріальна оптимізація розміщення та потужностей BESS в електричних мережах

Загальна послідовність розв'язання задачі оптимізації розміщення BESS в електромережах є аналогічною до викладеного вище. Відмінність полягає у формуванні розрахункової моделі для відтворення ідеального струморозподілу в ЕМ.

На відміну від попереднього випадку, коли оптимізація потужностей всіх BESS виконувалася на критерієм максимуму рентабельності, у даному випадку кожне джерело працює за своїм критерієм оптимальності. У попередньому розділі було запропоновано вираз для визначення економічних опорів BESS, що дозволяє врахувати особливості їх функціонування і представити техніко-економічні показники їх ефективності у вигляді еквівалентних втрат потужності. Таким чином, застосування вказаних економічних опорів дозволяє звести багатокритеріальну техніко-економічну задачу визначення потужностей BESS до задачі мінімізації втрат потужності в ЕМ, що ефективно розв'язується за принципом найменшої дії.

На рис. 3.3 наведено структурну схему процесу формування розрахункової моделі для імітації ідеального струморозподілу в ЕМ із використанням визначення економічного опору через різні критерії оптимальності (табл. 2.1). Визначення параметрів моделі виконується в такій послідовності.

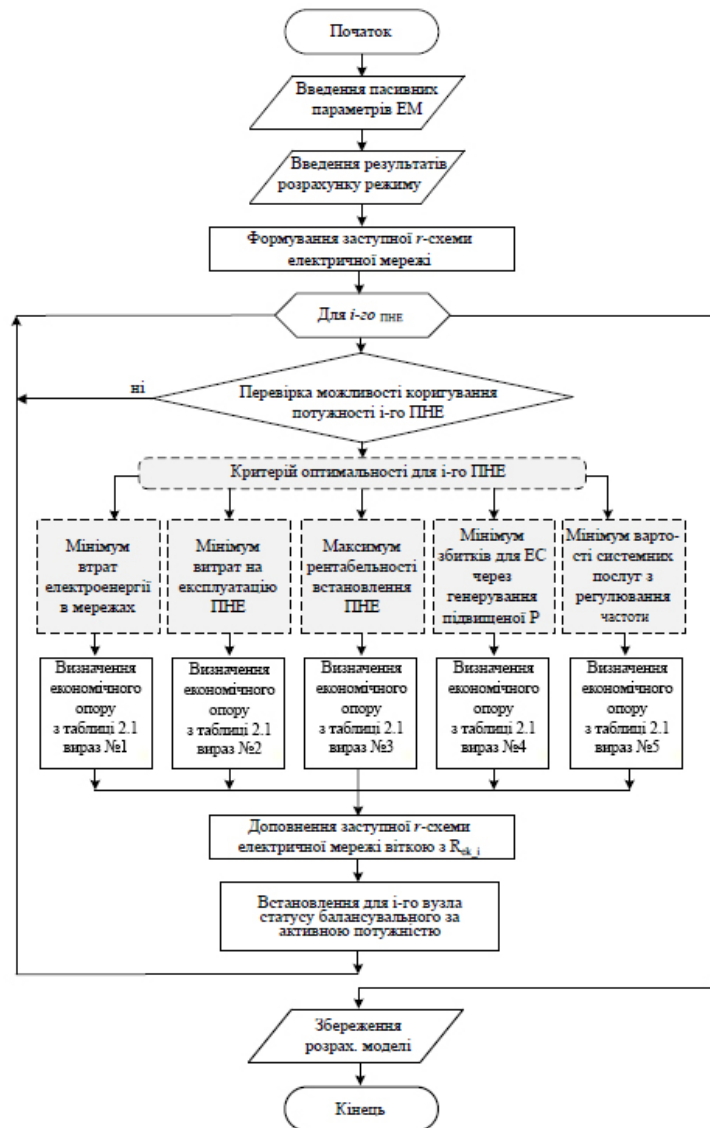


Рисунок 3.2 – Структурна схема формування розрахункової моделі для визначення економічного струморозподілу в ЕМ

1. Використовуючи корпоративну базу даних основного обладнання ЕК та базу даних з результатами оперативного моніторингу стану комутаційних апаратів ЕМ формується заступна r-схема мереж, що відповідає їх характерному або поточному режиму.

2. Для кожного вузла ЕМ, що належить до множини вузлів приєднання діючих чи потенційних джерел активної потужності M_{BESS} визначається економічних опір в залежності від особливостей функціонування конкретного BESS.

Якщо BESS встановлений, й знаходиться на балансі енергокомпанії, його експлуатаційні видатки не враховуються, а задача оптимізації полягає у визначенні його поточної потужності для забезпечення мінімуму втрат електроенергії з урахуванням обмежень за напругою та діапазоном регулювання P_i , то значення економічного опору приймається рівним нулю.

Якщо експлуатація або встановлення BESS потребує врахування експлуатаційних витрат, що подані у вигляді вартісної характеристики $\beta_i(P_i)$, то економічний опір визначається за виразом

$$R_{ei}^P = \frac{\beta_i(P_i)U_i^2}{P_i \cdot c}. \quad (3.2)$$

У даному випадку буде запропоновано оптимальний розв'язок, тобто потужність BESS, що забезпечує мінімум втрат потужності в ЕМ з мінімальним збільшенням експлуатаційних видатків. При цьому обидва фактори подаються у вигляді еквівалентних втрат та вважаються рівнозначними. Вага експлуатаційних видатків для окремих BESS може варіюватися відповідним коригуванням вартісних характеристик $\beta_i(P_i)$.

Якщо встановлення BESS у даному вузлі виконується з метою забезпечення максимальної рентабельності компенсації активної потужності з урахуванням обмежень за напругою та потужністю установки, що характерно для проектів реконструкції та реновації основного обладнання ЕМ, то економічний опір визначається за виразом:

$$R_{ei}^P = \frac{U_i^2}{P_i} \left[\alpha_{втр} + \frac{K_i}{P_i} \frac{(\alpha_e + \alpha_p)(1 - \alpha_n) + (\alpha_{кр} + \alpha_p)}{\tau c(1 - \alpha_n)} \right]. \quad (3.1)$$

Якщо в якості окремих джерел активної потужності для оптимізації розподілу активних навантажень ЕМ розглядаються електричні станції або інші,

зокрема, розосереджені джерела енергії, то у економічному опорі враховуються збитки, що несе власник станції від недовироблення активної потужності через генерування надлишку активної:

$$R_{ei}^P = \begin{cases} 0, & \text{якщо } P_i \leq P_{i\max} \\ \frac{\beta_{Qi} P_{\text{нвi}}(Q_i) U_i^2}{P_i^2 c}, & \text{якщо } P_i > P_{i\max}. \end{cases} \quad (3.3)$$

Якщо електрична станція виконує, крім виробництва електроенергії, системну функцію забезпечення балансу активної потужності та регулювання напруги, то у економічному опорі враховується вартість надання послуги. У такому разі він визначається за виразом:

$$R_{ei}^{PQ} = \frac{U_i^2}{(P_i^2 + Q_i^2)} \frac{\beta_{Qi} P_{\text{Дi}}}{c}. \quad (3.4)$$

3. Розраховані таким чином економічні опори BESS подаються у вигляді віток заступної r-схеми ЕМ (рис. 2.1), що з'єднують вузли приєднання BESS (шини відповідних підстанцій) з фіктивними вузлами, балансувальними за активною потужністю. Введення останніх у заступну схему дозволяє вивести потужності BESS з переліку незалежних змінних задачі оптимізації розміщення BESS і подати їх, як залежні змінні задачі ідентифікації економічного струморозподілу в ЕМ.

Отримана таким чином розрахункова модель ідеального режиму ЕМ використовується у алгоритмі для визначення економічного струморозподілу і, далі, оптимальних потужностей нових та раніше встановлених BESS.

3.3 Аналіз впливу BESS на втрати електроенергії в розподільчих мережах

Одним із показників економічної ефективності застосування BESS в енергосистемі є аналіз його впливу на втрати електроенергії. В даній роботі буде досліджено питання впливу BEES на втрати, зокрема, питання: чи завжди при роботі BEES відбувається зниження втрат електроенергії, за яких умов зниження втрат дійсно відбувається, у яких випадках та коли воно буде максимальним.

Для розрахунку введемо наступні примушення. Вплив BESS на втрати електроенергії будемо оцінювати, розглядаючи вузол, до якого під'єднане навантаження із опором r та номінальною напругою $U_{\text{ном}}$, яке на протязі доби характеризується найбільшою $P_{\text{нб}}$ та найменшою $P_{\text{нм}}$ потужністю навантаження. До вузла підключений BESS із коефіцієнтом корисної дії η , який в режимі найменшого навантаження споживає активну пожуність $P_{\text{заряду}}$ за час $t_{\text{заряду}}$, а в режимі найбільшого нвантаження віддає потужність $P_{\text{розряду}}$ за час $t_{\text{розряду}}$, звідси отримає вираз:

$$P_{\text{розряду}} \cdot t_{\text{розряду}} = \eta \cdot P_{\text{заряду}} \cdot t_{\text{заряду}}; \quad (3.5)$$

Оскільки ціллю дослідження є отримання залежностей впливу режимів роботи BESS на втрати електроенергії, значення $P_{\text{нб}}$ та $P_{\text{нм}}$ на інтервалах часу $t_{\text{заряду}}$ і $t_{\text{розряду}}$ приймаємо сталими. Умовно виділимо складову віддачі потужності $P_{\text{віддачі}}$ так, що $P_{\text{нб}} > P_{\text{віддачі}} > P_{\text{нм}}$. Потужність $P_{\text{віддачі}}$ являє собою допустимий для системи вівень віддачі потужності, при певних максимумно можливих величинах заряду та розряду BESS:

$$\begin{aligned} P_{\text{заряду}}^{\text{max}} &= P_{\text{віддачі}} - P_{\text{нм}}; \\ P_{\text{розряду}}^{\text{max}} &= P_{\text{нб}} - P_{\text{віддачі}}. \end{aligned} \quad (3.6)$$

При цьому $P_{\text{заряду}}$ може бути не рівною $P_{\text{розряду}}$. Варіюючи значення віддачі однієї скалової $P_{\text{в}}$ (базова віддача), можна оцінити вплив BESS на втрати електроенергії при достатньо широкому діапазоні різних режимів роботи накопичувача, які характеризуються різними співвідношеннями потужностей заряду та розряду. Для подальшого аналізу введемо змінні:

$$k = \frac{P_{\text{нб}}}{P_{\text{нм}}}; a = \frac{P_{\text{в}}}{P_{\text{нб}}}; \frac{1}{k} < a < 1. \quad (3.7)$$

Втрати електроенергії на ділянці з опором r і номінальною напругою $U_{\text{ном}}$ за час роботи BESS, рівні тривалості процесу заряду та розряду пристрою $t_{\text{заряду}}$ та $t_{\text{розряду}}$. Визначається наступним вираом:

$$\Delta W_{\text{нак}} = \frac{(P_{\text{нб}} - P_{\text{розряду}})^2}{U_{\text{ном}}^2} r t_{\text{розряду}} + \frac{(P_{\text{нм}} + P_{\text{заряду}})^2}{U_{\text{ном}}^2} r t_{\text{заряду}}. \quad (3.8)$$

Для наглядності розрахунку, реактивною скаловою нехтуємо. Необхідною і достатньою умовою зниження втрат буде $\Delta W_{\text{нак}} / \Delta W < 1$, де ΔW - втрати електроенергії на ділянці при відсутності BESS.

Цільова функція зниження втрат енергії у випадку встановлення накопичувача після пістановки матиме вигляд:

$$f\left(\frac{\Delta W_{\text{нак}}}{\Delta W}\right) = \frac{2 \frac{P_{\text{заряду}}}{P_{\text{нм}}} (\eta k - 1) - \frac{P_{\text{заряду}}}{P_{\text{нм}}} \left(\eta \frac{P_{\text{розряду}}}{P_{\text{нм}}} + \frac{P_{\text{заряду}}}{P_{\text{нм}}} \right)}{k^2 \eta \frac{P_{\text{заряду}}}{P_{\text{нм}}} + 1} > 0. \quad (3.9)$$

Вираз (3.9) являє собою відносну зміну втрат електроенергії при наявності/відсутності BESS. Умова його позитивного впливу означає зниження втрат, пов'язане з роботою BESS. Негативний вплив (3.9) показує, що при встановленні BESS відбувається збільшення втрат електроенергії. Універсальність виразу (3.9) для аналізу впливу BESS на величину втрат електроенергії з урахуванням різних режимів роботи пристроїв полягає в тому числі і в можливості введення оцінювальних розрахунків у відносних одиницях, припустимо, що $P_{\text{нм}}^* = 1$. З урахуванням виразу (3.7) отримаємо:

$$\begin{aligned} P_{\text{заряду}}^{*\text{max}} &= \frac{P_{\text{заряду}}^{\text{max}}}{P_{\text{нм}}} = ak - 1; \\ P_{\text{розряду}}^{*\text{max}} &= \frac{P_{\text{розряду}}^{\text{max}}}{P_{\text{нм}}} = k(1 - a). \end{aligned} \quad (3.10)$$

На першому етапі досліджуємо вплив на втрати електроенергії режимів роботи BESS при $P_{\text{заряду}}^* = P_{\text{розряду}}^*$. Подібна ситуація є досить частою при виборі номінальної потужності накопичувача виходячи з різниці найменшого навантаження та величиною базової віддачі в конкретному вузлі. При цьому в режимі розряду накопичувач може працювати на повну потужність, тобто, номінальна потужність накопичувача не перевищує різницю між піковим навантаженням та величиною базової віддачі потужності.

При заданих умовах вираз (3.9) для відносного виміру втрат електроенергії запишеться наступним чином:

$$\delta\Delta W^* = f\left(\frac{\Delta W_{\text{нак}}}{\Delta W}\right) = \frac{2P_{\text{заряду}}^* (\eta k - 1) - P_{\text{заряду}}^{*2} (\eta + 1)}{k^2 \eta + 1} > 0. \quad (3.11)$$

Зниження втрат електроенергії буде мати місце при виконанні умови:

$$P_{\text{заряду}}^* < \frac{2(\eta k - 1)}{\eta + 1}. \quad (3.12)$$

Для забезпечення максимального зниження втрат електроенергії необхідно, щоб забезпечувалась рівність:

$$\frac{\partial(\delta W^*)}{\partial P_{\text{заряду}}^*} = 0, \text{ откуда } P_{\text{заряду}}^* = \frac{\eta k - 1}{\eta + 1}. \quad (3.13)$$

Тут необхідно звернути увагу на наступний вагомий момент. Для режимів $P_{\text{заряду}} = P_{\text{розряду}}$ характерні два основних варіанти визначення номінальної потужності BESS. В першому з них в якості базової величини приймається можлива потужність заряду BESS $P_{\text{ном}} = P_{\text{заряду}} = P_{\text{віддачі}} - P_{\text{нм}^*}$. При цьому повинна виконуватись рівність $P_{\text{розряду}} > (P_{\text{нб}} - P_{\text{віддачі}})$. Тобто, номінальна потужність накопичувача дозволяє використовувати для заряду пристрою всю надлишкову потужність в системи в період найменших навантажень, за рахунок чого частково покривається дефіцит потужності в піковий період. Оскільки потужність заряду/розряду накопичувача для заданих параметрів режиму визначається згідно (3.10), при чому величиною, яка може змінюватись витспаує параметр α , який можна знайти з виразу (3.7), то повинна виконуватись умова:

$$a_{\text{тр}} < \frac{k + 1}{2k}, \quad (3.14)$$

Де $a_{гр}$ – співвідношення між рівнем базової віддачі і найбільшою потужністю навантаження, при якій можлива потужність заряду BESS і необхідна потужність розряду рівні між собою.

При другому варіанті визначення номінальної потужності накопичувача за орієнтир приймається необхідність покриття повного дефіциту потужності в піковий період. Надлишок потужності в період найменших навантажень перевищує номінальну потужність накопичувача, при цьому частина надлишку повинна бути компенсована системою. Номінальна потужність BESS виробляється виходячи із допустимої потужності розряду $P_{ном} = P_{розряду} = P_{нб} - P_{віддачі}$, а $P_{заряду} < (P_{віддачі} - P_{нм})$.

Тоді необхідним є виконання умови:

$$a_{гр} > \frac{k+1}{2k}, \quad (3.15)$$

Виходячи з формул для визначення $P_{заряду}^*$ в залежності від виконання (3.14) або (3.15) з урахуванням (3.10), умова зниження втрат електроенергії (3.12) і умова максимізації цього зниження (3.13) можуть бути записані наступним чином:

При виконанні обмеження (3.14) і $P_{заряду} = P_{віддачі} - P_{нм}$:

$$a_{зниження} < \frac{2\eta k - 1 + \eta}{k(\eta + 1)}; \\ a_{оптимальне} = \frac{\eta(k+1)}{k(\eta+1)}; \quad (3.16)$$

При виконанні обмеження (3.15) і $P_{розряду} = P_{нм} - P_{віддачі}$:

$$\begin{aligned}
 a_{\text{зниження}} &> \frac{k(1-\eta)+2}{k(\eta+1)}; \\
 a_{\text{оптимальне}} &= \frac{k+1}{k(\eta+1)},
 \end{aligned}
 \tag{3.17}$$

Де $a_{\text{зниження}}$ - співвідношення між рівнем базової віддачі і найбільшою потужністю навантаження, яке визначається згідно з (3.10), таку потужність заряду/розряду BESS, для якої зниження втрат електроенергії при використанні BESS рівне нулю; $a_{\text{оптимальне}}$ - аналогічний параметр для визначення потужності заряду/розряду BESS, при якому зниження втрат електроенергії максимальне.

Вирази (3.16) і (3.17) корисні для аналізу впливу BESS на зміну втрат електроенергії в системі пр різних варіантах співвідношень (3.7), які характеризують параметри режиму, і значень ККД накопичувача η . Використовуючи вирази (3.16) і (3.17) для визначення згідно (3.10) потужності BESS, яка відповідає максимуму зниження втрат енергії, можна зробити висновок, що для обох розглянутих вище випадків вона буде однакою і рівна:

$$P_{\text{оптимальне}}^{\text{BESS}} = \frac{\eta k - 1}{\eta + 1}.
 \tag{3.18}$$

При цьому оптимальні по умовах зниження втрат режими завжди існують, оскільки визначені за виразами (3.16) і (3.17) значення $a_{\text{оптимальне}}$ задовольняють (3.14) і (3.15) – в першому випадку $a_{\text{оптимальне}}$ завжди менше $a_{\text{граничне}}$, а в другому – завжди більші для будь-яких значень k і η , як того і вимагають обмеження (3.14) і (3.15). Відповідно, використання BESS для заданого варіанту завжди призводить до зниження втрат електроенергії.

Проведені по формулах (3.10)-(3.14) розрахунки, з врахуванням обмежень (3.14) і (3.15), представлені в таблиці 3.1. Для отримання загальї картини впливу BESS на втрати електроенергії розглянутий достатньо широкий діапазон

співвідношень найбільшого і найменшого навантаження на просягом доби. Значення втрат електроенергії вираховувались згідно раніше отриманих виразів (3.16) і (3.17). Комірки, які відповідають співвідношенням $a_{\text{оптимальне}}$ за умови максимізації зниження втрат електроенергії в мережі, а також значенням $a_{\text{зниження}}$ після проходження яких спостерігається збільшення втрат, в таблиці 3.1 виділені.

Аналіз даних таблиці 3.1 показує, що збільшення втрат електроенергії в результаті роботи BESS відбувається тільки у варіанті задання вихідних даних $k = 2$; $\eta = 0,7$ і при відношенні $P_{\text{віддачі}} / P_{\text{нб}}$, що змінюється в діапазоні від 0,74 до 0,76. У всіх інших випадках спостерігається зниження втрат. Для кожного із співвідношень найбільшого і найменшого навантажень варто відмітити симетричність режимів, розрахованих для першого та другого випадків (відрізняються умовами визначення потужності заряду BESS) відносно вирахованого згідно (3.14) значення $a_{\text{граничне}}$.

Дані таблиці 3.1 можуть бути корисними при виборі параметрів роботи BESS. Разом із жорстко зафіксованими параметрами режиму (найбільше та найменше навантаження) для визначення потужностей заряду/розряду BESS має значення величина допустимої для системи базової віддачі, з точки зору економічності. Критерієм цієї допустимості, в тому числі, є і вплив BESS на параметри роботи системи. В цьому випадку фактор зміни втрат електроенергії в залежності від різних потужностей заряду/розряду BESS, що визначаються з приведених в таблиці 3.1 варіацій співвідношення $P_{\text{віддачі}} / P_{\text{нб}}$ згідно (3.10), повинен бути врахований в загальному техніко-економічному аналізі ефективності роботи BESS.

Далі розглянемо варіант роботи BESS, при якому $P_{\text{заряду}} = P_{\text{розряду}}$ і виконується умова $P_{\text{віддачі}} - P_{\text{нм}} = P_{\text{нб}} - P_{\text{віддачі}}$. Тобто це випадок, при якому повне накопичення BESS в період заряду рівне повному покриттю дефіциту потужності в період часу розряду. Тоді:

$$\begin{aligned}
 P_{\text{заряду}}^* &= \gamma P_{\text{заряду}}^{\text{max}} = \gamma(ak - 1); \\
 P_{\text{розряду}}^* &= \gamma P_{\text{розряду}}^{\text{max}} = \gamma(1 - a),
 \end{aligned}
 \tag{3.19}$$

Де

$$\gamma = \frac{P_{\text{заряду}}^*}{P_{\text{заряду}}^{\text{max}}} = \frac{P_{\text{розряду}}^*}{P_{\text{розряду}}^{\text{max}}}.$$

Таблиця 3.1 – Оцінка впливу BESS на втрати електронергії при $P_{\text{заряду}} = P_{\text{розряду}}$

P _{нб} /P _{нм} =2											
P _{нб} /P _{нм}	0,60	0,62	0,67	0,71	0,74	0,76	0,79	0,83	0,88	0,90	
α _{граничне} =0,75	P _{заряду} =P _{віддачі} -P _{нм}					P _{розряду} =P _{нб} -P _{віддачі}					
ΔW* при η =	0,7	0,024	0,025	0,019	0,01	0	0	0,01	0,02	0,025	0,024
	0,8	0,04	0,044	0,048	0,04	0,038	0,038	0,04	0,048	0,044	0,04
	0,9	0,05	0,06	0,07	0,073	0,072	0,072	0,073	0,071	0,06	0,05
P _{нб} /P _{нм} =2,5											
P _{нб} /P _{нм}	0,50	0,58	0,60	0,62	0,66	0,74	0,78	0,80	0,82	0,90	
α _{граничне} =0,7	P _{заряду} =P _{віддачі} -P _{нм}					P _{розряду} =P _{нб} -P _{віддачі}					
ΔW* при η =	0,7	0,05	0,062	0,06	0,058	0,048	0,048	0,058	0,06	0,062	0,05
	0,8	0,06	0,09	0,092	0,093	0,09	0,09	0,093	0,092	0,09	0,06
	0,9	0,076	0,11	0,117	0,12	0,124	0,124	0,12	0,117	0,11	0,076
P _{нб} /P _{нм} =3											
P _{нб} /P _{нм}											
α _{граничне} =0,67	P _{заряду} =P _{віддачі} -P _{нм}					P _{розряду} =P _{нб} -P _{віддачі}					
ΔW* при η =	0,7	0,09	0,098	0,094	0,092	0,08	0,08	0,093	0,098	0,097	0,07
	0,8	0,116	0,129	0,133	0,132	0,013	0,129	0,133	0,13	0,126	0,08
	0,9	0,135	0,15	0,16	0,165	0,167	0,167	0,16	0,156	0,149	0,09
P _{нб} /P _{нм} =3,5											
P _{нб} /P _{нм}											
α _{граничне} =0,64	P _{заряду} =P _{віддачі} -P _{нм}					P _{розряду} =P _{нб} -P _{віддачі}					
ΔW* при η =	0,7	0,127	0,129	0,128	0,126	0,118	0,117	0,125	0,129	0,125	0,08
	0,8	0,156	0,163	0,166	0,167	0,165	0,164	0,167	0,162	0,152	0,096
	0,9	0,18	0,19	0,196	0,199	0,202	0,202	0,2	0,189	0,173	0,11
P _{нб} /P _{нм} =4											
P _{нб} /P _{нм}											
α _{граничне} =0,625	P _{заряду} =P _{віддачі} -P _{нм}					P _{розряду} =P _{нб} -P _{віддачі}					
ΔW* при η =	0,7	0,155	0,156	0,153	0,144	0,14	0,144	0,152	0,156	0,147	0,096
	0,8	0,188	0,19	0,195	0,192	0,19	0,172	0,194	0,192	0,172	0,11
	0,9	0,214	0,218	0,227	0,231	0,23	0,231	0,229	0,22	0,19	0,12

Важливо відмітити, що виходячи із заданих умов, співвідношення $\alpha = P_{\text{віддачі}} / P_{\text{нб}}$ визначається через коефіцієнт нерівномірності навантаження k :

$$\alpha = \frac{k+1}{2k}. \quad (3.20)$$

Тоді в якості оптимізуючої змінної розглядається γ , визначається згідно третьому виразу із (3.19) і являє собою частину від максимально можливої потужності заряду/розряду.

Підставляючи (3.19) в цільову функцію для зниження втрат електроенергії (3.11), отримаємо наступне рівняння:

$$\delta\Delta W^* = \frac{\gamma(k-1)(\eta k - 1) - \gamma \frac{(k-1)^2}{4}(\eta+1)}{k^2\eta+1} > 0. \quad (3.21)$$

З (3.21) знайдемо значення $\gamma_{\text{граничне}}$ і $\gamma_{\text{оптимальне}}$, що визначають умову зниження втрат електроенергії при використанні BESS і умову максимізації цього зниження:

$$\begin{aligned} \gamma_{\text{граничне}} &< \frac{4(\eta k - 1)}{(\eta + 1)(k - 1)}; \\ \gamma_{\text{оптимальне}} &< \frac{2(\eta k - 1)}{(\eta + 1)(k - 1)}. \end{aligned} \quad (3.22)$$

Оскільки γ з самого початку не може бути більше за 1, перше обмеження із (3.22), що визначає вимогу до зниження втрат електроенергії, доцільно враховувати тільки для варіанту задання вихідних даних $k=2$; $\eta=0,7$, для якого, з (3.21), $\gamma_{\text{граничне}}$ має бути менше 0,94. Для всіх інших варіантів обмеження (3.22)

справедливе при будь-яких значеннях γ , тобто, для них завжди можливе зниження втрат електроенергії при роботі накопичувача $P_{\text{заряду}} = P_{\text{розряду}}$.

Проведені за формулами (3.21) і (3.22) розрахунки для різних варіантів ККД BESS і коефіцієнта нерівномірності навантаження зведені у таблиці 3.2. Так само як і для таблиці 3.1, в дослідницьких цілях розрахунки були проведені для різних співвідношень найбільших та найменших навантажень на протязі доби. Дані таблиці 3.2 доповнюють результати, зведені в таблиці 3.1, і підтверджують тезис про зниження втрат в більшості випадків втрат електроенергії від використання BESS в мережі. Максимізація зниження втрат електроенергії від використання BESS не завжди досягається при повному використанні доступної потужності заряду пристрою. Зі збільшенням ККД BESS точка екстремуму при умові максимізації зниження втрат електроенергії зміщується в напрямку збільшення співвідношення $P_{\text{заряду}} = P_{\text{розряду}}$, що означає збільшення користі використання накопичувачів, номінальна потужність яких розрахована виходячи із повного поглинання надлишку/покриття недостачі електроенергії в системі.

Таблиця 3.2 – Оцінка впливу BESS на втрати електроенергії в мережі

$\eta = 0,7$					
$P_{\text{НБ}}/P_{\text{НМ}}$	2,000	2,500	3,000	3,500	4,000
$\gamma_{\text{оптимальне}}$	0,470	0,590	0,650	0,680	0,710
$\delta\Delta W^{*\text{max}}$	0,025	0,062	0,098	0,129	0,156
$\delta\Delta W^*$ при $\gamma = 1$	-0,007	0,030	0,068	0,10	0,130
$\eta = 0,8$					
$P_{\text{НБ}}/P_{\text{НМ}}$	2,000	2,500	3,000	3,500	4,000
$\gamma_{\text{оптимальне}}$	0,670	0,740	0,780	0,80	0,810
$\delta\Delta W^{*\text{max}}$	0,048	0,093	0,133	0,167	0,195

Продовження таблиці 3.2

$\delta\Delta W^*$ при η	0,036	0,081	0,121	0,156	0,185
$\eta = 0,9$					
$P_{НБ}/P_{НМ}$	2,000	2,500	3,000	3,500	4,000
$\gamma_{\text{оптимальне}}$	0,840	0,880	0,890	0,905	0,910
$\delta\Delta W^{*\text{max}}$	0,070	0,124	0,167	0,200	0,230
$\delta\Delta W^*$ при $\gamma = 1$	0,070	0,122	0,164	0,200	0,230

3.4 Оцінювання економічного ефекту впровадження BESS в розподільних мережах АТ «Вінницяобленерго»

В об'єднаній енергетичній системі України (ОЕС) зберігається тенденція нерівномірного навантаження. Це стосується понять ранкового та вечірнього максимумів, при яких спостерігаються пікові навантаження, нічного періоду та періоду між ранковим та вечірнім максимумами, що характеризуються мінімальними та майже рівномірними навантаженням.



Рис. 3.3 – Графік відпуску електричної енергії у вихідний день

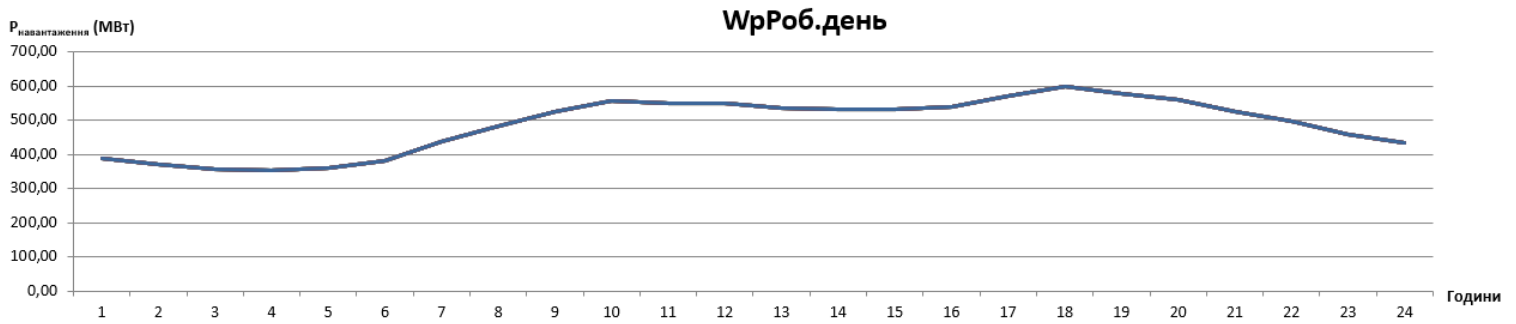


Рис. 3.4 – Графік відпуску електричної енергії у робочий день

На рисунках 3.3 і 3.4 продемонстрований денний графік відпуску електричної енергії у вихідний та робочий дні, які демонструють нерівномірність навантаження. Нерівномірність навантаження змушує ОСР складати прогноз навантаження для забезпечення безперебійного та безпечного живлення. В сучасних реаліях, в часи, коли попит на ВДЕ зріс, здійснювати відносно точне прогнозування дуже складно. Саме тому, інструментом, що зможе підтримувати нормальний режим роботи системи є BESS.

На рисунках 3.5 і 3.6 зображені графіки динаміки цін за період 24 годин вихідного та робочого дня. Якщо врахувати зміну ціни на електроенергію продовж доби, то доцільним є заряджання BESS в нічний період часу та в період найменших і рівномірних навантажень, тоді витрати на електроенергію значно зменшаться, відповідно BESS працюватиме найбільш ефективно з економічної точки зору.

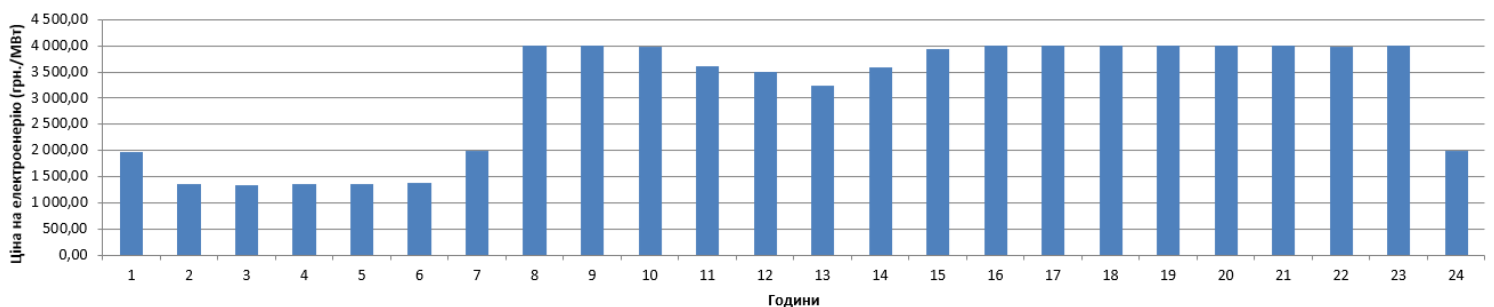


Рис. 3.5 – Коливання ціни на електр енергію в робочий день 10.11.2021

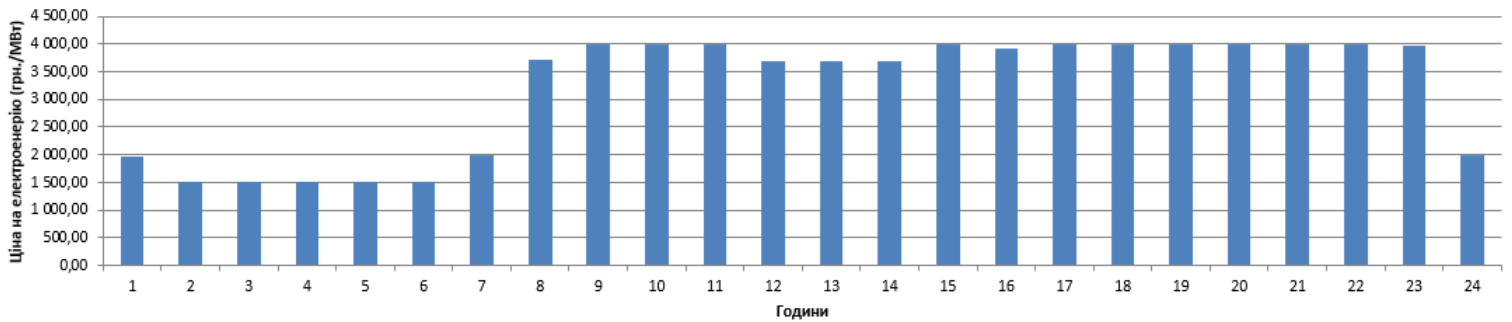


Рис. 3.6 – Коливання ціни на електроенергію у вихідний день 13.11.2021

В загальному, принцип роботи BESS простий і зрозумілий. На рис. 3.7 зображений типовий графік споживання електроенергії в робочий день для мереж АТ «Вінницяобленерго». В періоди найменших та найрівномірніших навантажень накопичувачу переходить в режим заряду і накопичує енергію. В час ранкового та вечірнього піку BESS розряджається і «віддає» електричну енергію в мережу. Варто зауважити, що BESS може працювати деякий час і в режимі резервного джерела, наприклад, у випадку припинення живлення від основного джерела елетроенергії.



Рис. 3.7 – Графік заряду-розряду BESS на протязі доби

Для того щоб проаналізувати доцільність приєднання BESS до певної підстанції розподільчої мережі, треба оцінити економічну складову. Для оцінки

економічної ефективності в енергетиці використовуються показник рентабельності капіталовкладень, який з урахуванням того, що проект передбачає будівництво енергооб'єктів протягом одного року виглядатиме наступним чином:

$$E'_a = \frac{dB_w - B_{\text{BESS}}}{K_{\text{BESS}}}, \quad (3.23)$$

де K_{BESS} - капіталовкладення в BESS за рік, тис.грн;

B_{BESS} - відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт BESS, тис.грн;

dB_w – річне зменшення втрат на закупівлю електроенергії для забезпечення абонентів, тис.грн.

Визначимо річне зменшення втрат на закупівлю електроенергії для забезпечення абонентів як:

$$dB_w = B_{w1} - B_{w2}, \quad (3.24)$$

Де B_{w1} - витрати на закупівлю електроенергії для забезпечення абонентів до впровадження BESS, тис.грн,

B_{w2} – витрати на закупівлю електроенергії для забезпечення абонентів після впровадження BESS, тис.грн.

Таблиця 3.3 – Дані щодо витрат на закупівлю електроенергії для заезпечення абонентів до впровадження BESS

Година	W _p , Роб.день (тис. кВт/год.)	W _p , Вих.день (тис. кВт/год.)	В _w , Роб.день (тис. грн.)	В _w , Вих.день (тис. грн.)
1	389,00	383,00	764,13	752,34
2	372,00	360,00	505,75	489,43
3	358,00	346,00	475,72	459,78
4	353,00	340,00	477,78	460,18
5	359,00	345,00	488,09	469,06
6	381,00	351,00	523,88	482,63
7	438,00	378,00	874,08	754,34
8	484,00	397,00	1 932,74	1 585,32
9	523,00	416,00	2 088,69	1 661,37
10	556,00	434,00	2 208,71	1 724,07
11	551,00	450,00	1 983,32	1 619,77
12	548,00	456,00	1 916,76	1 594,96
13	535,00	461,00	1 730,27	1 490,94
14	532,00	459,00	1 914,29	1 651,62
15	532,00	464,00	2 099,09	1 830,79
16	538,00	468,00	2 151,49	1 871,56
17	570,00	496,00	2 280,00	1 984,00
18	599,00	528,00	2 396,00	2 112,00
19	579,00	515,00	2 316,00	2 060,00
20	560,00	502,00	2 240,00	2 008,00
21	526,00	478,00	2 103,99	1 912,00
22	497,00	454,00	1 978,95	1 807,74
23	458,00	424,00	1 829,21	1 693,41
24	432,00	402,00	862,47	802,57

Графіки на рисунку 3.3 та 3.4 були складені на основі даних про роботу BESS за 1 робочий та вихідний день місяця, які наведених у таблиці 3.3.

Виходячи з даних у таблиці 3.3, отримаємо витрати на закупівлю електроенергії для заезпечення абонентів до впровадження BESS за 1 робочий та вихідний день просумувавши значення за кожен годину:

$$\begin{aligned} Bw_{\text{роб1}} &= 38\,141,41 \text{ (тис. грн.)}, \\ Bw_{\text{вих1}} &= 33\,277,88 \text{ (тис. грн.)}. \end{aligned} \quad (3.25)$$

Визначимо витрати на закупівлю електроенергії для забезпечення абонентів до впровадження BESS за один рік як:

$$Bw_1 = (Bw_{\text{роб1}} \cdot n_{\text{роб}} + Bw_{\text{вих1}} \cdot n_{\text{вих}}) \cdot k_{\text{нерівномірності}}, \quad (3.26)$$

Де $n_{\text{роб}}$ – кількість робочих днів у 2021 році, що становить 250,

$n_{\text{вих}}$ – кількість вихідних днів у 2021 році, що становить 115,

$K_{\text{нерівномірності}}$ – коефіцієнт, що дозволяє здійснити розрахунок витрат із врахуванням нерівномірності навантаження в зимово-літній періоді і дорівнює 0,7.

Підставивши отримані значення(3.25) в вираз (3.26) отримаємо:

$$\begin{aligned} Bw_1 &= (Bw_{\text{роб1}} \cdot n_{\text{роб}} + Bw_{\text{вих1}} \cdot n_{\text{вих}}) \cdot k_{\text{нерівномірності}} = \\ &= (38\,141,31 \cdot 250 + 33\,227,88 \cdot 115) \cdot 0,7 = 13\,356\,533,7 \cdot 0,7 = , \\ &= 9\,349\,573,59 \text{ (тис. грн.)}. \end{aligned} \quad (3.26)$$

Виходячи з даних у таблиці 3.4, отримаємо витрати на закупівлю електроенергії для забезпечення абонентів після впровадження BESS за 1 робочий та вихідний день просумувавши значення за кожну годину:

$$\begin{aligned} Bw_{\text{роб2}} &= 38\,009,71 \text{ (тис. грн.)}, \\ Bw_{\text{вих2}} &= 33\,146,18 \text{ (тис. грн.)}. \end{aligned} \quad (3.27)$$

Таблиця 3.4 – Дані щодо витрат на закупівлю електроенергії для заезпечення абонентів після впровадження BESS

Година	W _p , Роб.день (тис. кВт/год.)	W _p , Вих.день (тис. кВт/год.)	W _w , Роб.день (тис. грн.)	W _w , Вих.день (тис. грн.)
1	389,00	383,00	764,13	752,34
2	372,00	360,00	505,75	489,43
3	358,00	346,00	502,30	486,35
4	353,00	340,00	504,85	487,25
5	359,00	345,00	488,09	469,06
6	381,00	351,00	523,88	482,63
7	438,00	378,00	874,08	754,34
8	484,00	397,00	1932,74	1585,32
9	523,00	416,00	1928,95	1501,62
10	556,00	434,00	2208,71	1724,06
11	551,00	450,00	1983,32	1619,77
12	548,00	456,00	1986,71	1664,92
13	535,00	461,00	1794,95	1555,63
14	532,00	459,00	1914,29	1651,62
15	532,00	464,00	2099,09	1830,79
16	538,00	468,00	2151,49	1871,56
17	570,00	496,00	2212,67	1916,67
18	599,00	528,00	2362,57	2078,57
19	579,00	515,00	2288,31	2032,31
20	560,00	502,00	2208,44	1976,44
21	526,00	478,00	2103,99	1912,00
22	497,00	454,00	2058,59	1887,37
23	458,00	424,00	1749,33	1613,54
24	432,00	402,00	862,47	802,57

Визначимо витрати на закупівлю електроенергії для заезпечення абонентів після впровадження BESS за один рік аналогічно до (3.26) і отримаємо:

$$\begin{aligned}
Bw_2 &= (Bw_{\text{роб2}} \cdot n_{\text{роб}} + Bw_{\text{вих2}} \cdot n_{\text{вих}}) \cdot k_{\text{нерівномірності}} = \\
&= (38\,009,71 \cdot 250 + 33\,146,18 \cdot 115) \cdot 0,7 = 13\,314\,238,2 \cdot 0,7 = , \\
&= 9\,319\,966,74 \text{ (тис. грн.)}.
\end{aligned}
\tag{3.28}$$

Підставивши отримані значення (3.26) і (3.28) в вираз (3.24) отримаємо:

$$\begin{aligned}
dB_w &= B_{w1} - B_{w2} = 9\,349\,573,59 - 9\,319\,966,74 = \\
&= 29\,606,85 \text{ (тис.грн.)}.
\end{aligned}
\tag{3.29}$$

Потрібно врахувати, що згідно вихідних даних розглядається встановлення накопичувачів сумарною ємністю 40 МВт год (10 контейнерів по 3,8 МВт год), що вартує 16 000 000 \$, що за нинішнім курсом 434 080 000 грн (за курсом 1\$=27,13 грн), звідси:

$$K_{\text{BESS}} = 434\,080 \text{ (тис. грн.)}, \tag{3.30}$$

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт BESS визначається як:

$$V_{\text{BESS}} = \frac{K_{\text{BESS}} \cdot P_{\text{BESS}} \%}{100}, \tag{3.31}$$

Де K_{BESS} - капіталовкладення в BESS за рік, які визначено в (3.30),

$P_{\text{BESS}}\%$ - норма щорічних відрахувань на ремонт та обслуговування електротехнічного устаткування BESS (3,0%).

Здійснивши підстановку значень капіталовкладень в BESS та норм щорічних відрахувань в (3.31) отримаємо:

$$B_{\text{BESS}} = \frac{K_{\text{BESS}} \cdot P_{\text{BESS}} \%}{100} =$$

$$= \frac{434\,080 \cdot 3}{100} = 13\,022,4 \text{ (тис. грн.)}. \quad (3.32)$$

Амортизаційні відрахування для BESS визначається як:

$$A_{\text{BESS}} = \frac{K_{\text{BESS}} \cdot P_A \%}{100}, \quad (3.33)$$

$P_A\%$ - норма щорічних відрахувань на амортизацію електротехнічного устаткування BESS (7,2%).

Здійснивши підстановку значень капіталовкладень в BESS та норм щорічних відрахувань в (3.31) отримаємо:

$$A_{\text{BESS}} = \frac{K_{\text{BESS}} \cdot P_A \%}{100} = \frac{434\,080 \cdot 7,2}{100} = 31\,253,8 \text{ (тис. грн.)}, \quad (3.34)$$

Використавши отримані значення, а саме капіталовкладення в BESS, відрахувань від капітальних витрат і надходжень електроенергії в мережу, в виразі (3.23), отримаємо:

$$E'_a = \frac{(dB_w + A_{\text{BESS}}) - B_{\text{BESS}}}{K_{\text{BESS}}} = \frac{29\,606,85 + 31\,253,8 - 13\,022,4}{434\,080} = 0,11. \quad (3.35)$$

Виходячи з цього приведений термін окупності становить:

$$T_a = \frac{1}{E'_a} = \frac{1}{0,11} = 9,1.$$

З результатів розрахунків можна зробити висновок, про достатню ефективність розробленого проекту інтеграції BESS, що підтверджується високою

рентабельністю капітальних затрат, та достатньо низьким терміном окупності. Для підвищення рентабельності подібних заходів слід використовувати зазначені пристрої для надання послуг з балансування потужності у енергосистемі. Це забезпечить додаткове надходження від їх експлуатації.

Висновок до розділу 3

Проаналізувавши здійснені дослідження можна сказати, що інтеграція BESS позитивно впливає не тільки на зниження втрат в ЕМ, а й на стабільне безперебійне живлення в цілому. Достовірність цього твердження було доведено, використавши алгоритм оптимізації розміщення BESS в електричних мережах за критерієм максимальної рентабельності. Суть алгоритму полягає в розв'язанні задачі оптимізації розміщення BESS у розподільних мережах для випадку коли в них відсутні інші засоби регулювання активної потужності. Однак для реальних ЕМ це часто не відповідає дійсності. У мережах можуть експлуатуватися раніше встановлені BESS, засоби регулювання активних споживачів (надають системну послугу), традиційні та відновлювані джерела енергії.

Також було досліджено багатокритеріальну оптимізацію визначення розміщення та потужностей BESS в електричних мережах. Відмінність від першого алгоритму полягає у формуванні розрахункової моделі для відтворення ідеального струморозподілу в ЕМ.

Враховавши отримані результати при здійсненні аналізу впливу BESS, було отримано залежності, які характеризують стан електричних мереж, в наслідок впливу BESS в різний час доби, при різному характері навантаження. Економічна складова дослідження показала, що в наслідок використання BESS витрати значно менші, ніж за його відсутності. За результатами розрахунків можна зробити висновок, про достатню ефективність розробленого проекту інтеграції BESS, яка підтверджується достатньо високою рентабельністю капітальних затрат та невеликим терміном окупності.

4. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПРИ РОБОТІ З ПРОМИСЛОВИМИ НАКОПИЧУВАЧАМИ ЕНЕРГІЇ

Чинне законодавство України гарантує право всіх громадян на належні безпечні та здорові умови праці. Відповідно до Закону України «Про охорону праці» реалізація конституційного права працівників на охорону їх життя і здоров'я у процесі трудової діяльності, належні безпечні та здорові умови праці має бути забезпечена на кожному робочому місці. Це стосується і робіт, пов'язаних з монтажем та обслуговуванням промислових накопичувачів енергії, які працюють у складі електроенергетичної системи України. Коли плануються роботи з розташування, встановлення та експлуатації BESS в першу чергу необхідно подумати про забезпечення безпеки. Ніколи не слід забувати про небезпеки, які пов'язані з механічними й електричними пристроями та з хімічними речовинами, наявними в складі акумуляторів.



Рис. 4.1 – Пожежа акумуляторного блоку на заводі Tesla

Також ризик виникнення пожеж (рис. 4.1) в BESS відбувається у разі короткого замикання в проводах, що йдуть від акумулятора. Наведене вище обґрунтовує актуальність проблеми, що полягає у розвитку питань охорони праці при виконанні робіт, пов'язаних з обслуговуванням BESS, які працюють у складі електроенергетичної системи України, з урахуванням сучасних знань, системного та ризикорієнтованого підходів про природу небезпеки.

Враховуючи те, що для мінімізації ризику професійного захворювання та травматизму працівників при виконанні робіт з обслуговування або монтажу BESS, потребується вирішення цілого комплексу питань з охорони праці, а обсяг даного розділу МКР обмежений, то сформулюємо основні задачі охорони праці за темою МКР.

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з обслуговуванням і ремонтом BSS, які працюють у складі електроенергетичної системи України, за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

2. Описати основні заходи безпечного використання інструменту для роботи з BESS.

3. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці при електричному монтажі. Розрахувати параметри повітрообміну в приміщенні акумуляторної.

4.1 Вимоги щодо експлуатації приміщення акумуляторної

Пожежний захист та забезпечення безпеки експлуатації при використанні систем накопичення енергії здійснюються шляхом:

- запобігання аварійним ситуаціям і ліквідації їх наслідків за рахунок додержання вимог та правил, встановлених відповідно до державних стандартів;
- створення умов для розвитку, підвищення технічного рівня, безпечної експлуатації та охорони систем накопичення енергії згідно із законодавством;

- підтримки системами накопичення енергії необхідного балансу потужності та якості енергії;

- здійснення нагляду за впровадженням нових систем протиаварійної автоматики та захисту систем накопичення, а також засобів зв'язку і диспетчерського (оперативно-технологічного) управління з енергетичними мережами України;

- здійснення нагляду за експлуатацією систем протиаварійної автоматики та захисту систем накопичення енергії від несанкціонованого втручання.

Вимоги безпеки є основним пунктом експлуатації будь-яких агрегатів, в тому числі і просилових накопичувачів енергії. Вимоги щодо безпечної експлуатації є обов'язковими до дотримання і висуваються на основі ГОСТ Р МЭК 896-1-95, ГОСТ Р МЭК 60896-2-99, ТУ У ВАРТА-Vb.001-95, ТУ У 31.4-32942163-010:2007, ТУ У 31.4-25189257-011:2006, У КН Д 29.220, УДК 621.355.5(083.133), ПУЕ-7 Глава 4.4: Акумуляторні установки.

Акумуляторне приміщення слід завжди замикати на замок. Особам, які оглядають ці приміщення і працюють в них, ключі видаються на загальних підставах на час роботи або огляду. Працювати в акумуляторних приміщеннях дозволяється працівникам, які пройшли перевірку знань та інструктаж з безпечного поводження з кислотою, лугами і свинцем. Забороняється палити в акумуляторному приміщенні, входити до нього з вогнем, користуватись електронагрівальними приладами, апаратами й інструментами, що можуть дати іскру. На дверях акумуляторного приміщення слід зробити написи: «Акумуляторна», «Вогнебезпечно», «Забороняється палити» і вивісити відповідні знаки безпеки про заборону користування відкритим вогнем. В акумуляторних приміщеннях, що мають припливно-витяжну вентиляцію, останню слід вмикати перед початком заряджання і вимикати після видалення газу, але не раніше ніж через 1,5 год. після закінчення заряджання.

У кожному акумуляторному приміщенні мають бути:

- скляний або фарфоровий кухоль з носиком (або глечик) місткістю 1,5 – 2 л для приготування електроліту і доливання його в посудину;

- нейтралізувальний розчин питної соди (5%-вий) для кислотних батарей і борної кислоти або оцтової есенції (одна частина на вісім частин води) для лужних батарей.

На всіх посудинах з електролітом, дистильованою водою і нейтралізувальними розчинами слід зробити відповідні написи (вказати назву речовин). Кислоту слід зберігати в скляних бутлях з притертими пробками і бирками з її назвою. Бутлі з кислотою в кількості, необхідній для експлуатації батарей, і порожні бутлі повинні розміщуватися в окремому приміщенні біля приміщення акумуляторної батареї. Бутлі слід розміщувати на підлозі в корзинах або на дерев'яних латах. Під час транспортування скляні бутлі з кислотами і лугами повинні переносити два працівники. Бутлі разом з корзиною слід переносити в спеціальному дерев'яному ящику з ручками або на спеціальних ношах з отвором посередині, а також латами, в які бутель має входити разом з корзиною на 2/3 його висоти. Забороняється переносити скляні бутлі з кислотами та лугами на спині, плечах та руках. Для приготування електроліту кислоту слід повільно (для запобігання інтенсивному нагріванню розчину) вливати тонкою цівкою з кухля в фарфорову або іншу термостійку посудину з дистильованою водою. Електроліт в цьому разі потрібно весь час перемішувати стрижнем або скляною трубкою чи мішалкою з кислототривкої пластмаси. Забороняється, готуючи електроліт, вливати воду в кислоту. У готовий електроліт доливати воду дозволяється. Під час робіт з кислотою і лугом необхідно застосовувати засоби індивідуального захисту: костюм (грубошерстий – для кислоти і бавовняний - для лугу), гумові чоботи (під штани) чи калоші, гумовий фартух, захисні окуляри і гумові рукавички. Грудки їдкого лугу слід подрібнювати в спеціально відведеному місці, попередньо загорнувши їх в мішковину.

П'яти пластини в акумуляторному приміщенні допускається за таких умов:

- роботи слід виконувати за нарядом;

- паяння дозволяється не раніше ніж через 2 години після закінчення заряджання;
- батареї, що працюють за методом постійної підзарядки, слід за 2 год. до початку робіт перевести в режим розряджання;
- до початку робіт приміщення слід провентилювати протягом 2 год.;
- під час паяння приміщення має безперервно вентилюватися;
- місце для паяння слід відгородити від решти батареї вогнестійкими щитами;
- для запобігання отруєнню свинцем та його сполуками слід вжити спеціальних застережних заходів і визначити режим роботи відповідно до інструкцій з експлуатації і ремонту акумуляторних батарей.

Обслуговування акумуляторних батарей повинні проводити спеціально підготовлені працівники з групою III.

4.2 Вимоги щодо експлуатації інструменту для обслуговування BESS

Електрифікований інструмент (далі за текстом – електроінструмент) за умовами безпеки поділяється на такі класи:

I – електроінструмент, у якого всі деталі, що перебувають під напругою, ізольовані і штепсельна вилка має заземлювальний контакт. В електроінструмента класу I всі деталі, що перебувають під напругою, можуть бути з основною, а окремі деталі – з подвійною або посиленою ізоляцією;

II – електроінструмент, у якого всі деталі, що перебувають під напругою, мають подвійну або посилену ізоляцію. Цей електроінструмент не має пристроїв для заземлення.

Номінальна напруга для електроінструмента класів I і II має бути не більше 220 В для електроінструмента постійного струму; 380 В – для електроінструмента змінного струму;

III – електроінструмент на номінальну напругу не вище 42 В, у якого ні внутрішні, ні зовнішні кола не перебувають під іншою напругою. Електроінструмент класу III призначений для живлення від безпечної наднизької напруги.

Якщо безпечну наднизьку напругу одержують перетворенням вищої напруги, то це слід здійснювати за допомогою безпечного ізолювального трансформатора, далі за текстом – "роздільний трансформатор безпеки", або перетворювача з окремими обмотками. Електроінструмент, який живиться від електромережі, слід обладнувати незнімним гнучким кабелем (шнуром) зі штепсельною вилкою. Незнімний гнучкий кабель електроінструмента класу I повинен мати жилу, яка з'єднує заземлювальний затискач електроінструмента із заземлювальним контактом штепсельної вилки. Кабель в місці введення до електроінструмента класу I слід захищати від стирань і перегинів еластичною трубкою з ізоляційного матеріалу. Трубку слід закріплювати в корпусних деталях електроінструмента, вона повинна виступати з них на довжину не менше п'яти діаметрів кабелю. Закріплення трубки на кабелі поза інструментом забороняється. Для приєднання однофазного електроінструмента шланговий кабель повинен мати три жили: дві – для живлення, одну – для заземлення. Для приєднання трифазного електроінструмента застосовується чотирижильний кабель, одна жила якого слугує для заземлення Ці вимоги стосуються тільки електроінструмента із таким корпусом, який слід заземлювати. Доступні для доторкання металеві деталі електроінструмента класу I, які можуть опинитись під напругою, у випадку пошкодження ізоляції, повинні бути з'єднані із заземлювальним затискачем. Електроінструмент класів II і III не заземлюють. Заземлення корпусу електроінструмента слід здійснювати спеціальною жилою кабелю живлення, яка не може одночасно бути провідником робочого струму. Використовувати з цією метою нульовий робочий провід забороняється.

Штепсельна вилка повинна мати відповідну кількість робочих і один заземлювальний контакт. Конструкція вилки повинна забезпечувати

випереджальне замикання заземлювального контакту під час увімкнення та більш запізнене розмикання його під час вимикання. Конструкція штепсельних вилок електроінструмента класу III повинна унеможливлувати з'єднання їх з розетками на напругу понад 42 В. Працівники, допущені до роботи з електроінструментом, повинні спочатку пройти навчання і перевірку знань щодо безпечного виконання робіт із застосуванням електроінструмента. До роботи з електроінструментом класу I в приміщеннях з підвищеною небезпекою та поза приміщеннями допускаються працівники з II групою електробезпеки. До роботи з електроінструментом II і III класу достатньо I групи з електробезпеки.

Під час кожного чергового видавання електроінструмента на виробництві особою, відповідальною за збереження та справність електроінструмента, в присутності працівника мають бути перевірені:

- комплектність і надійність кріплення деталей;
- справність деталей корпусу, рукоятки та кришок щіткотримачів, наявність захисних кожухів та їх справність (зовнішнім оглядом);
- надійність роботи вимикача;
- задовільна робота на холостому ході.

В електроінструмента класу I, крім того, має бути перевірена справність кола заземлення між його корпусом і заземлювальним контактом штепсельної вилки. Працівнику мають бути видані засоби індивідуального захисту (діелектричні рукавички, калоші, килими) або роздільний трансформатор, чи перетворювач з окремими обмотками, чи захисно-вимикальне устаткування. Забороняється видавати для роботи електроінструмент, який не відповідає хоча б одній із перелічених вимог або електроінструмент з простроченою датою періодичної чергової перевірки.

Безпосередньо перед початком роботи необхідно перевіряти:

- відповідність напруги і частоти струму електричної мережі до напруги і частоти струму електродвигуна електроінструмента, зазначених в таблиці (паспортних даних);

- надійність закріплення робочого виконавчого інструменту (свердел, абразивних кругів, дискових пил, ключів-насадок та ін.).

Під час роботи електроінструментом класу I застосування засобів індивідуального захисту (діелектричних рукавичок, калош, килимів та ін.) обов'язкове, за такими винятками:

- якщо тільки один електроінструмент одержує живлення від роздільного трансформатора безпеки;

- якщо електроінструмент одержує живлення від перетворювача частоти з окремими обмотками;

- якщо електроінструмент одержує живлення через захисно-вимикальний пристрій.

У приміщеннях без підвищеної небезпеки ураження працівників електричним струмом достатньо застосувати діелектричні рукавиці, а в приміщеннях зі струмовідними підлогами – також і діелектричні калоші або килими.

Електроінструментом класів II і III дозволяється працювати без застосування індивідуальних засобів захисту в приміщеннях без підвищеної небезпеки ураження працівників електричним струмом. У посудинах, апаратах та інших металевих спорудах в умовах обмеженої можливості переміщення і виходу з них дозволяється працювати електроінструментом класів I і II за умови, якщо тільки один електроінструмент одержує живлення від автономної двигун-генераторної установки, роздільного трансформатора безпеки або перетворювача частоти із роздільними обмотками, а також електроінструментом класу III. В цьому разі джерело живлення (трансформатор, перетворювач тощо) слід розміщувати поза вказаними посудинами, а вторинне коло джерела не слід заземлювати.

Забороняється підключати електроінструмент напругою до 12 В до електричної мережі загального користування через автотрансформатор, резистор або потенціометр. Забороняється натягати, перекручувати та перегинати кабель,

ставити на нього вантаж, а також допускати перетинання кабелю живлення електроінструменту з тросами, кабелями та рукавами газозварювання. Кабель електроінструмента має бути захищений від випадкових пошкоджень і дотикань його до гарячих, вогких і масних поверхонь. Забороняється вставляти робочу частину електроінструмента в патрон і виймати її із патрона, а також регулювати інструмент без відключення його від електромережі штепсельною вилкою та повної зупинки обертальних частин. Забороняється працівникам, що працюють з електроінструментом, розбирати і ремонтувати інструмент, кабель, штепсельні з'єднання та інші частини самочинно, якщо ці роботи не входять до їх службових обов'язків.

Забороняється вилучати стружку або тирсу під час роботи електроінструмента. Стружку слід видаляти спеціальними гачками або щітками, після повної зупинки електроінструмента. Забороняється працювати електроінструментом з приставних драбин. Під час роботи електродрилем предмети, що підлягають свердлінню, необхідно надійно закріплювати. Забороняється торкатись до різального інструмента, що обертається. Забороняється обробляти електроінструментом обмерзлі та мокрі деталі. Забороняється працювати електроінструментами, які не захищені від дії крапель або бризок і не мають знаків відзнаки (крапля у трикутнику, або дві краплі), в умовах дії крапель і бризок, а також на відкритих майданчиках під час снігопаду, дощу. Працювати таким електроінструментом поза приміщеннями дозволяється лише з сухої погоди, а під час снігопаду чи дощу – під навісом на сухій землі або настилі. Забороняється залишати без нагляду електроінструмент, приєднаний до електромережі, а також передавати його особам, що не мають права з ним працювати. В разі раптової зупинки електроінструмента (зникнення напруги, заклинювання рухомих частин тощо), він має бути вимкнений вимикачем. Під час перенесення електроінструменту з одного робочого місця на інше, а також під час перерви в роботі та її закінченні електроінструмент обов'язково має бути відімкнений від мережі штепсельною вилкою. Забороняється продовження робіт

електроінструментом в разі найменших ознак його несправності, або якщо особа, що працює з ним, раптом відчує хоча б слабку дію електроструму: в обох випадках робота має бути негайно припинена, а несправний електроінструмент зданий для перевірки і ремонту.

Забороняється працювати електроінструментом, у якого закінчився термін періодичної перевірки, а також в разі виникнення хоча б однієї з таких несправностей:

- пошкодження штепсельного з'єднання, кабелю, або його захисної трубки;
- пошкодження кришки вимикача;
- ненадійна робота вимикача;
- іскріння щіток на колекторі, що супроводжується круговим вогнем на його поверхні;
- витікання масла з редуктора або вентиляційних каналів;
- поява диму або специфічного запаху, характерного для ізоляції, що горить;
- поява підвищеного шуму, стукоту, вібрації;
- зіпсування або поява тріщин в корпусній деталі, руків'ї, захисному огороженні;
- пошкодження робочої частини інструмента;
- зникнення електричного зв'язку між металевими частинами корпусу та нульовим захисним штирем штепсельної вилки.

Електроінструмент, роздільні трансформатори безпеки та знижувальні трансформатори, перетворювачі частоти, захисно-вимикальні пристрої та кабелі-подовжувачі підлягають періодичній перевірці не рідше як 1 раз на 6 місяців.

До періодичної перевірки входять:

- зовнішній огляд;
- перевірка роботи на холостому ході не менше 5 хв.;
- вимірювання опору ізоляції мегомметром на напругу 500 В протягом 1 хв. за умови ввімкненого вимикача, в цьому разі опір ізоляції має бути не менше 1 МОм;

- перевірка справності кола заземлення (для електроінструмента класу I).

У електроінструмента вимірюється опір обмоток і струмовідного кабелю відносно корпусу та зовнішніх металевих деталей; у трансформаторів – між первинною і вторинною обмотками, та між кожною з обмоток і корпусом. Справність кола заземлення перевіряється за допомогою пристрою на напругу не більше 12 В, один контакт якого підключається до заземлювального контакту штепсельної вилки, а другий – до доступної для дотику металевої деталі інструмента (наприклад, до шпинделя). Електроінструмент вважається справним, якщо пристрій показує наявність струму.

Після капітального ремонту електроінструмента чи ремонту його електричної частини він підлягає випробуванню, в такому обсязі і послідовності:

- перевірка правильності складання зовнішнім оглядом та триразовим увімкненням і вимиканням вимикача у підключеного на номінальну напругу електроінструмента, в цьому разі не має бути відмов пускання і зупинення;

- перевірка справності кола заземлення (для електроінструмента класу безпеки I);

- випробування ізоляції на електричну міцність;

- обкатка в робочому режимі не менше 30 хв.

Після капітального ремонту електроінструмента опір ізоляції між деталями, що перебувають під напругою і корпусом, або деталями для основної ізоляції має бути не нижче 2 МОм, для додаткової – 5 МОм, для підсиленої – 7 МОм. Випробування електричної міцності ізоляції електроінструмента слід проводити напругою змінного струму частотою 50 Гц:

для електроінструмента класу безпеки I – 1000 В,

класу безпеки II – 2500 В,

класу безпеки III – 400 В.

Електроди випробувальної установки прикладаються до одного з контактів штепсельної вилки та до шпинделя або металевого корпусу, або ж до фольги, накладеної на корпус електроінструмента, виконаного з ізоляційного матеріалу

(вимикач має бути ввімкнений). Ізоляція електроінструмента має витримати зазначену напругу протягом 1 хв. Зберігати електроінструмент та допоміжне обладнання до нього слід у сухому приміщенні, обладнаному стелажми, полицями, скринями, що надійно забезпечують його збереження, згідно з вимогами до умов зберігання, зазначеними в паспорті електроінструмента. Забороняється складати електроінструмент у два ряди і більше без спеціального упакування. Під час транспортування електроінструмента слід вжити застережних заходів, що унеможливають його пошкодження. Забороняється перевозити електроінструмент разом з металевими деталями та виробами.

Переносні знижувальні трансформатори, роздільні трансформатори безпеки та перетворювачі повинні мати на боці вищої напруги кабель зі штепсельною вилкою для приєднання до електромережі. Довжина кабелю має бути не більше 2 м. Кінці кабелю мають бути прикріплені до затискачів трансформатора за допомогою паяння (зварювання) або надійного болтового з'єднання. З боку нижчої напруги трансформатора мають бути гнізда під штепсельну вилку. Корпуси роздільних трансформаторів безпеки, знижувальних трансформаторів та перетворювачів частоти, в залежності від режиму нейтралі мережі, яка живить первинну обмотку, мають бути заземлені або занулені відповідно до вимог [8]. Вторинну обмотку знижувальних трансформаторів без роздільних обмоток слід заземлювати.

Не допускається заземлення вторинної обмотки трансформаторів або перетворювачів частоти з роздільними обмотками. Забороняється заносити всередину топків і барабанів котлів, конденсаторів турбін, баків трансформаторів та інших місткостей трансформатор або перетворювач частоти, до якого приєднаний електроінструмент.

Під час робіт в підземних спорудах (колодязях, камерах тощо), а також під час виконання земляних робіт трансформатор слід розміщувати поза цими спорудами, котлованами. Підключення (відключення) допоміжного обладнання (трансформаторів, перетворювачів частоти, захисно-вимикальних пристроїв тощо)

до мережі, його перевірку, а також усунення неполадок мають проводити спеціально підготовлені працівники, що мають III групу. Під час введення в експлуатацію, а також після капітального ремонту знижувальних та роздільних трансформаторів безпеки, перетворювачів частоти та захисно-вимикальних пристроїв, випробування ізоляції їх обмоток слід проводити підвищеною (випробувальною) напругою, що прикладається по чергово до кожної з обмоток. В цьому разі решта обмоток мають бути електрично з'єднані із заземленим корпусом та магнітопроводом. Тривалість випробувань – 1 хв.

Випробувальна напруга повинна набувати таких значень:

- 550 В – за номінальної напруги вторинної обмотки трансформатора та перетворювача частоти до 42 В;

- 1350 В – за номінальної напруги відносно первинної і вторинної обмоток трансформатора та перетворювача частоти струму (127 – 220) В і напруги мережі живлення захисно-вимикального пристрою (127 – 220) В;

- 1800 В – за номінальної напруги відповідно первинної та вторинної обмоток трансформатора і перетворювача частоти струму (380 – 400) В і напруги мережі живлення захисно-вимикального пристрою (380 – 400) В.

Результати перевірок і випробувань електроінструмента, знижувальних і роздільних трансформаторів безпеки, перетворювачів частоти, захисно-вимикальних пристроїв та кабелів слід заносити в «Журнал обліку, перевірки та випробування електроінструмента, трансформаторів, перетворювачів частоти та переносних світильників» за формою (додаток Ж). Журнал повинна вести призначена розпорядженням по підрозділу особа, відповідальна за збереження та справність електроінструмента. На корпусах електроінструмента слід зазначити інвентарні номери, а також дати наступних перевірок, а на знижувальних та роздільних трансформаторах безпеки, перетворювачах частоти та захисно-вимикальних пристроях – інвентарні номери і дати наступних вимірювань опору ізоляції.

4.3 Вимоги щодо ремонту та експлуатації BESS

При обслуговуванні та ремонті акумуляторних батарей необхідно дотримуватися таких правил:

- для зняття та перенесення акумуляторної батареї треба надягати спеціальний одяг, гумові фартухи, сапоги та рукавички, оскільки електроліт руйнівню діє на одяг та взуття і може викликати опіки шкіри;

- якщо рідина з акумулятора потрапила на шкіру потрібно змити їх рясним струменем 10%-ного розчину солі або нашатирного спирту у воді;

- після роботи з акумуляторами і перед їжею необхідно ретельно вимити руки гарячою водою з милом;

- забороняється палити, а також зберігати продукти та їжу у робочих приміщеннях, пов'язаних з обслуговуванням та ремонтом акумуляторів;

- не дозволяється транспортувати акумуляторні батареї незалежно від їх кількості вручну;

- акумуляторні батареї необхідно утримувати у чистоті; періодично (через кожні 15 днів) протирати їхню поверхню чистою ганчіркою, попередньо злегка змоченою в 10%-му розчині нашатирного спирту для нейтралізації сірчаної кислоти, а потім ретельно витирати сухою ганчіркою;

- у працюючих акумуляторів слід систематично прочищати отвори в пробках, так як при їх засміченні створюється надлишковий тиск газів усередині акумуляторів, що може призвести до випучування і руйнування їх стінок;

- затискачі батареї та наконечники проводів необхідно очищати від оксидів та змащувати технічним вазеліном для запобігання від подальшого окислення. Контакт між затискачами наконечників проводів і контактами акумуляторів батареї повинен бути досить щільним, оскільки при його ослабленні наконечники можуть зісковзнути з контактів, викликати появу іскор, коротке замикання і внаслідок цього швидкий розряд акумулятора та викривлення його пластин;

- при роботі з акумуляторною батареєю слід користуватися тільки переносною лампою. Забороняється застосовувати сірники, свічки, смолоскипи і т. п., оскільки виділяється при роботі акумуляторної батареї газ легко запалюється і може стати причиною вибуху;

- робочі столи, де виконується ремонт акумуляторних батарей, повинні мати рівну поверхню без щілин і тріщин і бути покритими матеріалом, стійким до сірчаної кислоти;

- приміщення, де здійснюється обслуговування акумуляторних батарей, повинно бути обладнане припливно-витяжною вентиляцією, що забезпечує видалення газів, що виділяються при експлуатації;

- електроліт готують шляхом вливання тонким струменем сірчаної акумуляторної кислоти у дистильовану воду. Не можна вливати воду в сірчану кислоту, тому що внаслідок більш високої щільності сірчаної кислоти розчинення її у воді буде протікати бурхливо та супроводжуватися розбризкуванням, що може викликати важкі опіки шкіри та очей. Готувати електроліт найкраще у посуді з ебоніту чи пластмаси. У скляному посуді готувати електроліт дозволяється в невеликій кількості (до 5 л) і за умови дотримання заходів безпеки, тому що скло може не витримати нагрівання при розчиненні сірчаної кислоти;

- не можна близько нахилитися до батарей, що експлуатуються, оскільки гази, що виходять з вентиляційних отворів, можуть викликати подразнення слизової оболонки очей та дихальних шляхів;

- з'єднувати акумуляторні батареї, що знаходяться під зарядом, необхідно за допомогою щільно прилягаючих освинцованих затискачів, що виключають можливість іскріння внаслідок погіршення контакту;

- забороняється з'єднувати акумулятори за допомогою сторонніх провідників, проволочи тощо.

4.5 Вимоги щодо вентиляції виробничих приміщень з BESS.

Обчислення вентиляції приміщення акумуляторної

Розуміння небезпек, яку може спричинити акумулятор, може допомогти в його безпечній експлуатації. На сьогоднішній день, найчастіше зустрічається свинцево-кислотний акумулятор. Він досить широко застосовується в різноманітних галузях електроенергетики як аварійне та резервне джерело живлення енергії, а також для зберігання надлишку електроенергії. Свинцево-кислотний акумулятор – це хімічне джерело струму, що складається з позитивного електрода, активною речовиною якого є двоокис свинцю PbO_2 , і негативного електрода, активною речовиною якого є губчастий свинець Pb . Якщо обидва електроди помістити в посудину з електролітом (розчин сірчаної кислоти H_2SO_4 в дистильованій воді), то між електродами виникає різниця потенціалів. Вплив хімічних речовин, що містяться в батареях може привести до проблем зі здоров'ям, навіть якщо немає безпосереднього фізичного контакту з кислотою. Небезпека свинцю для людини визначається його значною токсичністю і здатністю накопичуватися в організмі. А також свинець може потрапити в організм людини з питною водою, атмосферним повітрям, при палінні, при випадковому попаданні в стравохід шматочків фарби, що містить свинець. Свинцево-кислотні батареї містять сірчану кислоту і велику кількість свинцю.

Свинець є високотоксичним металом, який спричиняє цілий ряд несприятливих наслідків для здоров'я. Частіше проявляється у вигляді неврологічних ефектів. Зміни психомоторних реакцій пов'язують з підвищеним надходженням свинцю в організм. Вплив свинцю виявляється у змінах рухової активності, координації рухів, часу зорової та слухомоторної реакції, слухового сприйняття і пам'яті.

Зазвичай персонал, що обслуговує BESS, може отримати ураження небезпечними хімічними речовинами в наслідок обслуговування або ремонту акумуляторних батарей. Під час ремонту ураження можна отримати через

потрапляння електроліту на відкриті ділянки шкіри, обличчя, очей, в разі недотримання вимог щодо одягу, в якому потрібно проводити обслуговування. Найчастіше, шкоду можна отримати через вдихання випарів електроліту або кислоти, в наслідок неналежної вентиляції приміщення акумуляторної. Саме тому постає питання вірного обчислення вентиляції приміщення акумуляторної.

Для ефективної роботи системи вентиляції кількість припливного повітря $G_{пр.}$ має відповідати кількості повітря $G_{вд.}$, що видаляється, різниця між ними має бути мінімальною.

В приміщеннях, повітря яких забруднено шкідливими парами, газами або пилом, кількість припливного повітря $C_{пр.}$, м³/год, необхідного для розбавлення шкідливих виділень до допустимих концентрацій, розраховують за формулою:

$$G_{пр.} = \frac{W}{C_{вд.} - C_{п.}}, \quad (4.1)$$

де W – маса шкідливих виділень у приміщенні за одиницю часу, мг/год;

$C_{вд.}$, $C_{пр.}$ – концентрація шкідливих речовин в видаленому і припливному повітрі, мг/м³. Об'єм повітря, що видаляється, при розрахунку місцевої витяжної вентиляції визначається з виразу:

$$G_{м.} = F \cdot v \cdot 3600, \quad (4.2)$$

де F – площа відкритого перерізу витяжного пристрою, м²;

v – швидкість руху всмоктуваного повітря. Залежно від токсичності і летючості газів та парів $v = 0,5 \div 1,7$ м/с.

При невеликій кількості шкідливих речовин, що виділяються, або якщо вона (кількість) важко визначається, розрахунок повітрообміну проводять за виразом:

$$K = \pm \frac{G}{V}, \quad (4.3)$$

де K – кратність повітрообміну;

G – кількість повітря, що подається (+) за 1 годину в приміщення чи вилучається (-) з нього, $\text{м}^3/\text{год}$;

V – об'єм приміщення, м^3 .

Вибравши кратність з довідників з проектування промислових будівель, можна визначити G .

Приведемо приклад розрахунку і визначимо необхідний повітрообмін та його кратність для вентиляційної системи акумуляторного приміщення, який має довжину 30 м, ширину 8 м, висоту 5 м. У повітряне середовище акумуляторної виділяється пил в кількості $W=120$ г/год (для даного виду пилу ГДК=4 $\text{мг}/\text{м}^3$, концентрація пилу у робочій зоні $C_{\text{рз.}}=2,8$ $\text{мг}/\text{м}^3$, в припливному повітрі $C_{\text{п.}}=0,3$ $\text{мг}/\text{м}^3$, концентрація пилу у повітрі, що видаляється з цеху, дорівнює концентрації її у робочій зоні ($C_{\text{вд.}}=C_{\text{рз.}}$), тобто пил рівномірно розподілений у повітрі).

1) Визначаємо об'єм акумуляторної: $V = 30 \cdot 8 \cdot 5 = 1200 \text{ м}^3$.

2) Визначимо необхідний повітрообмін:

$$G_{\text{пр.}} = G_{\text{вд.}} = G_{\text{м.}} + \frac{W}{C_{\text{рз.}} - C_{\text{п.}}};$$

$$G_{\text{пр.}} = 1500 + \frac{120000}{2,8 - 0,3} = 49500 \text{ м}^3 / \text{год.}$$

3) Визначимо кратність повітрообміну:

$$K = \pm \frac{G}{V} = \frac{49500}{1200} = 41,25 \text{ 1 / год.}$$

Тобто, за одну годину повітря у приміщенні акумуляторної має обмінюватися 41 раз.

Висновок до розділу 4

Проаналізувавши вимоги та правила роботи з акумуляторними батареями, а також ОП та ПБ, можна сказати, що даний об'єкт роботи для електротехнічного персоналу є досить небезпечним, не лише з огляду на роботу під напругою, а й на ризик щодо уражень хімічними речовинами різного роду, тому при роботі з BESS потрібно постійно користуватись усіма правилами та вимогами.

Урахування та виконання запропонованих заходів з охорони праці дозволяє мінімізувати ризик травматизму та професійного захворювання при виконанні робіт з експлуатації, електричному монтажі та обслуговуванні промислових накопичувачів енергії.

Також в даному розділі було розглянуто питання забезпечення протипожежної безпеки роботи накопичувачів енергії.

Для забезпечення охорони праці та пожежної безпеки проектом передбачено:

- використання технічно досконалого обладнання;
- розміщення обладнання, що забезпечує його вільне обслуговування;
- улаштування надійних заземлювачів з нормованою величиною опорів;
- використання при виконанні будівельно-монтажних робіт машин і механізмів, у конструкції яких закладені принципи охорони праці;
- виконання будівельно-монтажних робіт за технологічними картами.

Будівництво ділянок ліній поблизу діючих електроустановок, що знаходяться під напругою, повинно виконуватися дотримуючись нормованих відстаней до працюючих машин і механізмів, їх належного заземлення та інших заходів, що забезпечують безпечне виконання робіт.

Для забезпечення безпеки проведення робіт з технічного обслуговування обладнання передбачується огороження струмоведучих частин, необхідні ізоляційні відстані, механічні блокування, пристрої захисного заземлення, системи дистанційного управління. Все обладнання повинно бути обраним стійким до електродинамічної і термічної дії струмів короткого замикання, а автоматичні вимикачі мати необхідну здатність відключення. Обране досконале сучасне надійне обладнання повинно мати низьку вірогідність загоряння.

Важливою умовою стабільної роботи і безпечного обслуговування ПНЕ є наявність справної вентиляційної системи в акумуляторній, що може забезпечити потрібний повітрообмін.

ВИСНОВКИ

Дана магістерська робота була розроблена з метою аналізу впливу інтеграції BESS на підвищення рівня енергоефективності роботи ЕС та зниження втрат.

В дані роботі отримано нове вирішення актуального науково-прикладного завдання підвищення ефективності керування потоками активної потужності у електричних мережах, за рахунок використання BESS, що полягає у розробленні на основі принципу Гамільтона-Остроградського математичної моделі критерію оптимальності, методів оптимізації розміщення BESS в електромережах. Їх реалізація дозволяє підвищити ефективність сумісного використання BESS в електричних мереж енергопостачальних компаній та активних споживачів.

Електричні мережі сьогодення були спроектовані відповідно до старих вимог, які передбачали, що більшу частину необхідної енергії забезпечували великі генеруючі станції, підключені до розподільчої мережі. Розподільні мережі, в свою чергу, були сплановані для розміщення точок споживання, а не розподілену генерацію. Дослідження в роботі показало, що промислові накопичувачі енергії можуть посилити надійність роботи мережі. Але їх переваги та економічна доцільність не до кінця зрозумілі та досліджені, а тому потребує додаткового аналізу.

Для створення надійного фундаменту в роботі було проаналізовано та розглянуто різні типи, властивості, характеристики акумуляторних батарей різного хімічного складу. Для вибору типу акумуляторної батареї варто враховувати в яких умовах вона буде експлуатуватися, для яких цілей буде встановлена.

В сучасній ЕЕС є актуальним питання акумуляування надлишку енергії, що генерують ВДЕ В силу своєї природи, процес накопичення електроенергії, на сьогоднішній день, є дороговартісним та важкодоступним, тому актуальним є

питання маневрених потужностей, за допомогою яких є можливість покриття раптових змін пов'язаних з провалами або, навпаки, зростанням навантаження, задля підтримки якості та надійності електропостачання споживачів.

Наявні методи дають можливість впливати на ЕС за такими параметрами як номінальна потужність, енергетична ємністю та розташуванням в мережі. Напрямок на сьогодні є актуальним та затребуваним, а тому широко відкритий для інвестування. За результатами роботи можна сказати, що за критерієм мінімуму втрат отримати оптимальні потужності джерел та споживачів можна лише з ідеальних режимів роботи ЕС, що в реальному виробництві стан є майже неможливим.

При роботі з BESS важливо знати і розуміти, які небезпеки може нести робота з даним об'єктом електроенергетики, які правила його безпечної експлуатації, які є вимоги щодо охорони праці та пожежної безпеки при роботі з промисловими накопичувачами енергії. Проаналізувавши вимоги та правила роботи з BESS, можна сказати, що даний об'єкт роботи для електротехнічного персоналу є досить небезпечним, не лише з огляду на роботу під напругою, а й на ризик щодо уражень хімічними речовинами різного роду, тому при роботі з BESS потрібно постійно користуватись усіма правилми та вимогами. Також важливо, враховувати параметри приміщення акумуляторної, а саме достатні габарити, ефективну вентиляцію та наявність декілької приміщень для обслуговування, ремонту, роботи та зберігання акумуляторних установок.

Аналізуючи економічну складову дослідження можна впевнено стверджувати, що в наслідок використання BESS витрати значно менші, ніж за його відсутності. За результатами розрахунків можна зробити висновок, про достатню ефективність розробленого проекту інтеграції BESS, яка підтверджується достатньо високою рентабельністю капітальних затрат та невеликим терміном окупності.

Розглядаючи використання BESS не лише з технічної, а й економічної точки зору, можна впевнено стверджувати, що незважаючи на відносну велику вартість

встановлення BESS таке рішення несе за собою позитивний вплив. Оскільки система може бути запрограмована на положення заряду-розряду в конкретний час доби, то заряд акумулятора у нічний або період найменших навантажень та експлуатація в пік навантаження несе додатковий фінансовий дохід. Прогнозуючи підвищення вимог до власників ВДЕ, а саме встановлення більш жорстких штрафних санкцій (на сьогоднішній день для ФЕС – 5%, а для ВЕС – 10% допустимий рівень відхилення від прогнозованого графіку) розвиток та вдосконалення BESS буде ще не одне десятиліття користуватися попитом, а згодом може стати новим ОСП – оператором накопичення електроенергії, що введе даний напрямок роботи на новий рівень.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. K. Clement, E. Haesen, and J. Driesen, “Stochastic analysis of the impact of plug-in hybrid electric vehicles on the distribution grid,” in Proc. CIRED 20th Int. Conf. Exhib. Electric. Distribution - Part 2, 2009, pp. 1–4.
2. R. A. Walling, R. Saint, R. C. Dugan, J. Burke, and L. A. Kojovic, “Summary of distributed resources impact on power delivery systems,” IEEE Trans. Power Del., vol. 23, no. 3, pp. 1636–1644, Jul. 2008.
3. J. Delgado, R. Faria, P. Moura, and A. T. de Almeida, “Impacts of plug-in electric vehicles in the portuguese electrical grid,” Transp. Res. Part D Transport Environ., vol. 62, pp. 372–385, Jul. 2018.
4. Canova, L. Giaccone, F. Spertino, and M. Tartaglia, “Electrical impact of photovoltaic plant in distributed network,” IEEE Trans. Ind. Appl., vol. 45, no. 1, pp. 341–347, Jan./Feb. 2009.
5. K. Das, O. Bass, G. Kothapalli, T. S. Mahmoud, and D. Habibi, “Overview of energy storage systems in distribution networks: Placement, sizing, operation, and power quality,” Renewable Sustain. Energy Rev., vol. 91, pp. 1205–1230, Aug. 2018.
6. G. Castagneto Gisse, P. E. Dodds, and J. Radcliffe, “Market and regulatory barriers to electrical energy storage innovation,” Renewable Sustain. Energy Rev., vol. 82, pp. 781–790, Feb. 2018.
7. K. K. Zame, C. A. Brehm, A. T. Nitica, C. L. Richard, and G. D. Schweitzer, “Smart grid and energy storage: Policy recommendations,” Renewable Sustain. Energy Rev., vol. 82, pp. 1646–1654, Feb. 2018.
8. G. Zubi, R. Dufo-López, M. Carvalho, and G. Pasaoglu, “The lithiumion battery: State of the art and future perspectives,” Renewable Sustain. Energy Rev., vol. 89, pp. 292–308, Jun. 2018.

9. E. Telaretti and L. Dusonchet, “Stationary battery technologies in the U.S.: Development Trends and prospects,” *Renewable Sustain. Energy Rev.*, vol. 75, pp. 380–392, Aug. 2017.
10. B. Gallo, J. R. Simões-moreira, H. K. M. Costa, M. M. Santos, and E. Moutinho, “Energy storage in the energy transition context: A technology review,” *Renewable Sustain. Energy Rev.*, vol. 65, pp. 800–822, Nov. 2016.
11. S. Sabihuddin, A. E. Kiprakis, and M. Mueller, “A numerical and graphical review of energy storage technologies,” *Energies*, vol. 8, no. 1, pp. 172–216, 2015.
12. B. Zakeri and S. Syri, “Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis,” *Renewable Sustain. Energy Rev.*, vol. 8, no. 1, pp. 172–216, 2015.
13. M. C. Argyrou, P. Christodoulides, and S. A. Kalogirou, “Energy storage for electricity generation and related processes: Technologies appraisal and grid scale applications,” *Renewable Sustain. Energy Rev.*, vol. 94, pp. 804–821, Oct. 2018.
14. N. D. Hatziaargyriou, D. Škrlec, T. Capuder, P. S. Georgilakis, and M. Zidar, “Review of energy storage allocation in power distribution networks: Applications, methods and future research,” *IET Gener. Transmiss. Distrib.*, vol. 10, no. 3, pp. 645–652, 2016.
15. Y. Yang, S. Bremner, C. Menictas, and M. Kay, “Battery energy storage system size determination in renewable energy systems: A review,” *Renewable Sustain. Energy Rev.*, vol. 91, pp. 109–125, 2018.
16. H. Saboori, R. Hemmati, S. M. S. Ghiasi, and S. Dehghan, “Energy storage planning in electric power distribution networks—A state-of-the-art review,” *Renewable Sustain. Energy Rev.*, vol. 79(C), pp. 1108–1121, 2017.
17. L. A. Wong, V. K. Ramachandaramurthy, P. Taylor, J. B. Ekanayake, S. L. Walker, and S. Padmanaban, “Review on the optimal placement, sizing and control of an energy storage system in the distribution network,” *J. Energy Storage*, vol. 21, pp. 489–504, 2019.

- 18.V. Fernão Pires, E. Romero-Cadaval, D. Vinnikov, I. Roasto, and J. F. Martins, "Power converter interfaces for electrochemical energy storage systems—A review," *Energy Convers. Manage.*, vol. 86, pp. 453–475, 2014.
- 19.G. Wang et al., "A review of power electronics for grid connection of utility-scale battery energy storage systems," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 7, no. 4, pp. 1778–1790, Oct. 2016.
- 20.World Energy Council, "World energy resources 2016," Tech. Rep., London, U.K., 2016.
- 21.IRENA, *Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2017.
- 22.E. Chemali, M. Preindl, P. Malysz, and A. Emadi, "Electrochemical and electrostatic energy storage and management systems for electric drive vehicles: State-of-the-art review and future trends," *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, vol. 4, no. 3, pp. 1117–1134, Sep. 2016.
- 23.X. Luo, J. Wang, M. Dooner, and J. Clarke, "Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation," *Appl. Energy*, vol. 137, pp. 511–536, Jan. 2015.
- 24.H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, and Y. Ding, "Progress in electrical energy storage system: A critical review," *Prog. Nat. Sci.*, vol. 19, no. 3, pp. 291–312, 2009.
- 25.H. Ibrahim, A. Ilinca, and J. Perron, "Energy storage systems Characteristics and comparisons," *Renewable Sustain. Energy Rev.*, vol. 12, no. 5, pp. 1221–1250, 2008.
- 26.Q. Liao, B. Sun, Y. Liu, J. Sun, and G. Zhou, "A techno-economic analysis on NaS battery energy storage system supporting peak shaving," *Int. J. Energy Res.*, vol. 40, pp. 241–247, 2016.
- 27.N. Kawakami et al., "Development and field experiences of stabilization system using 34MW NAS batteries for a 51MW Wind farm," in *Proc. IEEE Int. Symp. Ind. Electron.*, 2010, pp. 2371–2376.

- 28.L. N. Thaller, "Electrically rechargeable redox flow cells," in Proc. 9th Intersociety Energy Convers. Eng. Conf., 1974, pp. 1–5.
- 29.X. Liang, "Emerging power quality challenges due to integration of renewable energy sources," IEEE Trans. Ind. Appl., vol. 53, no. 2, pp. 855–866, Mar./Apr. 2017.
- 30.T. N. Reddy, M. K. Mishra, and S. Srinivas, "Grid interactive combined supercapacitor/battery energy storage system with power quality features," in Proc. IEEE Int. Conf. Ind. Technol., 2015, pp. 2600–2605.
- 31.H. Lee, B. Y. Shin, S. Han, S. Jung, B. Park, and G. Jang, "Compensation for the power fluctuation of the large scale wind farm using hybrid energy storage applications," IEEE Trans. Appl. Supercond., vol. 22, no. 3, Jun. 2012, Art. no. 5701904.
- 32.W. A. Omran, M. Kazerani, and M. M. Salama, "Investigation of methods for reduction of power fluctuations generated from large grid-connected photovoltaic systems," IEEE Trans. Energy Convers., vol. 26, no. 1, pp. 318–327, Mar. 2011.
- 33.Giannitrapani, S. Paoletti, A. Vicino, and D. Zarrilli, "Optimal allocation of energy storage systems for voltage control in LV distribution networks," IEEE Trans. Smart Grid, vol. 8, no. 6, pp. 2859–2870, Nov. 2017.
- 34.Olek and M. Wierzbowski, "Local energy balancing and ancillary services in low-voltage networks with distributed generation, energy storage, and active loads," IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 62, no. 4, pp. 2499–2508, Apr. 2015.
- 35.L. H. Macedo, J. F. Franco, and M. J. Rider, "Optimal operation of distribution networks considering energy storage devices," IEEE Trans. Smart Grid, vol. 6, no. 6, pp. 2825–2836, Nov. 2015.
- 36.F. Hinz and D. Moest, "Techno-economic Evaluation of 110 kV Grid Reactive Power Support for the Transmission Grid," IEEE Transactions on Power Systems, no. 99, 2018.

37. В. В. Кулик та В. М. Пірняк, "Оптимізація перетікань реактивної енергії в розподільних електричних мережах з використанням принципу найменшої дії," Вісник Вінницького політехнічного інституту, №6, с. 71-79, 2017.
38. V. Kulyk, O. Burykin, and V. Pirnyak, "Optimization of the placement of reactive power sources in the electric grid based on modeling of its ideal modes," Technology audit and production reserves, vol. 40, no. 2/1, pp. 59-65, 2018.
39. В. В. Кулик та В. М. Пірняк, "Оптимізація розміщення джерел реактивної потужності в електричній мережі з урахуванням активних обмежень," Вчені записки Таврійського національного університету імені В. І. Вернадського. Серія: Технічні науки, Том 29(68), Ч. 2, № 5, с. 108-112, 2018.
40. В. В. Кулик, О. Б. Бурикін, та В. М. Пірняк, "Комплексне оцінювання ефективності встановлення додаткових джерел реактивної потужності у розподільних електричних мережах," Вісник Київського національного університету технологій та дизайну. Серія: Технічні науки, № 4 (124), с. 103-111, 2018.
41. П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, В. В. Нетребський, та В. В. Тептя, Принцип найменшої дії в електротехніці та електроенергетиці. Вінниця, Україна: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2014.
42. П. Д. Лежнюк, О. Д. Демов, та Ю. Ю. Півнюк, "Поетапний розрахунок компенсації реактивної потужності в розподільних електричних мережах із використанням відносних спадів напруги," Вісник Приазовського державного технічного університету. Серія: Технічні науки, вип. 30, т. 2, с. 108-115, 2015.
43. Б. С. Стогній, "Сталий розвиток енергетики та інтелектуальні енергетичні системи," Праці Інституту електродинаміки НАН України. Спеціальний випуск, с. 6-10, 2010.
44. О. В. Кириленко та А. В. Праховник, "Енергетика сталого розвитку : виклики та шляхи побудови," Праці Інституту електродинаміки НАН України. Спеціальний випуск, с. 10–16, 2010.

- 45.В. М. Пірняк, П. Д. Лежнюк, О.Д. Демов, та Ю. Ю. Півнюк, "Розрахування економічних еквівалентів реактивної потужності для вузлів електричної мережі," Наукові праці Вінницького національного технічного університету. №3, 2013. [online].
Доступно: <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/370>.
- 46.В.В. Кулик та В.М. Пірняк, "Оптимізація перетікань реактивної енергії в розподільних електричних мережах з використанням принципу найменшої дії," Вісник Вінницького політехнічного інституту, №6, с. 71-79, 2017.
- 47.П.Д. Лежнюк, Ю.В. Грицюк, та В.М. Пірняк, "Регулювання реактивної потужності й напруги в електричних мережах як допоміжна послуга," Наукові праці Вінницького національного університету, №2, 2012. [online].
Доступно: <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/321>.
- 48.Ю.С. Железко, "Методы расчета нагрузочных потерь электроэнергии в радиальных сетях 0,38 – 20 кВ по обобщенным параметрам схем," Электрические станции, №1, с. 31-37, 2006.

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: Підвищення енергоефективності розподільних електричних мереж з використанням промислових накопичувачів енергії

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота

(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (вказати))

Підрозділ Кафедра електричних станцій та систем

(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Науковий керівник д.т.н., професор Кулик В.В.

(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

Unicheck	
Оригінальність	96,8
Схожість	3,2

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

- Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її автора. Роботу направити на доопрацювання.
- Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Заявляю, що ознайомлений (-на) з повним звітом подібності, який був згенерований Системою щодо роботи (додається)

Автор

[підпис]
(підпис)

Затхей М.В.

(прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Магістерську кваліфікаційну роботу допустити до захисту

Особа, відповідальна за перевірку

[підпис]
(підпис)

Гриник В.А.

(прізвище, ініціали)

Керіник роботи

[підпис]
(підпис)

Кулик В.В.

(прізвище, ініціали)

Експерт

(за потреби)

[підпис]
(підпис)

Комар В.О., зав. каф ЕСС

(прізвище, ініціали, посада)

Додаток Б
Технічне завдання МКР

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В.О.
(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)
" _____ " _____ 20__ р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ РОЗПОДІЛЬНИХ
ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ВИКОРИСТАННЯМ ПРОМИСЛОВИХ
НАКОПИЧУВАЧІВ ЕНЕРГІЇ**

08-13.МКР.002.00.005 ТЗ

Керівник проекту: д.т.н., доц.,
професор каф. ЕСС
_____ Кулик В.В.

Виконавець: ст. гр. ЕСМ-20м

_____ Затхей М.В.

Вінниця 2021 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що сучасні електричні мережі були спроектовані відповідно до старих вимог, які передбачали, що більшу частину необхідної енергії забезпечували великі генеруючі станції, підключені до розподільчої мережі. На сьогодні графік навантаження стало прогнозувати складніше, у зв'язку з його нерівномірністю і підвищенням попиту на ВДЕ.

б) наказ ректора ВНТУ № 277 від 24 вересня 2021 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета –підвищення ефективності функціонування електричних мереж, шляхом запровадження методів та алгоритмів оптимізації потоків активної потужності з використанням накопичувачів електроенергії.;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи підвищення енергоефективності розподільних мереж з використанням промислових накопичувачів енергії, що забезпечить виконання основних вимог щодо надійності електропостачання, якості електроенергії та економічності її транспортування.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, В. В. Нетребський, та В. В. Тептя, Принцип найменшої дії в електротехніці та електроенергетиці. Вінниця, Україна: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2014.
2. G. Wang et al., “A review of power electronics for grid connection of utility-scale battery energy storage systems,” IEEE Trans. Sustain. Energy, vol. 7, no. 4, pp. 1778–1790, Oct. 2016.
3. World Energy Council, “World energy resources 2016,” Tech. Rep., London, U.K., 2016.
4. IRENA, Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2017.

5. E. Chemali, M. Preindl, P. Malysz, and A. Emadi, “Electrochemical and electrostatic energy storage and management systems for electric drive vehicles: State-of-the-art review and future trends,” IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron., vol. 4, no. 3, pp. 1117–1134, Sep. 2016.
6. X. Luo, J. Wang, M. Dooner, and J. Clarke, “Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation,” Appl. Energy, vol. 137, pp. 511–536, Jan. 2015.
7. H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, and Y. Ding, “Progress in electrical energy storage system: A critical review,” Prog. Nat. Sci., vol. 19, no. 3, pp. 291–312, 2009.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

У роботі розглянуто наступні питання.

- Огляд літератури з питань перетікання активної потужності в розподільчій мережі;
- Розрахунок оптимальної ємності накопичувача, визначення місць встановлення ПНЕ в розподільчій мережі;
- Аналіз та розрахунок впливу роботи ПНЕ на рівень втрат в розподільчій мережі у робочий та вихідний дні;
- Дослідження економічного ефекту використання просимлових накопичувачі енергії;
- Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях.

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники розвитку електричної мережі із впровадженням промислових накопичувачів енергії, на основі їх аналізу зробити висновок щодо доцільності реалізації розробленого проекту.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.09.21	06.09.21	формування технічного завдання
2	Електротехнічна частина	07.09.21	05.10.21	розділ 1 ПЗ
3	Дослідження впливу промислових накопичувачів енергії на рівень втрат електроенергії у розподільній мережі	06.10.21	30.10.21	розділ 2
4	Охорона праці	01.11.21	10.11.21	розділ 3
5	Техніко-економічна частина	11.11.21	16.11.20	розділ 4
6	Оформлення пояснювальної записки	17.11.21	25.11.20	пояснювальна записка
7	Виконання графічної частини та оформлення презентації	26.12.21	30.11.21	плакати, презентація

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук рецензента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами.

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

9. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021 р.

10. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом

Відсутні.

Додаток В

Таблиця В.1 - Значення навантажень на шинах 10(6) кВ трансформаторних підстанцій розподільних мереж 110(35) кВ АТ "Вінницяобленерго"

№узла	Найменування секції шин ПС		Заміри навантаження на шинах 10(6) кВ (АСКОЕ)		Заміри навантаження на шинах 10(6) кВ (доповнені даними режимного дня)		
			Уном	Рнав	Qнав	Рнав	Qнав
			кВ	МВт	Мвар	МВт	Мвар
300	Авіс_10	10	0,00	0,00	3,20	1,63	
700	Півден.1с_10	10	12,78	1,98	12,78	1,98	
1100	Півден.2с_10	10	11,07	1,74	11,07	1,74	
1400	Пром.1с_10	10	16,74	-1,47	16,74	-1,47	
1700	Пром.2с_10	10	15,03	-1,38	15,03	-1,38	
1900	Західн.1с_10	10	9,66	1,58	9,66	1,58	
2100	Західн.2с_10	10	1,41	0,06	1,41	0,06	
2500	Водокан._10	10	0,00	0,00	1,84	0,94	
2600	Водокан._6	6	0,00	0,00	0,78	0,40	
3000	Півн.1с_10	10	2,70	0,54	2,70	0,54	
3100	Півн.3с_10	10	6,36	1,53	6,36	1,53	
3500	Півн.2с_10	10	1,74	0,33	1,74	0,33	
3600	Півн.4с_10	10	10,89	2,85	10,89	2,85	
4200	ВЗТА_1с10	10	0,00	0,00	4,96	2,53	
4300	ВЗТА_3с10	10	5,13	0,90	5,13	0,90	
4600	Хімік_1с_6	6	6,80	1,53	6,80	1,53	
4900	Хімік_2с_6	6	0,00	0,00	1,35	0,69	
5200	Східна_1с_10	10	0,00	0,00	6,69	3,41	
5300	Східна_3с_10	10	14,60	2,76	14,60	2,76	
5600	Східна_2с_10	10	0,00	0,00	0,58	0,29	
5700	Східна_4с_10	10	0,00	0,00	3,51	1,79	
6000	Технол.1с_10	10	1,22	0,68	1,22	0,68	
6300	Технол.2с_10	10	0,00	0,00	8,08	4,12	
6700	Нова_1с_10	10	6,60	1,47	6,60	1,47	
7100	Нова_2с_10	10	0,00	0,00	9,46	4,82	
7200	ВЗТА_2с10	10	0,00	0,00	0,00	0,00	
7300	ВЗТА_4с10	10	0,91	0,23	0,91	0,23	
8400	Сут.1с_10	10	0,41	0,20	0,41	0,20	
9300	Сут.1с_6	6	4,50	1,23	4,50	1,23	
9800	Гнів.2_6	6	0,00	0,00	2,38	1,11	
10200	Жмер.1с_10	10	3,47	1,04	3,47	1,04	
10600	Жмер.2с_10	10	0,49	0,29	0,49	0,29	
11000	Под.т.1с_10	10	2,90	1,16	2,90	1,16	

Продовження таблиці В.1

№узла	Найменування секції шин ПС		Заміри навантаження на шинах 10(6) кВ (АСКОЕ)		Заміри навантаження на шинах 10(6) кВ (доповнені даними режимного дня)		
			Уном	Рнав	Qнав	Рнав	Qнав
			кВ	МВт	Мвар	МВт	Мвар
11400	Под.т.2с_10	10	5,29	1,44	5,29	1,44	
11700	Стан._10	10	0,00	0,00	2,34	1,20	
11900	Носк.10	10	1,30	0,44	1,30	0,44	
12600	Шарг.1с_10	10	5,14	1,79	5,14	1,79	
13000	Шарг.2с_10	10	0,94	0,29	0,94	0,29	
13200	Укрфл.10	10	5,02	1,34	5,02	1,34	
13600	Олен.1с_10	10	0,00	0,00	0,36	0,18	
13900	Олен.2с_10	10	2,06	0,90	2,06	0,90	
14100	Степан._10	10	0,00	0,00	0,50	0,17	
14500	Ворон._10	10	0,53	0,32	0,53	0,32	
14700	Агрон._10	10	9,30	2,07	9,30	2,07	
15200	Тюшки_т.1с_10	10	0,00	0,00	0,00	0,00	
15800	Петрик_10	10	0,00	0,00	0,99	0,50	
16100	Літин1_10	10	3,32	1,28	3,32	1,28	
16400	Літин2_10	10	2,43	0,60	2,43	0,60	
16600	Кожух._10	10	6,76	2,04	6,76	2,04	
17000	Курорт.10	10	0,00	0,00	4,85	2,47	
17400	Хмільн.1с_10	10	0,00	0,00	3,81	1,94	
17800	Хмільн.2с_10	10	3,52	1,00	3,52	1,00	
18000	Улан.10	10	0,47	0,19	0,47	0,19	
18400	Вишен.10	10	0,00	0,00	0,60	0,29	
18800	Юрів._10	10	0,00	0,00	0,23	0,12	
19400	Сигн.1с_10	10	0,00	0,00	9,13	4,66	
20300	Коз.т.1_10	10	5,55	1,18	5,55	1,18	
20700	Коз.т.2_10	10	0,73	0,25	0,73	0,25	
20900	Глух.1с_10	10	1,07	0,43	1,07	0,43	
21100	Глух.2с_10	10	0,16	0,06	0,16	0,06	
21800	Кал.1с_10	10	0,70	0,30	0,70	0,30	
22200	Кал.2с_10	10	0,98	0,40	0,98	0,40	
22600	Сос.т.1с_10	10	6,51	2,49	6,51	2,49	
23000	Сос.т.2с_10	10	0,00	0,00	0,00	0,00	
23400	М.Кур.1с_10	10	3,72	1,02	3,72	1,02	
23700	М.Кур.2с_10	10	0,00	0,00	2,29	0,79	
23900	Жван_10	10	1,01	0,52	1,01	0,52	
24900	Яр.2с_10	10	0,04	0,11	0,04	0,11	
25200	М.Под.1с_10	10	1,18	0,96	1,18	0,96	
25500	М.Под.2с_10	10	1,33	0,69	1,33	0,69	
25700	Немія_1с_10	10	0,37	0,18	0,37	0,18	

Продовження таблиці В.1

№узла	Найменування секції шин ПС		Заміри навантаження на шинах 10(6) кВ (АСКОЕ)		Заміри навантаження на шинах 10(6) кВ (доповнені даними режимного дня)		
			Уном	Рнав	Qнав	Рнав	Qнав
			кВ	МВт	Мвар	МВт	Мвар
26100	Конева_10	10	0,96	0,65	0,96	0,65	
26500	Івон.2с_10	10	2,97	0,93	2,97	0,93	
26700	Коси_10	10	0,53	0,20	0,53	0,20	
26900	Борівка_10.	10	0,00	0,00	0,70	0,34	
27400	Моївка.1с_10	10	2,53	0,58	2,53	0,58	
27800	Балки1_10	10	0,00	0,00	1,71	0,87	
28200	Балки2с_10	10	0,44	0,18	0,44	0,18	
28600	Черн.2с_10	10	0,00	0,00	1,44	0,73	
30400	Берш.1с_10	10	0,00	0,00	1,73	0,88	
30800	Берш.2с_10	10	2,28	0,36	2,28	0,36	
31100	Сумів_10	10	3,24	0,68	3,24	0,68	
31600	Черняг_10	10	0,78	0,43	0,78	0,43	
31900	Шлях_10	10	0,00	0,00	1,22	0,62	
32100	Сокир_10	10	0,82	0,26	0,82	0,26	
32600	Тепл_10	10	6,66	1,71	6,66	1,71	
32900	Кубл_10	10	3,29	1,05	3,29	1,05	
33500	Чеч_10	10	7,50	1,80	7,50	1,80	
33700	Луги_10	10	0,65	0,35	0,65	0,35	
34600	Поп.т.2с_10	10	1,74	0,47	1,74	0,47	
35000	Піщ.1с_10	10	0,00	0,00	1,05	0,54	
35400	Піщ.2с_10	10	0,00	0,00	2,02	1,03	
35600	Лукаш_10	10	0,00	0,00	0,61	0,31	
36100	Трост.1с_10	10	1,51	0,00	1,51	0,37	
36500	Трост.2с_10	10	2,02	0,00	2,02	0,87	
36900	Глиб.1с_10	10	0,35	0,01	0,35	0,01	
37300	Глиб.2с_10	10	4,96	0,00	4,96	0,15	
38500	Лад.1_10	10	0,90	0,00	0,90	0,64	
38900	Лад.2_10	10	0,82	0,00	0,82	1,56	
39100	Лад.Хут_10	10	0,00	0,00	0,71	0,36	
39700	Гайс.Т1_10	10	1,73	0,68	1,73	0,68	
39900	Зятк_10	10	5,95	0,98	5,95	0,98	
40300	Тульч.1с_10	10	0,00	0,00	4,11	2,09	
40700	Тульч.2с_35	10	1,03	0,60	1,03	0,60	
40900	Сувор_10	10	2,54	1,13	2,54	1,13	
41300	Криж.1с_10	10	3,78	1,32	3,78	1,32	
41700	Криж.2с_10	10	4,22	1,50	4,22	1,50	
41900	Сокол_10	10	0,42	0,16	0,42	0,16	
42300	Вапн.10	10	1,54	0,80	1,54	0,80	

Продовження таблиці В.1

№узла	Найменування секції шин ПС		Заміри навантаження на шинах 10(6) кВ (АСКОЕ)		Заміри навантаження на шинах 10(6) кВ (доповнені даними режимного дня)		
			Уном	Рнав	Qнав	Рнав	Qнав
			кВ	МВт	Мвар	МВт	Мвар
44200	Антон_10	10	0,00	0,00	0,80	0,40	
44500	Гнатк._10	10	0,00	0,00	1,19	0,61	
44800	Дзиг._10	10	0,00	0,00	1,89	0,97	
45100	Рад.10	10	0,00	0,00	0,94	0,48	
45300	Ямп._10	10	0,00	0,00	4,29	2,19	
45500	Мих._10	10	0,00	0,00	1,17	0,60	
46000	Пор._10	10	9,00	1,44	9,00	1,44	
46500	Нем.1с_10	10	9,40	1,44	9,40	1,44	
46900	Нем.2с_10	10	0,86	0,32	0,86	0,32	
47200	Брацл._10	10	1,99	0,55	1,99	0,55	
47400	Іл.1_10	10	0,62	0,20	0,62	0,20	
47600	Іл.2_10	10	0,00	0,00	1,57	0,89	
47900	Іл.КС_1с_10	10	0,00	0,00	0,00	0,00	
48300	Іл.КС_3с_10	10	0,00	0,00	0,00	0,00	
48400	Іл.КС_4с_10	10	0,00	0,00	0,96	0,49	
48600	Сорока_10	10	0,00	0,00	1,02	0,52	
49000	Даш.1с_10	10	0,33	0,12	0,33	0,12	
49400	Даш.2с_10	10	1,02	0,63	1,02	0,63	
49800	Лип.1с_10	10	0,00	0,00	1,19	0,61	
50200	Лип.2с_10	10	2,01	0,70	2,01	0,70	
50600	Турб.1с_10	10	2,35	0,62	2,35	0,62	
51000	Турб.2с_10	10	0,20	0,16	0,20	0,16	
51300	Плиск_10	10	1,14	0,42	1,14	0,42	
51700	Погр.1с_10	10	0,31	0,12	0,31	0,12	
52100	Погр.2с_10	10	0,31	0,07	0,31	0,07	
52300	Черем._10	10	0,56	0,19	0,56	0,19	
53500	Гайс.Т2_10	10	0,19	0,14	0,19	0,14	
56100	Західн.3с_10	10	0,86	0,32	0,86	0,32	
56400	ВКФ_1с_10	10	0,74	0,26	0,74	0,26	
56700	ВКФ_2с_10	10	0,60	0,31	0,60	0,31	
57300	ККЗ 1с_10	10	1,04	0,30	1,04	0,30	
57700	ККЗ 2с_10	10	0,66	0,20	0,66	0,20	
58000	Заозерна 1с-10	10	0,00	0,00	0,00	0,00	
100200	Центр.1с_10	10	0,00	0,00	8,75	4,46	
100400	Центр.2с_10	10	0,38	0,20	0,38	0,20	
100600	Пилява_10	10	2,13	0,86	2,13	0,86	
100900	Тивр.1с_10	10	0,73	0,30	0,73	0,30	
101100	Тивр.2с_10	10	1,75	0,68	1,75	0,68	

Продовження таблиці В.1

№узла	Найменування секції шин ПС		Заміри навантаження на шинах 10(6) кВ (АСКОЕ)		Заміри навантаження на шинах 10(6) кВ (доповнені даними режимного дня)		
			Уном	Рнав	Qнав	Рнав	Qнав
			кВ	МВт	Мвар	МВт	Мвар
102000	ЗБК1_6	6	0,54	0,18	0,54	0,18	
102300	Гнів.к/р_6	6	0,00	0,00	0,76	0,36	
102400	ЗБК2_6	6	1,52	0,96	1,52	0,96	
103100	Красне1_10	10	0,91	0,41	0,91	0,41	
103200	Красне2_10	10	0,76	0,18	0,76	0,18	
103400	Уяр._10	10	2,78	0,73	2,78	0,73	
103700	Демид.10	10	0,00	0,00	0,23	0,08	
103900	Браїл.10	10	1,25	0,40	1,25	0,40	
104300	Волод._10	10	0,22	0,16	0,22	0,16	
104800	Жук.1_10	10	1,33	0,47	1,33	0,47	
104900	Жук.2_10	10	1,37	0,42	1,37	0,42	
105100	Почап._10	10	1,40	0,50	1,40	0,50	
105300	Ялт.1_10	10	1,09	0,67	1,09	0,67	
105400	Ялт.2_10	10	0,39	0,15	0,39	0,15	
105700	Верх._10	10	0,00	0,00	0,36	0,18	
105900	Митки1_10	10	0,76	0,14	0,76	0,14	
106100	Митки2_10	10	0,95	0,35	0,95	0,35	
106300	Копайг.1_10	10	0,52	0,28	0,52	0,28	
106400	Крпайг.2_10	10	0,00	0,00	0,95	0,49	
106600	Котюж._10	10	0,00	0,00	0,97	0,33	
106800	Лучин.1_10	10	1,34	0,60	1,34	0,60	
106900	Лучин.2_10	10	0,26	0,16	0,26	0,16	
107100	Михайл._10	10	0,00	0,00	0,62	0,32	
107300	Венд._10	10	0,38	0,24	0,38	0,24	
107500	Елев.1_10	10	1,38	0,00	1,38	0,41	
107900	Кук._10	10	3,01	0,00	3,01	0,22	
108200	Джур.1_10	10	0,56	0,00	0,56	0,66	
108400	Джур.2_10	10	0,58	0,00	0,58	0,30	
108600	Берез._10	10	0,66	0,35	0,66	0,35	
108900	Клек._10	10	0,57	0,23	0,57	0,23	
109200	Ярош._10	10	0,40	0,22	0,40	0,22	
109500	Рахни1_10	10	0,76	0,31	0,76	0,31	
109600	Рахни2_10	10	0,54	0,20	0,54	0,20	
109800	Черн.1_10	10	0,50	0,20	0,50	0,20	
110000	Черн.2_10	10	4,90	1,18	4,90	1,18	
110300	Торчин_10	10	0,00	0,00	0,67	0,34	
110500	Кривош._10	10	0,00	0,00	0,45	0,23	
110800	Багр.1_10	10	0,18	0,04	0,18	0,04	

Продовження таблиці В.1

№узла	Найменування секції шин ПС		Заміри навантаження на шинах 10(6) кВ (АСКОЕ)		Заміри навантаження на шинах 10(6) кВ (доповнені даними режимного дня)		
			Уном	Рнав	Qнав	Рнав	Qнав
			кВ	МВт	Мвар	МВт	Мвар
111300	Улад.2_10	10	0,62	0,27	0,62	0,27	
111500	Брусл._10	10	0,19	0,09	0,19	0,09	
111700	Міз.Хут._10	10	0,00	0,00	0,80	0,41	
112000	Лавр.1_10	10	0,86	0,45	0,86	0,45	
112200	Лавр.2_10	10	0,00	0,00	1,06	0,54	
112400	Ів.КДЗ1_6	6	0,10	0,04	0,10	0,04	
112700	Гуш.1_10	10	0,74	0,32	0,74	0,32	
113000	Гуш.2_10	10	0,76	0,27	0,76	0,27	
113300	Люл.1_35	10	0,59	0,21	0,59	0,21	
113400	Люл.2_35	10	0,75	0,51	0,75	0,51	
113600	Рад.1_10	10	0,68	0,16	0,68	0,16	
113700	Рад.2_10	10	0,00	0,00	0,75	0,38	
113900	Корд.1_10	10	1,12	0,35	1,12	0,35	
114200	Писар._10	10	1,30	0,46	1,30	0,46	
114600	Н.Гребля_10	10	0,32	0,14	0,32	0,14	
114900	Безім._10	10	0,83	0,30	0,83	0,30	
115200	Комс._10	10	0,00	0,00	1,22	0,62	
115500	Н.Коз._10	10	0,84	0,32	0,84	0,32	
115700	Верн._10	10	0,39	0,23	0,39	0,23	
116000	Корд._10	10	0,47	0,11	0,47	0,11	
116200	Юз.Мик.п/з.1_10	10	0,24	0,11	0,24	0,11	
116600	Самг.1_10	10	0,12	0,06	0,12	0,06	
120200	Вахн._10	10	0,00	0,00	0,50	0,26	
120400	Лукаш._10	10	1,00	0,45	1,00	0,45	
120700	Попів._10	10	0,92	0,26	0,92	0,26	
120900	Зоз._10	10	2,20	0,92	2,20	0,92	
121200	Ст.Лип.1_10	10	0,00	0,00	0,68	0,35	
121400	Ст.Лип.2_10	10	1,01	0,56	1,01	0,56	
121600	Орат.1_10	10	0,00	0,00	1,36	0,69	
121800	Орат.2_10	10	0,00	0,00	1,16	0,59	
122000	Яким._10	10	0,00	0,00	0,62	0,32	
122400	Скомор.1_10	10	0,00	0,00	0,57	0,29	
122800	Фронт_10	10	0,00	0,00	0,26	0,13	
123000	Обоз._10	10	0,00	0,00	1,17	0,60	
123300	Н.Фаст._10	10	0,00	0,00	0,79	0,37	
123500	Монч._10	10	1,48	0,77	1,48	0,77	
123700	Слоб._10	10	0,41	0,21	0,41	0,21	
124000	Гран._10	10	0,66	0,29	0,66	0,29	

Продовження таблиці В.1

№узла	Найменування секції шин ПС		Заміри навантаження на шинах 10(6) кВ (АСКОЕ)		Заміри навантаження на шинах 10(6) кВ (доповнені даними режимного дня)		
			Уном	Рнав	Qнав	Рнав	Qнав
			кВ	МВт	Мвар	МВт	Мвар
124400	Гунча2_10	10	3,86	0,70	3,86	0,70	
124600	Гайс.1_10	10	1,40	0,35	1,40	0,35	
124800	Гайс.2_10	10	0,00	0,00	2,07	1,05	
125000	Соя_10_1с	10	0,00	0,00	1,13	0,57	
125300	Гайс.ц/д2_6	6	1,07	0,31	1,07	0,31	
125500	Гайс.ц/д1_6	6	0,91	0,43	0,91	0,43	
125700	КС_Носівці1_10	10	1,00	0,43	1,00	0,43	
125900	КС_Носівці2_10	10	0,35	0,21	0,35	0,21	
126100	Кузьм._10	10	1,12	0,00	1,12	0,32	
126400	Новос._10	10	0,72	0,36	0,72	0,36	
126600	Чуків1_10	10	0,24	0,14	0,24	0,14	
127000	Мельн._10	10	0,86	0,37	0,86	0,37	
127300	Ситк.1_10	10	0,45	0,16	0,45	0,16	
127500	Ситк.2_10	10	0,71	0,25	0,71	0,25	
127700	Потоки_10	10	0,89	0,34	0,89	0,34	
128000	Ковал._10	10	0,00	0,00	0,70	0,35	
128300	Козак._10	10	0,00	0,00	0,50	0,24	
128500	Сокіл._10	10	0,80	0,37	0,80	0,37	
128700	Ш.Коп._10	10	0,89	0,41	0,89	0,41	
129000	Клеб._10	10	0,74	0,35	0,74	0,35	
129300	Пгах.ф-ка1_10	10	0,84	0,39	0,84	0,39	
129700	Кирн._10	10	1,19	0,56	1,19	0,56	
130200	Кирн.ц/з1_6	6	0,00	0,00			
130400	Шпик.1_10	10	0,88	0,41	0,88	0,41	
130500	Шпик.2_10	10	0,90	0,42	0,90	0,42	
130700	В.Русава_10	10	0,49	0,23	0,49	0,23	
130900	Комарг.1_10	10	0,73	0,34	0,73	0,34	
131100	Комарг.2_10	10	0,29	0,14	0,29	0,14	
131300	Кр.ц/д.1_6	6	1,42	0,66	1,42	0,66	
131500	Кр.ц/д.2_6	6	1,38	0,64	1,38	0,64	
131700	Город._10	10	0,99	0,46	0,99	0,46	
132200	Джуг._10	10	0,52	0,24	0,52	0,24	
132400	Горяч._10	10	0,35	0,16	0,35	0,16	
132700	Вільш._10	10	0,43	0,20	0,43	0,20	
133000	Вербка_10	10	0,34	0,16	0,34	0,16	
133400	Крикл.2_10	10	0,55	0,26	0,55	0,26	
133600	Жабок._10	10	0,39	0,18	0,39	0,18	

Продовження таблиці В.1

№узла	Найменування секції шин ПС		Заміри навантаження на шинах 10(6) кВ (АСКОЕ)		Заміри навантаження на шинах 10(6) кВ (доповнені даними режимного дня)		
			Уном	Рнав	Qнав	Рнав	Qнав
			кВ	МВт	Мвар	МВт	Мвар
134400	Обод.2_10	10	1,06	0,49	1,06	0,49	
134600	Цибул._10	10	0,60	0,28	0,60	0,28	
134900	Олекс._10	10	1,70	0,79	1,70	0,79	
135300	Горд._10	10	1,07	0,50	1,07	0,50	
135700	Губн.1_10	10	0,51	0,24	0,51	0,24	
136200	Степок_6	6	0,05	0,02	0,05	0,02	
137500	Собол.1_10	10	1,18	0,55	1,18	0,55	
137600	Собол.2_10	10	0,85	0,40	0,85	0,40	
137800	Топол._10	10	0,54	0,25	0,54	0,25	
138000	Росоша_10	10	0,62	0,29	0,62	0,29	
138600	Берш.1_10	10	2,68	1,25	2,68	1,25	
138800	Берш.2_10	10	4,96	2,32	4,96	2,32	
139000	Балан.1_10	10	1,48	0,69	1,48	0,69	
139200	Балан.2_10	10	0,42	0,20	0,42	0,20	
139500	МКК_10	10	2,74	1,28	2,74	1,28	
139700	Мих.1_10	10	0,63	0,29	0,63	0,29	
139900	Мих.2_10	10	0,32	0,15	0,32	0,15	
140200	Осівка1_10	10	1,07	0,50	1,07	0,50	
140400	Осівка2_10	10	0,40	0,19	0,40	0,19	
140700	Джул._10	10	1,02	0,48	1,02	0,48	
140900	Ольг.1_10	10	0,96	0,45	0,96	0,45	
141000	Ольг.2_10	10	0,64	0,30	0,64	0,30	
141200	Страт.1_10	10	0,49	0,23	0,49	0,23	
141500	Сл.Підл._10	10	1,34	0,62	1,34	0,62	
141700	Качк._10	10	2,09	0,98	2,09	0,98	
142500	Болг._10	10	0,40	0,19	0,40	0,19	
142800	Дмитр.1_10	10	0,56	0,26	0,56	0,26	
143000	Дмитр.2_10	10	1,09	0,51	1,09	0,51	
143200	Студен._10	10	0,57	0,27	0,57	0,27	
143500	Чорн._10	10	2,31	1,08	2,31	1,08	
143700	Тишк._10	10	1,00	0,47	1,00	0,47	
			431,34	116,41	560,60	186,98	

Додаток Г

Таблиця Г.1 - Результати розрахунків з аналізу чутливості втрат потужності в розподільних мережах 110(35) кВ АТ "Вінницяобленерго"

№ вузла	Назва вузла	Snom, МВА	Uмод, кВ	Uфаза, рад	Pн, МВт	Qн,Мвар	Коефіцієнт чутливості (ddP/dP), в.о.	Відносний прибуток від зменшення втрат потужності (ddPr/dP), тис.грн/МВт
109200	ПС 35 кВ Ярошенка	2,5	9,6	-0,2448	1,25	0,59	0,1339	600,85
108900	ПС 35 кВ Клекотина	4	9,7	-0,2424	1,75	0,83	0,1254	561,41
106600	ПС 35 кВ Котюжани	2,5	9,8	-0,2075	1,13	0,53	0,1084	482,73
108200	1С-ПС 35 кВ Джурин	4	10	-0,2275	1,65	0,78	0,108	480,88
139000	1С-ПС 35 кВ Баланівка	2,5	9,6	-0,257	1,43	0,67	0,1048	465,73
106400	2С-ПС 35 кВ Копайгород	3,2	9,6	-0,2098	1,21	0,57	0,104	462,38
108400	2С-ПС 35 кВ Джурин	4	10,1	-0,2099	0,7	0,33	0,1033	458,79
139200	2С-ПС 35 кВ Баланівка	2,5	9,8	-0,2299	0,4	0,19	0,0962	426,12
106900	2С-ПС 35 кВ Лучинець	2,5	10	-0,1894	0,54	0,25	0,0961	425,52
106300	1С-ПС 35 кВ Копайгород	3,2	9,8	-0,1843	0,09	0,04	0,096	425,02
109500	1С-ПС 35 кВ Рахни	2,5	9,5	-0,3074	1,75	0,83	0,0938	414,73
110000	2С-ПС 35 кВ Чернівці	4	9,6	-0,2209	2,49	1,17	0,092	406,63
13000	2С-ПС 110 кВ Шаргород	25	9,9	-0,1977	3,42	1,61	0,0835	367,16
109600	1С-ПС 35 кВ Рахни	2,5	10,3	-0,2661	0,17	0,08	0,0802	351,62
12600	1С-ПС 110 кВ Шаргород	25	10	-0,1738	1,86	0,88	0,0789	345,53
141700	ПС 35 кВ Качківка	4	9,7	-0,2219	2,01	0,95	0,0738	321,93
103100	1С-ПС 35 кВ Красне	2,5	9,8	-0,2891	1,51	0,71	0,0735	320,44
141500	ПС 35 кВ Слобода- Підлісівська	6,3	10,3	-0,1467	1,29	0,61	0,0695	302,19
139900	2С-ПС 35 кВ Михайлівка	1,8	9,6	-0,2079	0,3	0,14	0,0686	298,06
131700	ПС 35 кВ Городківка	2,5	10,2	-0,1891	0,95	0,45	0,0683	296,59
139700	1С-ПС 35 кВ Михайлівка	4	10	-0,2088	0,61	0,29	0,0679	294,87
140900	1С-ПС 35 кВ Ольгопіль	2,5	10	-0,1717	0,92	0,44	0,0654	282,96
121800	2С-ПС 35 кВ Оратів	4	10,7	-0,1513	1,48	0,7	0,0646	279,38
103200	2С-ПС 35 кВ Красне	2,5	10	-0,2585	0,29	0,14	0,0645	278,94
141000	2С-ПС 35 кВ Ольгопіль	2,5	10	-0,1661	0,62	0,29	0,0637	274,95
130900	1С-ПС 35 кВ Комаргород	2,5	10	-0,1779	0,7	0,33	0,0633	273,5
121600	1С-ПС 35 кВ Оратів	6,3	10,2	-0,144	1,59	0,75	0,0628	270,8
143500	ПС 35 кВ Чорномин	4	10,3	-0,18	2,22	1,05	0,0614	264,51

Продовження таблиці Г.1

№ вузла	Назва вузла	Сном, МВА	Умод, кВ	Уфаза, рад	Рн, МВт	Qн,Мвар	Коефіцієнт чутливості (ddP/dP), в.о.	Відносний прибуток від зменшення втрат потужності (ddPr/dP), тис.грн/МВт
45300	ПС 110 кВ Ямпіль	10	9,8	-0,1985	5,02	2,36	0,0612	263,6
44800	ПС 110 кВ Дзигівка	6,3	10,1	-0,1745	2,21	1,04	0,0603	259,3
113300	1С-ПС 35 кВ Люлинці	4	9,8	-0,2655	0,62	0,29	0,0602	258,73
113400	2С-ПС 35 кВ Люлинці	4	9,8	-0,2596	0,35	0,16	0,059	253,49
43900	2С-ПС 110 кВ Томашпіль	10	10,2	-0,1676	0,92	0,43	0,0587	252,02
113700	2С-ПС 35 кВ Радівка	2,5	10,2	-0,2697	0,94	0,45	0,058	248,67
140200	1С-ПС 35 кВ Осіївка	2,5	10,1	-0,1477	1,03	0,48	0,0576	246,69
27400	ПС 110 кВ Моївка	10	9,9	-0,167	1,35	0,63	0,0574	245,97
30400	1С-ПС 110 кВ Бершадь	16	9,8	-0,2022	2,02	0,95	0,0568	242,95
113600	1С-ПС 35 кВ Радівка	2,5	10,3	-0,2609	0,56	0,26	0,0554	236,84
143000	2С-ПС 35 кВ Дмитрашківка	4	10,2	-0,1514	1,05	0,5	0,0553	236,4
134400	2С-ПС 35 кВ Ободівка	4	10,3	-0,1845	1,02	0,48	0,0542	231,23
142800	1С-ПС 35 кВ Дмитрашківка	4	10,2	-0,1499	0,54	0,25	0,054	230,27
140400	2С-ПС 35 кВ Осіївка	2,5	10,2	-0,1307	0,38	0,18	0,0537	228,62
124800	2С-ПС 35 кВ Гайсин	4	10	-0,2142	2,63	1,24	0,0534	227,2
134200	1С-ПС 35 кВ Ободівка	6,3	10,8	-0,1786	1,08	0,51	0,0529	225,14
124600	1С-ПС 35 кВ Гайсин	6,3	10,1	-0,2047	3,71	1,75	0,0511	216,71
140700	ПС 35 кВ Джулінка	2,5	10,1	-0,1407	0,98	0,46	0,0505	213,69
41300	1С-ПС 110 кВ Крижопіль	10	10,5	-0,1818	3,46	1,63	0,0477	200,99
33500	ПС 110 кВ Чечельник	16	10	-0,1629	4,96	2,34	0,0474	199,4
35000	1С-ПС 110 кВ Піщанка	16	10,1	-0,1417	1,23	0,58	0,0469	197,35
100400	2С-ПС 35 кВ Центральна	16	9,8	-0,3232	9,59	4,52	0,0461	193,53
43500	1С-ПС 110 кВ Томашпіль	6,3	10,3	-0,1788	2,71	1,28	0,0458	192,25
35400	2С-ПС 110 кВ Піщанка	10	10,3	-0,1337	2,36	1,11	0,0452	189,28
134900	ПС 35 кВ Олександрівка	4	10,3	-0,1869	1,64	0,77	0,0451	188,69
137500	1С-ПС 35 кВ Соболівка	1,6	10,2	-0,1106	1,14	0,54	0,0444	185,76
111300	2С-ПС 35 кВ Уладівка	4	10,7	-0,2616	1,58	0,74	0,0433	180,7
111200	1С-ПС 35 кВ Уладівка	4	10,7	-0,2603	1,42	0,67	0,0429	178,81
113900	1С-ПС 35 кВ Корделівка	4	10,4	-0,2588	1,16	0,55	0,0413	171,31
127300	1С-ПС 35 кВ Ситківці	2,5	10,2	-0,2296	0,65	0,31	0,0402	166,24
17800	2С-ПС 110 кВ Хмільник	10	10,1	-0,2445	3,3	1,55	0,04	165,22
127000	ПС 35 кВ Мельниківці	2,5	10,2	-0,2364	1,11	0,52	0,0399	164,69
100900	1С-ПС 35 кВ Тиврів	4	10,1	-0,2403	1,85	0,87	0,0398	164,42
17000	ПС 110 кВ Курортна	10	10,2	-0,2255	5,67	2,67	0,0396	163,09

Продовження таблиці Г.1

№ вузла	Назва вузла	Сном, МВА	Умод, кВ	Уфаза, рад	Рн, МВт	Qн,Мвар	Коефіцієнт чутливості (ddP/dP), в.о.	Відносний прибуток від зменшення втрат потужності (ddPr/dP), тис.грн/МВт
112200	2С-ПС 35 кВ Лаврівка	4	10,2	-0,2354	1,35	0,64	0,0387	159,19
137600	2С-ПС 35 кВ Соболівка	4	10,4	-0,082	0,82	0,39	0,0366	149,19
42300	ПС 110 кВ Вапнярка	6,3	10,3	-0,1172	1,87	0,88	0,0364	148,64
31600	ПС 110 кВ Чернятка	10	10,1	-0,1132	1,25	0,59	0,0355	144,32
101100	2С-ПС 35 кВ Тиврів	4	10,9	-0,2354	0,11	0,05	0,0353	143,18
36500	2С-ПС 110 кВ Гростянець-110	10	10,1	-0,1707	1,99	0,94	0,0347	140,72
129700	ПС 35 кВ Кирнасівка	4	10,5	-0,2165	1,15	0,54	0,0333	134,24
130400	1С-ПС 35 кВ Шпиків	4	10,3	-0,2212	0,85	0,4	0,0321	128,29
16100	1С-ПС 110 кВ Літин	6,3	10,5	-0,2199	3,53	1,66	0,0319	127,43
700	1С-ПС 110 кВ Південна	25	10	-0,3021	13,23	6,23	0,0309	123
127500	2С-ПС 35 кВ Ситківці	2,5	10,4	-0,2207	0,44	0,21	0,0309	122,95
114600	ПС 35 кВ Н.Гребля	4	10,2	-0,2433	1,64	0,77	0,0308	122,58
16400	2С-ПС 110 кВ Літин	6,3	10,9	-0,2266	2,11	0,99	0,0299	118,36
1100	2С-ПС 110 кВ Південна	25	10	-0,2874	11,72	5,52	0,0296	117,1
128000	ПС 35 кВ Ковалівка	2,5	10,1	-0,2207	0,82	0,39	0,0281	109,95
104800	1С-ПС 35 кВ Жуківці	4	10,4	-0,2262	1,58	0,74	0,0272	105,7
1400	1С-ПС 110 кВ Промислова	16	10,2	-0,2273	10,29	4,85	0,0248	94,48
104900	2С-ПС 35 кВ Жуківці	4	10,6	-0,201	0,27	0,13	0,0236	88,95
36100	1С-ПС 110 кВ Гростянець-110	10	10,8	-0,0843	0,92	0,43	0,0229	85,93
49400	2С-ПС 110 кВ Дашів	10	10,5	-0,1184	1,16	0,55	0,0221	82,05
10200	1С-ПС 110 кВ Жмеринка	16	10	-0,2498	7,17	3,38	0,0217	80,39
2100	2С-ПС 110 кВ Західна	25	10,3	-0,2131	7,79	3,67	0,0216	79,72
3600	4С-ПС 110 кВ Північна	25	10,2	-0,2207	7,41	3,49	0,0212	77,96
1900	1С-ПС 110 кВ Західна	16	10	-0,2278	8,96	4,22	0,021	76,83
46900	2С-ПС 110 кВ Немирів	16	10	-0,2121	3,33	1,57	0,0206	75,02
46500	1С-ПС 110 кВ Немирів	16	10	-0,212	3,46	1,63	0,0203	73,68
3100	3С-ПС 110 кВ Північна	25	10,3	-0,2012	5,29	2,49	0,0198	71,4
10600	2С-ПС 110 кВ Жмеринка	10	10,2	-0,2055	1,79	0,84	0,0193	68,99
1700	2С-ПС 110 кВ Промислова	16	10,4	-0,2119	9,36	4,41	0,019	67,5
6700	1С-ПС 110 кВ Нова	40	10,3	-0,2266	19,23	9,06	0,0179	62,55
17400	1С-ПС 110 кВ Хмільник	16	10,2	-0,254	4,46	2,1	0,0177	61,42
49000	1С-ПС 110 кВ Дашів	10	10,7	-0,1045	2,22	1,04	0,0171	58,85
7100	2С-ПС 110 кВ Нова	25	10,5	-0,1917	5,64	2,66	0,016	53,64

Додаток Д

Таблиця Д.1 - Оптимальні місця для встановлення накопичувачів електроенергії з огляду на мінімізацію втрат електроенергії

№ вузла	Назва вузла	Сном, МВА	Uмод, кВ	Uфаза, рад	Рн, МВт	Qн, Мвар	ddP/dP, в.о.	Рпне, МВт	Відпайка РПН/ПБЗ	Всього відп. РПН/ПБЗ
30400	1С-ПС 110 кВ Бершадь	16	10,8	-0,2069	1,73	0,88	0,0028	10,4	4	4
12600	1С-ПС 110 кВ Шаргород	25	10,7	-0,1997	5,14	1,79	0,0022	8,4	4	9
700	1С-ПС 110 кВ Південна	25	10,8	-0,2698	12,78	1,98	0,0026	6,2	4	9
13000	2С-ПС 110 кВ Шаргород	25	10,8	-0,1667	0,94	0,29	0,0022	5,4	3	9
45300	ПС 110 кВ Ямпіль	10	10,8	-0,2092	4,29	2,19	0,0029	4,4	2	9
3600	4С-ПС 110 кВ Північна	25	10,8	-0,2361	10,89	2,85	0,0027	4,3	3	4
17000	ПС 110 кВ Курортна	10	10,8	-0,2288	4,85	2,47	0,0041	3,3	4	4
33500	ПС 110 кВ Чечельник	16	10,8	-0,2048	7,5	1,8	0,0023	3,2	3	9
41700	2С-ПС 110 кВ Крижопіль	25	10,6	-0,1389	4,22	1,5	0,0029	2,9	4	9
7100	2С-ПС 110 кВ Нова	25	10,6	-0,2097	9,46	4,82	0,0028	2,9	4	9
41300	1С-ПС 110 кВ Крижопіль	10	10,8	-0,1928	3,78	1,32	0,0037	2,8	4	4
36500	2С-ПС 110 кВ Тростянець-110	10	10,7	-0,1736	2,02	0,87	0,0027	2,7	5	9
17800	2С-ПС 110 кВ Хмільник	10	10,7	-0,2538	3,52	1	0,003	2,7	3	4
3100	3С-ПС 110 кВ Північна	25	10,7	-0,2033	6,36	1,53	0,0029	2,2	3	4
27400	ПС 110 кВ Моївка	10	10,7	-0,2048	2,53	0,58	0,0025	2,2	4	9
49400	2С-ПС 110 кВ Дашів	10	10,6	-0,1051	1,02	0,63	0,003	2,1	4	4
124800	2С-ПС 35 кВ Гайсин	4	10,6	-0,2113	2,07	1,05	0,0029	2,1	3	4
35400	2С-ПС 110 кВ Піщанка	10	10,7	-0,1447	2,02	1,03	0,0019	2	4	9
141700	ПС 35 кВ Качківка	4	10,6	-0,3374	2,09	0,98	0,0027	2	5	6
124600	1С-ПС 35 кВ Гайсин	6,3	10,6	-0,19	1,4	0,35	0,0032	2	3	4
40300	1С-ПС 110 кВ Тульчин	10	10,9	-0,1214	4,11	2,09	0,0033	1,9	4	4
35000	1С-ПС 110 кВ Піщанка	16	10,8	-0,1559	1,05	0,54	0,0031	1,9	3	9
10200	1С-ПС 110 кВ Жмеринка	16	10,7	-0,1963	3,47	1,04	0,003	1,9	4	9
110000	2С-ПС 35 кВ Чернівці	4	10,5	-0,2915	4,9	1,18	0,0027	1,9	3	4
44800	ПС 110 кВ Дзигівка	6,3	10,8	-0,1932	1,89	0,97	0,0023	1,8	1	4
46500	1С-ПС 110 кВ Немирів	16	10,7	-0,2658	9,4	1,44	0,0026	1,6	4	9
101100	2С-ПС 35 кВ Тиврів	4	10,8	-0,2697	1,75	0,68	0,0042	1,5	4	4
16400	2С-ПС 110 кВ Літин	6,3	10,6	-0,2387	2,43	0,6	0,0029	1,4	5	9
143500	ПС 35 кВ Чорномин	4	10,6	-0,1949	2,31	1,08	0,0019	1,4	5	6
42300	ПС 110 кВ Вапнярка	6,3	10,7	-0,1227	1,54	0,8	0,0021	1,3	4	9
31600	ПС 110 кВ Чернятка	10	10,7	-0,1249	0,78	0,43	0,0027	1,2	4	9
103100	1С-ПС 35 кВ Красне	2,5	10,6	-0,292	0,91	0,41	0,0029	1	2	2
134200	1С-ПС 35 кВ Ободівка	6,3	10,8	-0,1878	1,12	0,52	0,0019	1	9	9
134400	2С-ПС 35 кВ Ободівка	4	10,8	-0,1932	1,06	0,49	0,0014	0,9	5	6
139000	1С-ПС 35 кВ Баланівка	2,5	10,9	-0,2575	1,48	0,69	0,0166	0,9	2	2

Продовження таблиці Д.1

№ вузла	Назва вузла	Sном, МВА	Uмод, кВ	Uфаза, рад	Pн, МВт	Qн, Мвар	ddP/dP, в.о.	Rпне, МВт	Відпайка РПН/ПБЗ	Всього відп. РПН/ПБЗ
43900	2С-ПС 110 кВ Томашпіль	10	10,6	-0,1894	0,79	0,37	0,003	0,8	2	9
141500	ПС 35 кВ Слобода-Підлісівська	6,3	10,7	-0,1689	1,34	0,62	0,0024	0,8	4	4
112200	2С-ПС 35 кВ Лаврівка	4	10,8	-0,2069	1,06	0,54	0,0047	0,8	4	4
43500	1С-ПС 110 кВ Томашпіль	6,3	10,7	-0,1219	0,47	0,29	0,0019	0,7	4	9
113700	2С-ПС 35 кВ Радівка	2,5	10,8	-0,2561	0,75	0,38	-0,0008	0,7	2	2
127500	2С-ПС 35 кВ Ситківці	2,5	10,7	-0,245	0,71	0,25	0,0016	0,7	2	6
109500	1С-ПС 35 кВ Рахни	2,5	10,7	-0,3075	0,76	0,31	0,003	0,7	1	2
103200	2С-ПС 35 кВ Красне	2,5	10,6	-0,2883	0,76	0,18	0,0034	0,7	2	2
137500	1С-ПС 35 кВ Соболівка	1,6	10,8	-0,1321	1,18	0,55	-0,0004	0,7	4	4
112000	1С-ПС 35 кВ Лаврівка	4	10,8	-0,2045	0,86	0,45	0,0047	0,7	4	4
17400	1С-ПС 110 кВ Хмільник	16	10,7	-0,2284	3,81	1,94	0,0027	0,6	2	4
10600	2С-ПС 110 кВ Жмеринка	10	10,8	-0,1954	0,49	0,29	0,0045	0,6	4	4
100900	1С-ПС 35 кВ Тиврів	4	10,8	-0,2027	0,73	0,3	0,004	0,6	4	4
130400	1С-ПС 35 кВ Шпиків	4	10,8	-0,2582	0,88	0,41	0,0017	0,6	2	6
109600	1С-ПС 35 кВ Рахни	2,5	10,7	-0,3032	0,54	0,2	0,0028	0,6	5	6
131700	ПС 35 кВ Городківка	2,5	10,8	-0,2024	0,99	0,46	0,011	0,6	2	2
140900	1С-ПС 35 кВ Ольгопіль	2,5	10,8	-0,2104	0,96	0,45	0,0011	0,6	2	2
140700	ПС 35 кВ Джулинка	2,5	10,8	-0,1582	1,02	0,48	0,002	0,6	4	4
137600	2С-ПС 35 кВ Соболівка	4	10,8	-0,1037	0,85	0,4	0,0002	0,6	2	2
129700	ПС 35 кВ Кирнасівка	4	10,9	-0,2094	1,19	0,56	0,007	0,6	2	2
30800	2С-ПС 110 кВ Бершадь	10	10,8	-0,1407	2,28	0,36	0,0023	0,5	3	9
46900	2С-ПС 110 кВ Немирів	16	10,7	-0,193	0,86	0,32	0,0026	0,5	4	9
113400	2С-ПС 35 кВ Люлинці	4	10,8	-0,2607	0,75	0,51	0,0024	0,5	2	2
113600	1С-ПС 35 кВ Радівка	2,5	10,8	-0,2547	0,68	0,16	-0,0009	0,5	2	2
128000	ПС 35 кВ Ковалівка	2,5	10,6	-0,2517	0,7	0,35	0,0021	0,5	2	2
140200	1С-ПС 35 кВ Осіївка	2,5	10,8	-0,1663	1,07	0,5	0,0032	0,5	6	6
36100	1С-ПС 110 кВ Тростянець-110	10	10,7	-0,1031	1,51	0,37	0,0024	0,4	4	9
113900	1С-ПС 35 кВ Корделівка	4	10,8	-0,2398	1,12	0,35	0,006	0,4	4	4
121800	2С-ПС 35 кВ Оратів	4	10,9	-0,1329	1,16	0,59	0,0168	0,4	4	4
121600	1С-ПС 35 кВ Оратів	6,3	10,9	-0,1289	1,36	0,69	0,0167	0,4	2	2
127000	ПС 35 кВ Мельниківці	2,5	10,6	-0,2197	0,86	0,37	0,0019	0,4	2	4
130900	1С-ПС 35 кВ Комаргород	2,5	10,7	-0,2013	0,73	0,34	0,0026	0,4	9	9
143000	2С-ПС 35 кВ Дмитрашківка	4	10,8	-0,1669	1,09	0,51	0,0064	0,4	2	2
141000	2С-ПС 35 кВ Ольгопіль	2,5	10,7	-0,2049	0,64	0,3	0,0013	0,4	8	9
104800	1С-ПС 35 кВ Жуківці	4	10,8	-0,2202	1,33	0,47	0,0078	0,3	6	6
139200	2С-ПС 35 кВ Баланівка	2,5	10,9	-0,2357	0,42	0,2	0,0171	0,3	2	2
134900	ПС 35 кВ Олександрівка	4	11	-0,1889	1,7	0,79	0,0086	0,3	6	6
111200	1С-ПС 35 кВ Уладівка	4	10,8	-0,2214	1,12	0,57	0,0122	0,3	4	4
1100	2С-ПС 110 кВ Південна	25	10,6	-0,2249	11,07	1,74	0,0025	0,2	4	9
104900	2С-ПС 35 кВ Жуківці	4	10,8	-0,2182	1,37	0,42	0,008	0,2	6	6
113300	1С-ПС 35 кВ Люлинці	4	10,9	-0,2576	0,59	0,21	0,0024	0,2	2	2

Продовження таблиці Д.1

№ вузла	Назва вузла	Sном, МВА	Uмод, кВ	Uфаза, рад	Pн, МВт	Qн, Мвар	ddP/dP, в.о.	Pпне, МВт	Відпайка РПН/ПБЗ	Всього відп. РПН/ПБЗ
127300	1С-ПС 35 кВ Ситківці	2,5	10,6	-0,2141	0,45	0,16	0,0012	0,2	4	4
142800	1С-ПС 35 кВ Дмитрашківка	4	10,8	-0,1652	0,56	0,26	0,0062	0,2	2	2
140400	2С-ПС 35 кВ Осіївка	2,5	10,8	-0,1505	0,4	0,19	0,003	0,2	6	6
1900	1С-ПС 110 кВ Західна	16	10,6	-0,2086	9,66	1,58	0,0027	0,1	3	4
106400	2С-ПС 35 кВ Копайгород	3,2	10,9	-0,2158	0,95	0,49	0,0156	0,1	1	1
106300	1С-ПС 35 кВ Копайгород	3,2	11	-0,2081	0,52	0,28	0,0139	0,1	1	1
106600	ПС 35 кВ Котюжани	2,5	11	-0,2139	0,97	0,33	0,0108	0,1	2	2
106900	2С-ПС 35 кВ Лучинець	2,5	11,1	-0,197	0,26	0,16	0,0072	0,1	2	2
108900	ПС 35 кВ Клекотина	4	11,2	-0,179	0,57	0,23	0,0066	0,1	6	6
108200	1С-ПС 35 кВ Джурин	4	11	-0,1745	0,56	0,66	0,0131	0,1	4	4
108400	2С-ПС 35 кВ Джурин	4	11	-0,1753	0,58	0,3	0,0116	0,1	4	4
139700	1С-ПС 35 кВ Михайлівка	4	11,2	-0,2132	0,63	0,29	0,0123	0,1	6	6
139900	2С-ПС 35 кВ Михайлівка	1,8	11,1	-0,2131	0,32	0,15	0,012	0,1	1	1
111300	2С-ПС 35 кВ Уладівка	4	10,9	-0,2129	0,62	0,27	0,0118	0,1	4	4
100400	2С-ПС 35 кВ Центральна	16	10,8	-0,2	0,38	0,2	0,002	0,1	8	9
109200	ПС 35 кВ Ярошенка	2,5	11,2	-0,1795	0,4	0,22	0,0075	0,1	6	6
1700	2С-ПС 110 кВ Промислова	16	10,6	-0,2381	15,03	-1,38	0,0009		5	9
1400	1С-ПС 110 кВ Промислова	16	10,7	-0,2576	16,74	-1,47	0,002		4	9
49000	1С-ПС 110 кВ Дашів	10	10,9	-0,0736	0,33	0,12	0,0035		4	4
40700	2С-ПС 110 кВ Тульчин	16	10,7	-0,1774	1,03	0,6	0,0002		4	9
16100	1С-ПС 110 кВ Літин	6,3	11,1	-0,2218	3,32	1,28	0,0089		2	2
2100	2С-ПС 110 кВ Західна	25	10,8	-0,1627	1,41	0,06	0,002		4	9
6700	1С-ПС 110 кВ Нова	40	10,6	-0,1617	6,6	1,47	0,0016		5	9
114600	ПС 35 кВ Н.Гребля	4	10,9	-0,1785	0,32	0,14	0,0056		6	6
128700	ПС 35 кВ Ш.Копіївська	2,5	11,3	-0,1183	0,89	0,41	0,0089		2	2
131100	2С-ПС 35 кВ Комаргород	2,5	11,1	-0,1084	0,29	0,14	0,0082		9	9