

Вінницький національний технічний університет  
Факультет електроенергетики та електромеханіки  
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ  
завідувач кафедри ЕСС  
д.т.н., професор Лежнюк П. Д.

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2019 р.

Пояснювальна записка  
до кваліфікаційної роботи  
на здобуття ступеня магістра

**АВТОМАТИЗАЦІЯ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ  
ВІТРОУСТАНОВОК ВІТРОВИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ**  
08-13.МКР.023.00.151 ПЗ

Виконав: студент 2 курсу ОПП магістра,  
групи ЕС-18м  
галузь знань 14 – Електрична інженерія  
спеціальності 141 – Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка  
освітня програма «Електричні станції»  
Семенюк Ю. В. \_\_\_\_\_

Керівник: к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС  
Малогулко Ю. В. \_\_\_\_\_  
“\_\_\_” \_\_\_\_\_ 2019 р.

Рецензент: \_\_\_\_\_  
“\_\_\_” \_\_\_\_\_ 2019 р.

Вінниця – 2019 рік

## ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Семенюка Юрія Васильовича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Автоматизація оптимального керування вітроустановками вітрових електричних станцій \_\_\_\_\_

та керівник роботи Малогулко Юлія Володимирівна, к.т.н., доцент,

( прізвище, ім'я, по батькові,

науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом ВНТУ від « \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ року № \_\_ .

2. Строк подання студентом роботи: \_\_\_\_\_

3. Вихідні дані до роботи: у якості вхідних даних визначено район експлуатації вітрової електростанції.

Перелік літературних джерел для виконання спеціальної частини.

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити):

Загальна характеристика вітрових електричних станцій

Конструювання вітрових енергетичних установок

Аналіз доцільності застосування системи автоматизації оптимального керування вітроустановок вітрових електричних станцій

Техніко-економічна частина

Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

5. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Техніко-економічна частина	Нетребський В.В., к.т.н., доцент		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Бондаренко Є.А., д.т.н., професор		

6. Дата видачі завдання « \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломного проекту (роботи)	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ.	2.09.19	4.09.19
2	Аналіз літературних джерел з теми МКР	5.09.19	11.10.19
3	Розрахунок прямої сонячної енергії, що потрапляє на одиницю площі модулів, для м. Вінниця	12.10.19	10.11.19
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	11.11.19	25.11.19
6	Техніко-економічна частина МКР	26.11.19	2.12.19
7	Оформлення пояснювальної записки	4.12.19	5.12.19

**Студент**

\_\_\_\_\_

(підпис)

Семенюк Ю.В.

**Керівник роботи**

\_\_\_\_\_

(підпис)

Малогулко Ю.В

## ЗМІСТ

ЗМІСТ.....	4
АНОТАЦІЯ.....	10
ABSTRACT.....	11
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ .....	12
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ ОСОБЛИВОСТЕЙ РОБОТИ ВІТРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ .....	16
1.1 СТАН ТА ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОБЛЕМИ ВИКОРИСТАННЯ ВДЕ .....	16
1.2 КОНСТРУКЦІЇ ВІТРОВИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ УСТАНОВОК .....	20
1.2.1 Загальна побудова систем вітроенергетичних установок.....	21
1.3 СХЕМИ ВИКОРИСТАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ВИРОБЛЕНОЇ ВЕУ.....	25
1.3.1 Класифікація ВЕУ за типом споживачів.....	31
1.4 АНАЛІЗ МЕТОДІВ РОЗРАХУНКУ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ВРАХОВУЮЧИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЮ, ВИРОБЛЕНУ НА ВІТРОВИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯХ.....	35
1.5 АНАЛІЗ ВПЛИВУ РЕЖИМІВ РОБОТИ ВЕС НА ВТРАТИ АКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В МЕРЕЖІ .....	38
1.6 ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ВІТРОЕНЕРГЕТИКИ.....	43
Висновки по розділу 1.....	45
РОЗДІЛ 2 АВТОМАТИЗАЦІЯ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ СИСТЕМОЮ «ВІТРОВА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ - НАКОПИЧУВАЧ».....	46
2.1. СТРУКТУРНА СХЕМА СИСТЕМИ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ ВЕС.....	46
2.1.1. Алгоритм реалізації оптимальних режимів роботи ВЕС .....	47

2.1.2. АЛГОРИТМ УЗГОДЖЕННЯ ГРАФІКІВ ГЕНЕРУВАННЯ ВЕС І ЕЛЕКТРИЧНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ЕС .....	49
2.2. СПОСІБ УЗГОДЖЕННЯ ГРАФІКІВ ГЕНЕРУВАННЯ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ ТА ЗАРЯДУ АКУМУЛЯТОРНОЇ БАТАРЕЇ.....	52
2.2.1. ЗАКОН ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ КОШТАМИ РЕКОНФІГУРАЦІЇ СХЕМИ ВИДАЧІ ПОТУЖНОСТІ ВДЕ В ЛОКАЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМАХ .....	56
2.2.2. АЛГОРИТМ ФУНКЦІОНУВАННЯ МІКРОПРОЦЕСОРНОГО ПРИСТРОЮ КЕРУВАННЯ СХЕМОЮ ВИДАЧІ ПОТУЖНОСТІ ВДЕ В ЛОКАЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМАХ .....	58
2.3. ОСОБЛИВОСТІ АПАРАТНОЇ РЕАЛІЗАЦІЇ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ СХЕМОЮ ВИДАЧІ ПОТУЖНОСТІ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В ЛОКАЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМАХ .....	60
Висновки до розділу 2.....	62
РОЗДІЛ 3 РОЗРАХУНОК ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ З ВІТРОВИМИ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯМИ .....	64
3.2 РОЗРАХУНОК ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ВСТАНОВЛЕНОЇ ПОТУЖНОСТІ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ ЗА КОМПЛЕКСНИМ КРИТЕРІЄМ В РЕМ НА ПРИКЛАДІ ВІНЬКІВСЬКИХ РЕМ .....	75
Висновки до розділу 3.....	78
РОЗДІЛ 4 ДОСЛІДЖЕННЯ ЕКОНОМІЧНОГО ЕФЕКТУ ВІД ВСТАНОВЛЕННЯ СИСТЕМИ АВТОМАТИЗАЦІЇ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ ВІТРОУСТАНОВКАМИ ВІТРОВИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ.....	80

4.1 ОБГРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОГО РОЗРАХУНКУ.....	80
4.2 РОЗРАХУНОК ВИТРАТ НА МОНТАЖ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЮ СИСТЕМИ АВТОМАТИЗАЦІЇ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ ВІТРОУСТАНОВКАМИ.....	80
MODICON M241/251.....	81
4.3 РОЗРАХУНОК ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ВИТРАТ .....	84
4.4 РОЗРАХУНОК ДОХОДІВ ВІД ПРОДАЖУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В МЕРЕЖУ ЗА «ЗЕЛЕНИМ ТАРИФОМ».....	86
4.5 РОЗРАХУНОК ТЕРМІНУ ОКУПНОСТІ.....	87
Висновок до розділу 4.....	88
<b>РОЗДІЛ 5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....</b>	<b>89</b>
5.1 Задачі розділу .....	89
5.3 РОЗРОБИТИ ОРГАНІЗАЦІЙНО-ТЕХНІЧНІ РІШЕННЯ З ОХОРОНИ ПРАЦІ ПРИ ЕЛЕКТРИЧНОМУ МОНТАЖІ ВІТРОГЕНЕРАТОРА. РОЗРАХУВАТИ ПАРАМЕТРИ ЗАЗЕМЛЮЮЧОГО ПРИСТРОЮ ВІТРОГЕНЕРАТОРА. ....	92
5.3.1 Організаційно-технічні рішення з охорони праці за стандартами України з вітроенергетики. ....	92
5.3.2 Розрахунок параметрів заземлюючого пристрою вітрогенератора.....	97
5.3 Протипожежний захист вітроелектричних установок.....	101
5.4 БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ. ВИЗНАЧЕННЯ ОБЛАСТІ ПРАЦЕЗДАТНОСТІ СИСТЕМИ АВТОМАТИЗАЦІЇ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ ВІТРОУСТАНОВОК В УМОВАХ ДІЇ ЗАГРОЗЛИВИХ ЧИННИКІВ НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЙ. ....	103
5.4.1 Визначення області працездатності системи автоматизації оптимального керування ВЕС в умовах дії іонізуючих випромінювань .....	104
5.4.2 Визначення області працездатності системи автоматизації оптимального керування ВЕС в умовах дії електромагнітного імпульсу .....	105
5.5 РОЗРОБКА ПРЕВЕНТИВНИХ ЗАХОДІВ ПО ПІДВИЩЕННЮ БЕЗПЕКИ РОБОТИ СИСТЕМИ АВТОМАТИЗАЦІЇ ВЕС В УМОВАХ НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЙ.....	107
Висновки по розділу 5.....	109
ВИСНОВОК.....	110
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	111
ДОДАТКИ.....	117

## АНОТАЦІЯ

Семенюк Ю. В. «Автоматизація оптимального керування вітроустановками вітрових електричних станцій». Магістерська кваліфікаційна робота - Вінниця: ВНТУ, 2019. – 112 с., Таблиць: 5, Рисуноків: 37, Бібліографія: 31.

В представленій магістерській кваліфікаційній роботі досліджено ефективність застосування системи автоматизації оптимального керування вітроустановками вітрових електричних станцій. Розроблено алгоритм функціонування мікропроцесорного пристрою. Показано особливості апаратної реалізації автоматизованої системи керування оптимальним керуванням ВЕУ.

Проведено розрахунок економічної доцільності встановлення такої системи.

Ключові слова: Вітроенергетична енергоустановка, вітрова енергія, система автоматизації, оптимальне керування.

## **ABSTRACT**

Semeniuk YV "Automation of optimal control of wind turbine of wind power plants". Master's educational work - Vinnitsa: VNTU, 2019. - 112 pp., Table: 5, Figures 37 :, Bibliography: 31.

In the presented master's qualification work the efficiency of application of the system of automation of optimal control of wind turbine of wind power stations is investigated. The algorithm of functioning of the microprocessor device is developed. Features of the hardware implementation of the automated control system for optimal control of wind turbine are shown.

The economic feasibility of installing such a system has been calculated.

**Keywords:** Wind power, wind energy, automation system, optimal control.



## **ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ**

- ВДЕ** - відновлювальні джерела енергії
- ЕОМ** – електронна обчислювальна машина
- ЕРС** – електрорушійна сила
- ВЕУ**- вітрова електроустановка
- ВЕС** – вітрова електрична станція
- РЕМ** – районна електрична мережа
- АСК** – автоматична система керування
- ЕМ** – електрична мережа
- ЕЕС** – електроенергетична система
- ЛЕС** – локальна енергосистема
- ОІК** - оперативно-інформаційний комплекс
- АЗП** –автомат зворотної потужності
- СШ** – система шин
- АВР** – Автоматичний ввід резерву

## ВСТУП

**Актуальність теми.** У зв'язку з сучасними світовими тенденціями щодо децентралізації електропостачання споживачів, які пов'язані зі збільшенням вартості традиційних паливних ресурсів, та їх прогнозованого вичерпання, з'являється необхідність у підвищенні частки розосередженого виробництва електроенергії за допомогою відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), це призводить до ускладнення планування режимів електроенергетичних систем (ЕЕС) та оперативного керування ними [1–3]. Це пов'язано з тим що більша частина ВДЕ мають імовірнісний характер роботи. На даний час вартість будівництва та впровадження ВДЕ є досить високою, через термін окупності таких електричних станцій може становити 10-25 років, тому існує державна підтримка розбудови відновлюваної енергетики, яка стимулює дослідження питань проектування та експлуатації ВДЕ з метою підвищення рівня енергетичної безпеки країни та зниження впливу енергетики на довкілля.

Однак питаннями транспортування електроенергії виробленої ВДЕ та функціонування районних електричних мереж (РЕМ) у нових експлуатаційних умовах часто нехтують вже на етапі проектування ВДЕ та вибору місця їх приєднання до електричних мереж (ЕМ).

Також на сьогоднішній день важливим є питання автоматизації, та оптимального керування вітроустановками вітрових електричних станцій, адже автоматизація оптимального керування дозволяє більш доцільно використовувати ресурс вітроустановок, та зменшити негативний вплив ВЕУ на районні електричні мережі.

Недослідженість питань проектування та експлуатації ВДЕ в сучасних умовах, їх впливу на режими роботи електричних ЕМ, неузгодженість номінальних параметрів основного обладнання з потребами таких джерел, відсутність типових рішень стосовно засобів захисту та автоматизації процесу виробництва електроенергії не дозволяє приймати обґрунтовані

проектні рішення під час їх розбудови, крім того, це дозволяє ефективно їх експлуатувати. [7–10]. Тому, актуальним є розвиток методичного, інформаційного і технічного забезпечення їх експлуатації. А також розробка алгоритмів схем автоматизації оптимального керування ВЕУ та ВЕС.

Важливим в цьому напрямку є комплексність та методологічна єдність в прийнятті рішень щодо покращення експлуатаційних характеристик ВДЕ при їх роботі в електричних мережах.

**Мета і задачі дослідження:** Метою даної роботи, є розробка алгоритму прийняття рішення щодо доцільності керуючих впливів і алгоритму оптимального керування генеруванням ВЕС.

**Об'єктом дослідження є:** вітрова електрична установка вітрової електростанції

**Предметом дослідження:** Збільшення енергоефективності вітрової електростанції, за рахунок встановлення системи автоматизації оптимального керування вітровими установками вітрових електричних станцій.

**Новизною роботи є** Розроблений алгоритм прийняття рішення щодо доцільності керуючих впливів і алгоритм оптимального керування генеруванням ВЕС, що при застосуванні їх спільно з пристроєм САК ВЕС дозволяє автоматизувати ряд функцій оперативного керування, та запропоновано спосіб і закон оптимального керування оптимального керування схемою приєднання інверторів для зміни схеми видачі потужності в ЕС.

### **Практична цінність роботи**

1. На основі теоретичних досліджень було виявлено, що для реалізації оптимального керування доцільно застосовувати двоконтурну САК ВЕС. Побудова ефективного алгоритму керування генеруванням ВЕС дозволить здійснювати оптимальне керування нормальними режимами ЕС в темпі процесу.

2. Розроблено алгоритм прийняття рішення щодо доцільності керуючих впливів і алгоритм оптимального керування генеруванням ВЕС, що при

застосуванні їх спільно з пристроєм САК ВЕС дозволяє автоматизувати ряд функцій оперативного керування.

3. За результатами проведених теоретичних досліджень на основі аналізу нерівномірності сумарного добового графіка локальної електричної системи можна визначити необхідний обсяг зсуву графіка споживання «активних споживачів» протягом доби для забезпечення максимального вирівнювання сумарного добового графіка.

4. Запропоновано спосіб і закон оптимального керування оптимального керування схемою приєднання інверторів для зміни схеми видачі потужності в ЕС. Алгоритмічна реалізація розробленого способу застосована для узгодження графіків генерування ВЕС з локальним електроспоживання балансується в АСК схемою видачі потужності ВДЕ.

5. Запропоновано варіант апаратної реалізації автоматизованої системи керування схемою видачі потужності ВЕС в локальних електричних системах. Пропонована автоматизована система керування ВДЕ базується на принципах функціонування Smart Grid, зі значною інтеграцією і автоматизацією процесів генерування, передачі і споживання електроенергії.

**Апробація результатів магістерської роботи.** Тему дослідження даної магістерської кваліфікаційної роботи, було обговорено на XLVIII Науково-технічній конференції факультету електроенергетики та електромеханіки, на секції електричних станції та систем в березні 2019 року.

**Публікації.** За результатами виконаних досліджень опубліковано 6 тез доповідей, 4 статті в збірниках науково - технічних конференцій.

## **РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ ОСОБЛИВОСТЕЙ РОБОТИ ВІТРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ**

### **1.1 Стан та загальна характеристика проблеми використання ВДЕ**

Розвиток вітрової енергетики, що спостерігається за останні час, обумовлений державною політикою сприяння розвитку альтернативних джерел енергії (зміни до Закону України «Про електроенергетику» від 01.04.2009, Розпорядження КМУ від 19.02.2009 «Про реалізацію інвестиційних проектів з будівництва вітроелектростанцій в Автономній Республіці Крим та Миколаївській області» тощо). Проте наразі відсутні науково обґрунтовані обсяги вітроенергетичних потужностей, які можливо розмістити в окремих регіонах України, виходячи з наявності вітру, економічної доцільності, екологічної безпеки, збереження стійкої роботи об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України, потреби в електроенергії в районах розміщення вітроелектростанцій (ВЕС) тощо. Інститутом відновлюваної енергетики НАН України та ДНПП «Укренергомаш» НКА України були розроблені Обґрунтування доповнення до «Енергетичної стратегії України на період до 2030 року» в частині розвитку вітроенергетики». НЕК «Укренерго» було розглянуте зазначене Обґрунтування доповнення до «Енергетичної стратегії України на період до 2030 року» і наданні пропозиції та зауваження листом від 31.12.2008 № 02/02-1-3/7867, які зводяться до того, що обсяги запланованих до введення вітроенергетичних потужностей мають узгоджуватись з існуючим станом та перспективним розвитком електроенергетичної галузі України [1].

НЕК «Укренерго» в межах своїх повноважень підтримує розвиток вітроенергетики, проте наполягає на тому, що забезпечення розвитку вітроенергетичної галузі та її роботи з максимальною ефективністю необхідне завершення розробки Енергетичної стратегії України в частині розвитку вітроенергетики з розробкою схеми розподілу вітрових потужностей по території країни та нормативних документів, що

визначатимуть умови паралельної роботи вітрових електростанцій з ОЕС України [2].

Серед основних проблем, які мають вирішуватись при прийнятті рішень при будівництві ВЕС і які потребують окремих досліджень в кожному конкретному випадку, є коло питань, пов'язаних з випадковою природою вітру. Так, характеристики вітру змінюються при переході до іншої місцевості, іншого сезону, а у різні роки різняться навіть в тій же точці та в тому ж сезоні; ці зміни носять випадковий характер, проте мають певні закономірності, які потребують вивчення стосовно конкретних умов. Швидкість вітру має змінний по висоті профіль, що залежить від характеру місцевості, підстилаючої поверхні, погоди та інших факторів.

Окрім того, вітровий потік має пульсуючу природу, спричинену турбулентністю, що впливає на режим роботи вітроустановок (ВЕУ). Вітроустановки мають енергетичну характеристику (здатність перетворювати кінетичну енергію вітру в електричну), яка на практиці може бути визначена лише наближено, в залежності від стабільності вітрового потоку. ВЕУ і самі здатні впливати на вітровий потік, спотворюючи його та змінюючи цим характер роботи сусідніх ВЕУ.

Стабільна робота ВЕС у складі локальної енергосистеми (ЛЕС) потребує знання не лише довготривалих перспектив генерування електроенергії, а й короткотермінових змін, тобто прогнозування на найближчі години та дні.

Так, при великих обсягах впровадження ВЕС до ЛЕС вони можуть помітно впливати як на загальну стабільність енергозабезпечення, включаючи режими проходження пікових навантажень, так і на економічну складову внаслідок зростання потреб у резервних потужностях [3-4].

Ступінь та характер цього впливу можна оцінити лише з певною імовірністю, беручи до уваги особливості конкретної ЛЕС, характерні вітрові режими територій розміщення ВЕС, доступну точність прогнозування, тощо.

Традиційні принципи та правила керування ЛЕС розроблялися з розрахунку на детерміновану природу генеруючих об'єктів, звісно з поправкою на технічну надійність обладнання та наявність випадкової складової в режимі споживання електроенергії. Однак наявність ВЕС вносить додаткову невизначеність, що може вимагати розробки спеціальних алгоритмів керування ЛЕС [5-6].

Зростання частки вітрових електростанцій у складі ЕЕС ускладнює можливості регулювання енергобалансу в силу випадкового характеру вітрової енергії. Одним з проблемних питань є зростання потреби у регулюючих потужностях, здатних компенсувати неочікувану зміну виробітку електроенергії на ВЕС. Важливими факторами при цьому є швидкість та амплітуда змін, їх узгодженість з добовими графіками споживання електроенергії та її виробництва іншими електростанціями. Вплив вітрових електростанцій на роботу ЛЕС аналізується переважно шляхом математичного моделювання [7]. Разом з тим, існує значний досвід практичного використання ВЕС, зокрема щодо зміни їх потужності при різких перепадах швидкості вітру. Так, за даними Міжнародної енергетичної агенції ІЕА, для ВЕС в екстремальних погодних умовах зафіксовано стрибки потужності зі швидкістю 10-35% номінальної потужності за годину (окремі значення – майже до 40%) [8]. Проте середній темп змін – 5% на 180 годину. Щодо змін за одну хвилину – зафіксовано максимальні значення 0,5-0,8% номінальної потужності. Розмах коливань потужності для одиничних агрегатів в цілому більший, ніж для ВЕС, що займають значну територію. Так, для 1- годинного осереднення стандартне відхилення зростає десь на третину при переході від великої кількості ВЕУ (понад 250) до малої (до 14 одиниць). На більш тривалих інтервалах часу можливі суттєвіші коливання потужності; в екстремальних ситуаціях вітроустановки зупиняють повністю.

Враховуючи, що грозовий фронт звичайно потребує 4-6 годин, щоб перетнути територію в сотні кілометрів, для такого часового масштабу актуальним є застосування різних методів прогнозування роботи ВЕС. Згідно

звіту Світової вітроенергетичної асоціації потужність енергії вітру у світі сягнула 336 327 МВт на кінець червня 2014 р., з них 17 613 МВт були додані у першій половині 2014 р. Таке зростання було суттєвим у першій половині 2013 р. та у 2012 р., коли були додані відповідно 13,9 ГВт та 16,4 ГВт. Загальна встановлена потужність енергії вітру на середину 2014 р. складає близько 4% світової потреби в електроенергії. Світова потужність енергії вітру зросла на 5,5% протягом шести місяців (після 5% у такий же період 2013 р. та 7,3 % у 2012 р.) та на 13,5 % в розрахунку на рік (середина 2014 р. у порівнянні з серединою 2013 р.). Для порівняння варто відзначити, що річні темпи зростання у 2013 р. були нижчими на 12,8 % [1]. Згідно з досвідом країн світу, певну частку виробленої ВЕС електроенергії енергосистема може поглинати практично без будь-яких складнощів, але при перевищенні цієї величини виникають труднощі як мережевого, так і режимного характеру.

Здебільшого порогова величина оцінюється як 10% від загального споживання електроенергії в країні. Інтегрування значних потужностей вітростанцій може серйозно впливати на роботу ЛЕС – її стабільність, надійність та економічність, а також істотно ускладнювати роботу диспетчерських служб. Це обумовлює ряд вимог до вітростанцій, виконання яких має передувати підключенню ВЕС до мережі. Зокрема, необхідні механізми компенсації змін потужності від номінальної до нульової протягом короткого часу. Виникають відповідні технічні вимоги до системи керування ВЕС [6]. Гострота вимог залежить від точності передбачення поточної потужності.

Важливо прогнозувати швидкість вітру та відповідну потужність ВЕС, щоб планувати роботу енергосистеми відповідно до робочих графіків та договірних зобов'язань. Якщо частка вітрової енергетики значна, то навіть малі похибки у прогнозі поведінки вітру спричинять значну погрішність у визначенні активної потужності, натомість точний прогноз здатен максимізувати прибутковість та мінімізувати ризики.



Продуктивність вітрових станцій змінюється відповідно до швидкості вітру, тоді як енергосистема має утримувати баланс між генеруванням та споживанням енергії. Вплив змін потужності ВЕС на керованість та стійкість ЛЕС є важливим чинником.

Таким чином, крупна ВЕС може стати вагомим дестабілізуючим фактором, що впливатиме навіть на сусідні енергосистеми за відсутності відповідного регулювання.

Для утримання ЛЕС в стабільному стані виробники енергії повинні постійно пристосовуватися до змінного навантаження з боку споживачів, використовуючи також системи акумулювання.

Однак для ВЕС характерними є додаткові коливання потужності внаслідок непостійності вітру. Якщо активна потужність ВЕУ може іноді бути знижена при зменшенні потреб у енергії, то збільшиться при зростанні потреб вона не може внаслідок обмеженої швидкості вітру. Тому чим більша частка вітрової енергії, тим важче утримувати баланс енергосистеми.

## **1.2 Конструкції вітрових електричних установок**

Вітрова енергетична установка – це агрегат, що перетворює кінетичну енергію вітру в інший вид енергії. В залежності від виду енергії, що генерується, вони можуть бути вітромеханічними та вітроелектричними.

Компоновка вітромеханічних установок здійснюється з наступних складових частин:

- ротор – система обертових аеродинамічних елементів (лопатеї), що приєднані до єдиного валу, і призначена для перетворення кінетичної енергії вітру в механічну енергію обертового валу. Ротор може бути надвітровим (в робочому стані розташовується відносно напрямку повітряного потоку перед опорою) і підвітровим ( в робочому стані розташовується відносно напрямку повітряного потоку за опорою);

- гондола – частина вітроустановки, що розташовується на вершині опори і служить для розміщення вузлів кріплення валу ротора, мультиплікатора, трансмісії та (або) інших елементів;

- опора (вежа, башта, щогла) – тримає гондолу та ротор над поверхнею землі. Висота опори вибирається не тільки з умови росту швидкості вітру, але й з врахуванням умов монтажу, ремонту, обслуговування, ваги та вартості;

- опорно-повертальний пристрій – служить для повертання гондоли та ротора навколо вертикальної вісі до напрямку повітряного потоку. Даний пристрій може мати допоміжний конструктивний елемент – віндрозу, що являє собою багатолопатевий ротор для приведення в дію опорно-поворотної системи у напрямку повітряного потоку;

- система керування поворотом гондоли – утримує вісь ротора у напрямі повітряного потоку з найменшим відхиленням (никанням);

- трансмісія – система для передачі крутного моменту від валу ротора до робочої машини.

### 1.2.1 Загальна побудова систем вітроенергетичних установок

Компоновка вітроелектричних установок має додаткові елементи в залежності від режимів роботи: при безпосередньому під'єднанні на навантаження або при роботі з акумулючими пристроями. Електрогенератор, як правило, розміщується в гондолі. Електротрансмісія здійснюється кабелями або через рухомі контакти. Автоматична система керування приймає інформацію про стан і роботу механізмів установки, обробляє її за заданою програмою та забезпечує запускання, підтримування робочих параметрів, а також зупинку установки в аварійних ситуаціях.

Лопаті є найбільш складним і дорогим елементом ВУ, в Україні до останнього часу не налагоджений випуск лопатей для ВУ потужністю в діапазоні 2...100 кВт. За кордоном проектуванням і виготовленням лопатей займаються найбільш розвинені фірми: авіаційні (Boeing), аерокосмічні, суднобудівельні. Складність виготовлення лопаті для швидкохідної ВУ

пояснюється високими вимогами, що висуваються до лопаті: висока міцність на розривання і вигинання, відносно невелика маса, здатність працювати в широкому діапазоні температур ( $-50^{\circ}\text{C} \dots +60^{\circ}\text{C}$ ), стійкість до обмерзання, точність форми профілю лопаті, низька шорсткість поверхні і т.д. Крім того, лопать має складну геометричну форму: повздовжнє гвинтове кручення, змінну хорду профілю за довжиною, обтічні торці лопатей і т.д. [28].

Силова трансмісія утворена валом ротора вітроустановки, встановленим в підшипниках, другий кінець валу через пружну (або іншу) муфту з'єднаний з тихохідним валом мультиплікатора, що задовольняє вимогам за передавальним відношенням, крутильному моменту, швидкості обертання, умовам мастила і т.д. Швидкохідний вал мультиплікатора через пружну муфту зв'язаний з навантаженням, для якого зазвичай використовується електрогенератор (або компресор). Вітроустановка містить гальмівний пристрій (стрічковий, дисковий або колодковий), розміщений найчастіше на швидкохідному валу мультиплікатора (або на другому вихідному кінці вала електрогенератора). Гальмівний пристрій повинен забезпечувати плавне гальмування ротора без перевантажень за моментом, що може досягатися уведенням до складу гальма пружної ланки (пружини) або дроселя у разі використання гідравлічного приводу в гальмівному пристрої. Для зменшення перевантажень за моментом, при гальмуванні роторів потужних вітроустановок часто застосовують спільно з гальмуванням валу ротора аеродинамічне гальмування поворотом лопаті, або поворотом її кінцевої частини, або гальмівним аеродинамічним щитком.

Для орієнтації ротора на вітер використовують поворот гондоли вітроустановки відносно опори, для чого застосовують опорний підшипник, встановлений між гондолою і опорою. Вітроустановки потужністю 0,1-1 кВт орієнтуються на вітер, як правило, за допомогою хвоста (флюгерного пристрою на консолі). Вітроустановки більшої потужності використовують для повороту гондоли на вітер ввідрозний черв'ячний механізм з додатковими одним або двома малими роторами [28]. Коли потужність

вітроустановки досягає 100 і більш кВт, то використовується електропривод (мотор-редуктор) з великим передавальним відношенням, який забезпечує низьку кутову швидкість повороту гондоли з тим, щоб понизити величину гіроскопічного моменту, що виникає на лопатях ротора.

При цьому блок керування виконавчим електродвигуном пов'язується з датчиком напрямку вітру, що встановлюється на гондолі вітроустановки і є анеморумбографом з власним хвостовим пристроєм.

У вітрових двигунів є дві основні класифікаційні ознаки: по-перше, у горизонтальній чи у вертикальній площині лежить вісь обертання ротора його вітрового колеса, а, по-друге, непорушно прикріплені лопаті вітрового колеса до основи або у них є можливість повертатися на певний кут відносно площини обертання колеса. Усі впроваджені в експлуатацію варіанти побудови ВЕС із числа працюючих паралельно з ЕЕС на спільні шини, мають вітрові двигуни з горизонтальною віссю обертання ротора вітрового колеса [29].

При компоновці конкретної установки, розробник повинен враховувати вимоги та кліматичні умови споживача, що в решті решт і впливає на кінцеву конструкцію вітроенергетичного агрегату.

На рисунку 1.1 зображені типи вітроприймних пристроїв з горизонтальною віссю обертання: 1 – однолопатевий ротор; 2 – дволопатевий; 3 – трилопатевий; 4 – багато лопатевий; 5 – багато лопатевий велосипедного типу; 6 – барабанний; 7 – ротор, що направлений назустріч потоку вітру; 8 – ротор, що розташований за потоком (за опорою); 9 – ротор з пневматичною передачею потужності; 10 – парусне крило; 11 – ротори з дифузором та з концентратором; 12 – установка з декількома роторами; 13 – ротори із зустрічним обертанням; 14 – ротор Савоніуса; 15 – ротор, що використовує енергію вільних вихрів.

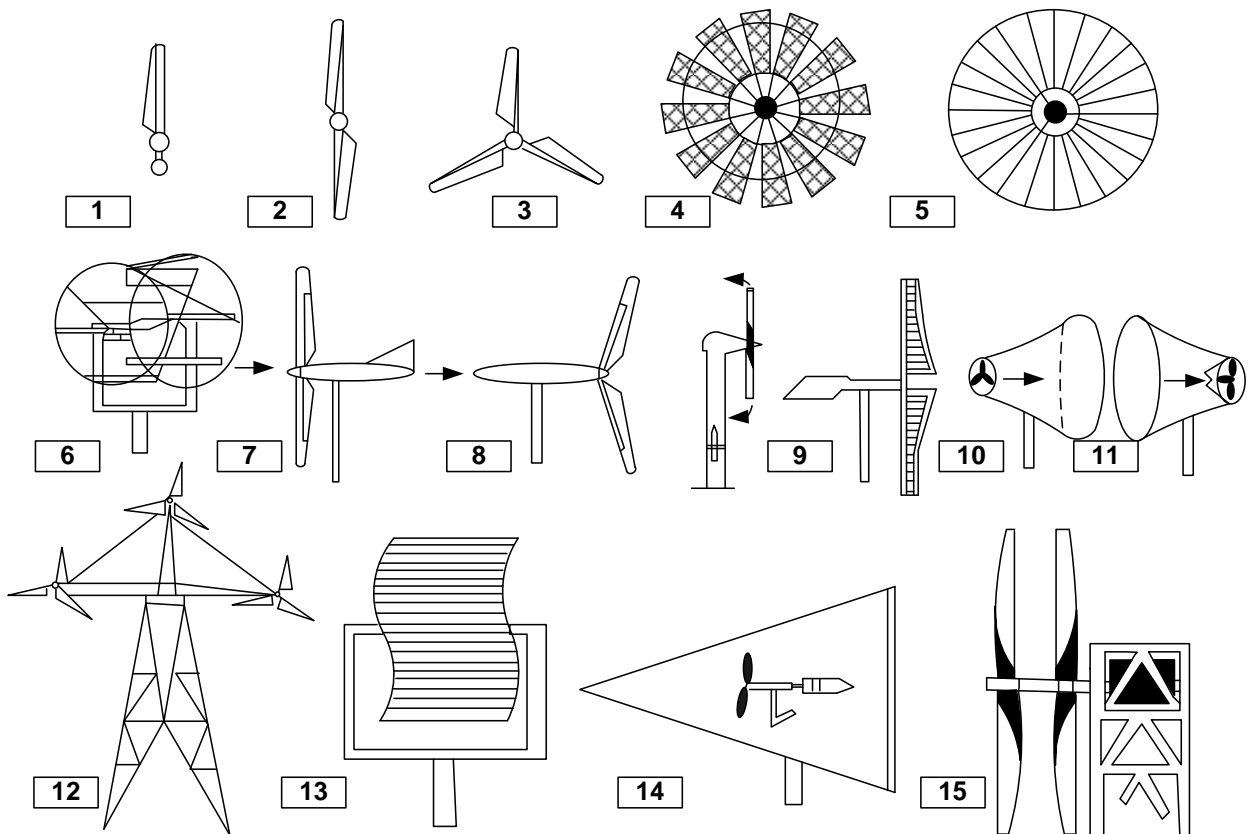


Рисунок 1.1 - Типи вітроприймних пристроїв з горизонтальною віссю обертання

На рисунку 1.2 зображено типи вітроприймних пристроїв з вертикальною горизонтальною віссю обертання та використанням сили опору і з використанням підйомної сили: 1- ротор Савоніуса; 2 – ротор Савоніуса багато лопатевий; 3 – ротор пластинчастий; 5,6 – ротор Дар'є з різною конфігурацією лопатей; 7 – ротор з прямими криловими лопатями; 8 – вітряна турбіна.

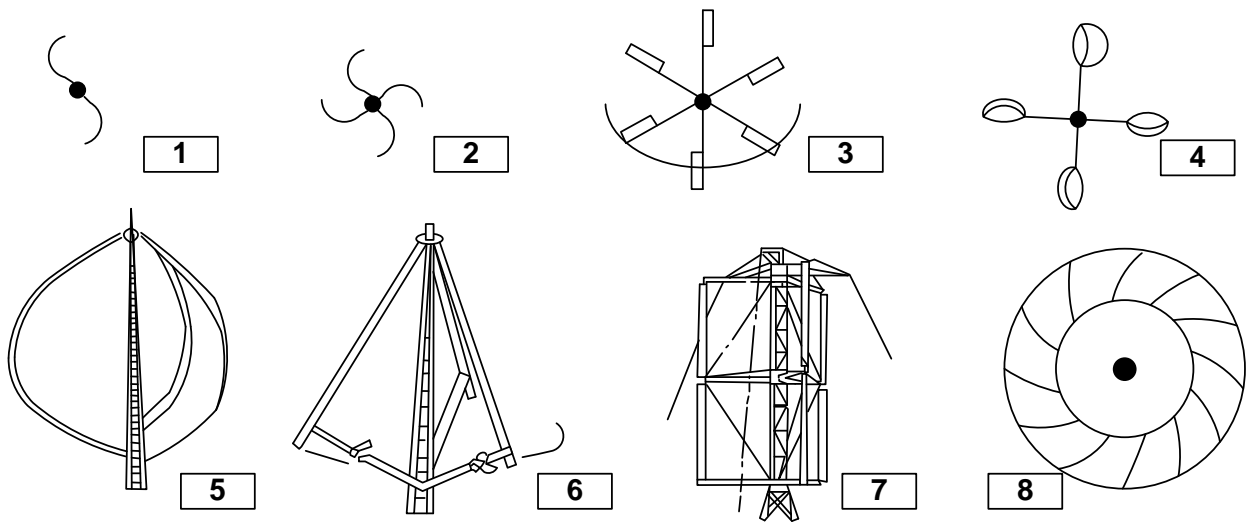


Рисунок 1.2 - Типи вітроприймних пристроїв з вертикальною віссю обертання та використанням сили опору

На рисунку 1.3 зображено типи вітроприймних пристроїв з вертикальною віссю обертання комбінованого типу та обертання інших типів: 1 – ротор Дар'є-Савоніуса; 2 – ротор Савоніуса щільовий; 3 – ротор з використанням ефекту Магнуса; 4 – з рухомими поверхнями; 5 – ротор з дефлектором; 6 – сонячно-вітровий пристрій; 7 – ротор з турбіною Вентурі; 8 – ротор з вихровим пристроєм.

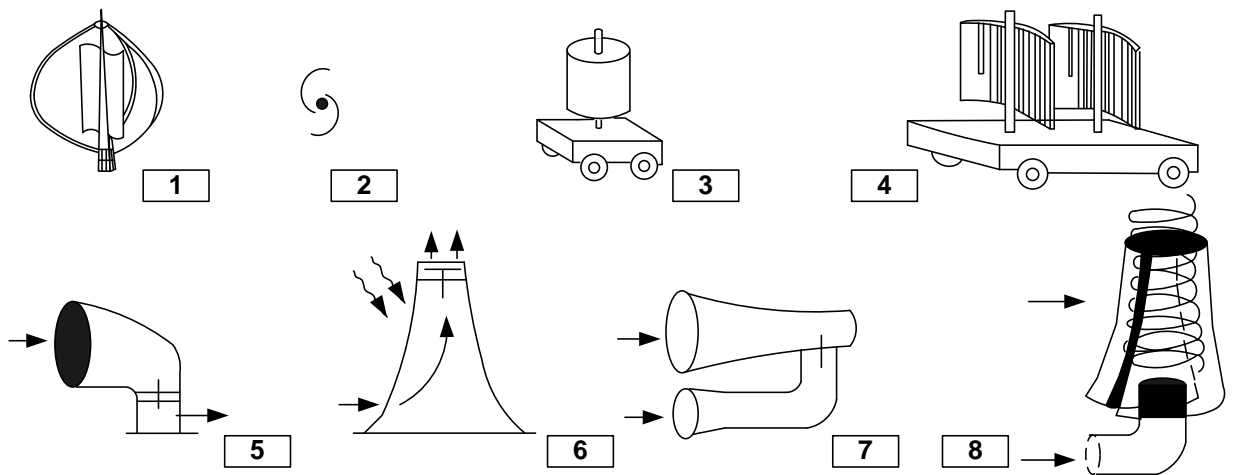


Рисунок 1.3 - Типи вітроприймних пристроїв з вертикальною віссю обертання комбінованого типу та обертання інших типів

### 1.3 Схеми використання електричної енергії виробленої ВЕУ

Основними моментами, які розглядаються під час обговорення схем, пов'язаних з перетворенням енергії вітру в електричну енергію, є: вид виробленої електроенергії (змінна напруга змінної або постійної частоти або постійна напруга) частота обертання вітродвигуна (постійна, близька до постійної або змінна), характер використання виробленої електричної енергії (застосування акумуляторних батарей або акумулювання за допомогою інших способів, видача електроенергії в мережу змінного струму).

Безпосереднє вироблення постійного струму здійснюється в даний час практично тільки на малих ВЕУ потужністю не більше 10-20 кВт. В цьому випадку не потрібна постійна частота обертання вітродвигуна і зазвичай застосовуються акумуляторні батареї. Відносно невеликі потреби в енергії в досить віддалених пунктах можуть бути задоволені шляхом використання таких ВЕУ.

Акумулювання енергії вітру в формі тепла з метою подальшого його використання може бути здійснено при застосуванні ВЕУ змінної напруги з частотою, що змінюється або ВЕУ постійної напруги в комплексі з електричним тепловим акумулюючим пристроєм. Очевидно, що частота обертання вітродвигуна в цьому випадку не обов'язково повинна бути постійною. Можливо також застосування випрямних пристроїв для отримання постійної напруги, яке може бути використано безпосередньо або ж після його інвертування в змінну напругу постійної частоти.

З самого початку було визнано, що великомасштабне отримання електричної енергії за рахунок використання енергії вітру має проводитися у вигляді змінної напруги постійної частоти для можливості подачі електроенергії в мережу об'єднаної енергосистеми. Початкові спроби створення ВЕУ великої потужності в значній мірі пов'язані з використанням вітродвигунів з постійною частотою обертання вітроколеса, з'єднаного з синхронним генератором. Як приклад може служити ВЕУ Сміт Путнем потужністю 1250 кВт. Для того щоб виробляти змінну напругу постійної

частоти, При якому електроенергія могла б бути подана в енергосистему, асинхронний генератор вимагає обертання вітродвигуна з частотою, близькою до постійної.

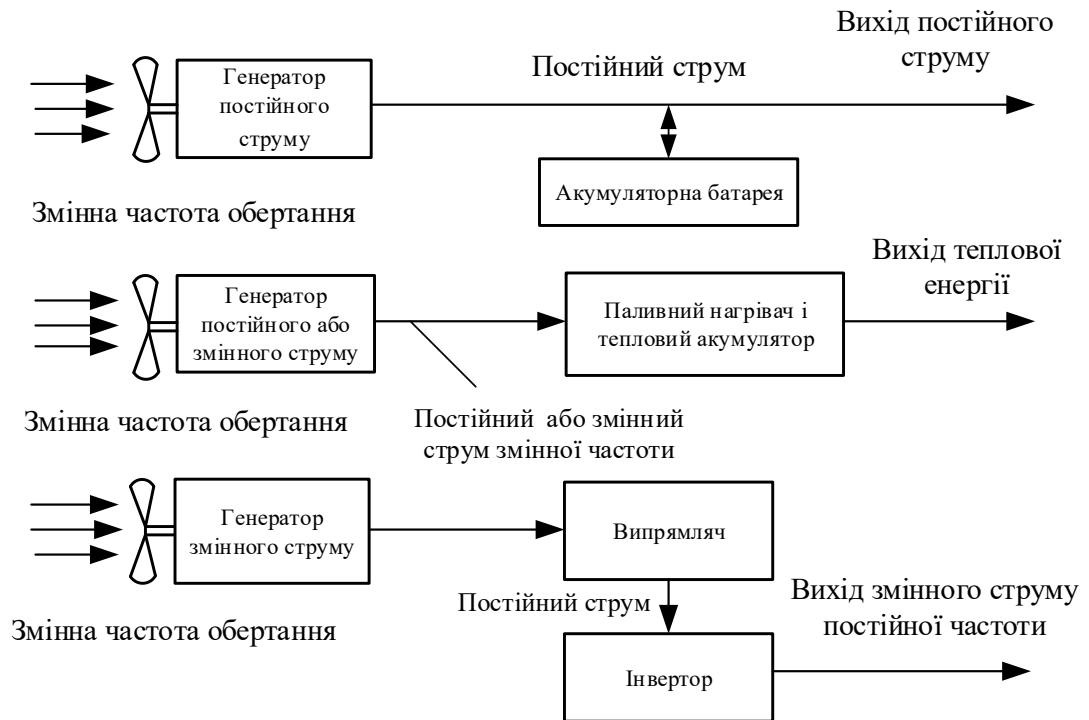


Рисунок 1.4 - Схеми використання електричної енергії, виробленої ВЕУ, при її ізольованій роботі.

Переваги і недоліки синхронних і асинхронних генераторів з точки зору їх застосування в ВЕУ були викладені. Технологія виробництва як синхронних, так і асинхронних генераторів добре відпрацьована і дуже досконала. Тому Керування NASA-LeRC активно здійснює велику програму будівництва і випробувань експериментальних ВЕУ: з постійною частотою обертання вітродвигуна, обладнаних синхронними генераторами, що виробляють змінну напругу постійної частоти.

Інший підхід, який останнім часом привертає увагу, полягає в тому, щоб дати можливість вітродвигунам обертатися зі змінною оптимальною частотою, регульованою відповідно до зміни швидкості вітру, і з



застосуванням генеруючих систем, що забезпечують в цих умовах отримання змінної напруги постійної частоти, при якому електроенергія може бути подана в існуючі енергосистеми.

Методи отримання змінної напруги постійної частоти при змінній частоті обертання валу приводу зводяться до двох великих груп: диференціальних і недиференціальних.

Перші реалізуються в схемах з синхронними генераторами (з допомогою механічних пристроїв, що забезпечують отримання постійної частоти обертання генераторів (редукторів із змінним передавальним відношенням, пристроїв з гідравлічною передачею потужності), а також за допомогою електричних пристроїв, що компенсують зміну частоти обертання за допомогою живлення обмотки збудження напругою з частотою ковзання, що дорівнює різниці частоти обертання ротора генератора і частоти напруги енергосистеми, на яку працює генератор.

Недиференціальні методи можуть бути реалізовані через статичні пристрої зміни частоти за схемою перетворення: змінна напруга - постійна напруга - змінна напруга шляхом застосування обертових пристроїв - колекторних генераторів змінного струму, циклоконверторів і перетворювачів частоти з амплітудною модуляцією частоти. В останньому випадку може бути використана високочастотна або низькочастотна модуляція.

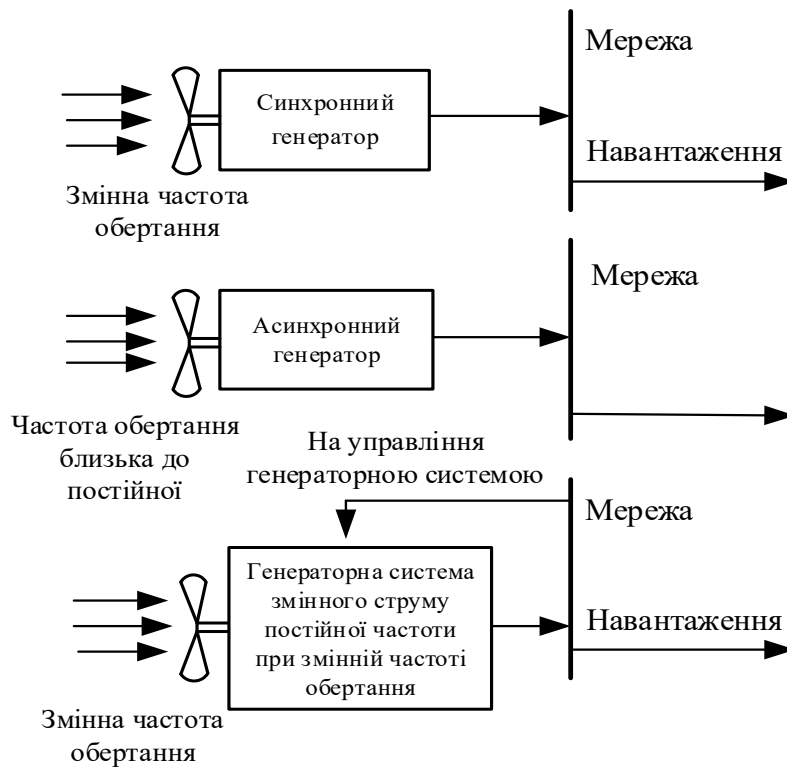


Рисунок 1.5 - Схеми використання електричної енергії, виробленої ВЕУ, при її роботі в енергосистемі.

Рис. 1.4 і 1.5 ілюструють схеми використання ВЕУ при їх автономній роботі і при роботі в енергосистемах. У зв'язку з наявністю прийнятних за вартістю потужних тиристорів і діодів частина дослідних робіт спрямована в даний час на створення генераторних систем змінної напруги постійної частоти при змінній частоті обертання вітроколеса.

У числі розробок, що ведуться в цьому напрямку, слід згадати роботи Університету штату Вісконсін (Медісон) над схемою «змінна напруга - постійна напруга - змінна напруга». В Університеті штату Вісконсін (Мілуокі) як можливі варіанти розглядаються схеми з колекторним генератором змінного струму і з асинхронним генератором. У Оклахомському університеті (Стіллуотер) для ВЕУ розробляються генераторні схеми з модульованою вихідною напругою.

Найбільш проста схема включає синхронний генератор, що працює паралельно з енергосистемою. Оскільки зазвичай потужність енергосистеми

на багато більше потужності ВЕУ, електрична машина буде перебувати в синхронізмі в широкому діапазоні зміни потужності, що виробляється вітродвигуном. Недоліки застосування синхронної машини полягають у тому, що при певних вітрових умовах вона може переходити на роботу в режим двигуна і споживати енергію з енергосистеми, а при різких поривах вітру з'являється велика ймовірність випадання її з синхронізму. Подальша синхронізація машини і підключення її до енергосистеми є складним процесом.

Якщо асинхронна машина приводиться в обертання з частотою, більшою, ніж синхронна частота, вона працює як генератор. До тих пір, поки під дією приводу частота обертання машини перевищує синхронну частоту, вона подає електроенергію в енергосистему з частотою, рівній частоті мережі. Однак використання в ВЕУ асинхронної машини має три наступні недоліки:

1. При одному і тому ж вітровому режимі вона виробляє менше енергії, ніж синхронна машина;
2. Вона працює з меншим коефіцієнтом потужності ( $\cos \phi$ ), обумовленим великими струмами намагнічування, які приблизно пропорційні квадрату напруги;
3. Вона дорожча в порівнянні з синхронною машиною. Однак слід зазначити, що останній недолік компенсується зниженням витрат на механізми системи регулювання, оскільки в разі використання асинхронної машини допускається менш точна підтримка частоти обертання вітроколеса.

Перетворення електричної енергії за схемою «змінна напруга - постійна напруга - змінна напруга» здійснюється наступним чином. Змінна напруга змінної частоти від синхронного генератора перетворюють спочатку в постійну напругу, а потім в змінну напругу необхідної постійної частоти для подачі електроенергії в енергосистему. Томас Перкі запропонував модифікацію цієї схеми використанням генератора постійного струму,

поєднаного з обертовим перетворювачем напруги. Але потужність генераторів постійного струму обмежена їх розмірами, а обертові перетворювачі напруги малоефективні. Перетворення за схемою «змінна напруга - постійна напруга - змінна напруга» може бути успішно здійснено на базі напівпровідникових приладів. Такі перетворювачі потужністю від одного до декількох мегават широко застосовуються на передачах постійного струму високої напруги. Їх недоліком є висока вартість. Однак при розташуванні ВЕС великої потужності на значній відстані від енергосистем саме передачі постійного струму виявляються найбільш ефективними.

### 1.3.1 Класифікація ВЕУ за типом споживачів

*Автономні ВЕУ* мають систему акумулювання електроенергії. Оскільки вітер не постійний, то вони експлуатуються для постійного забезпечення споживача електроенергією зазвичай спільно з мережею або з дизель-генераторами або з Сонячними панелями. При цьому економія палива дизель-генератора складає близько 80%, так само і взяття енергії із загальної мережі.

*Мережеві ВЕУ* працюють спільно з мережею, але при цьому не вимагають акумулювання електроенергії. При цьому споживач користується як енергією вітру, так і енергією з мережі за відсутності вітру. Надлишки енергії вітру в період малого споживання спрямовуються в загальну мережу.

*Схеми використання ВЕУ різними типами споживачів*

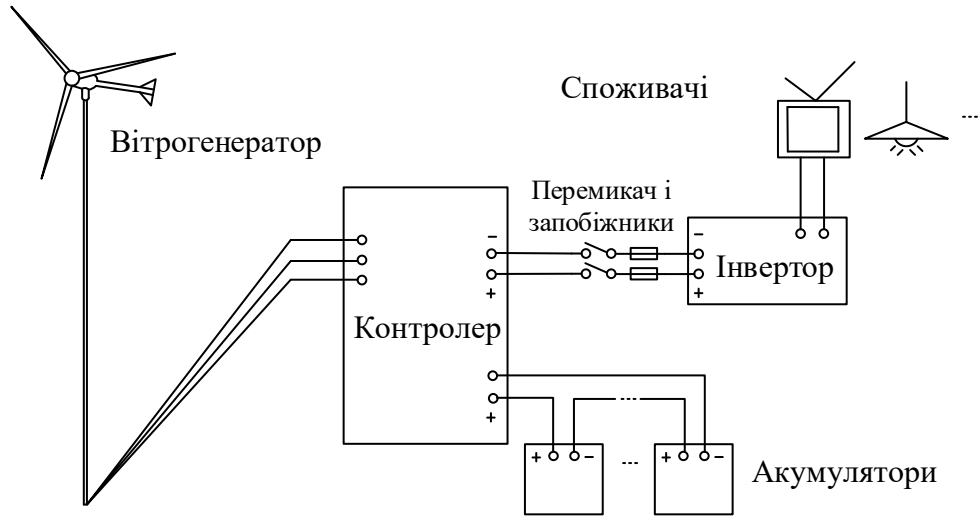


Рисунок 1.6 - Схема автономної off-grid системи

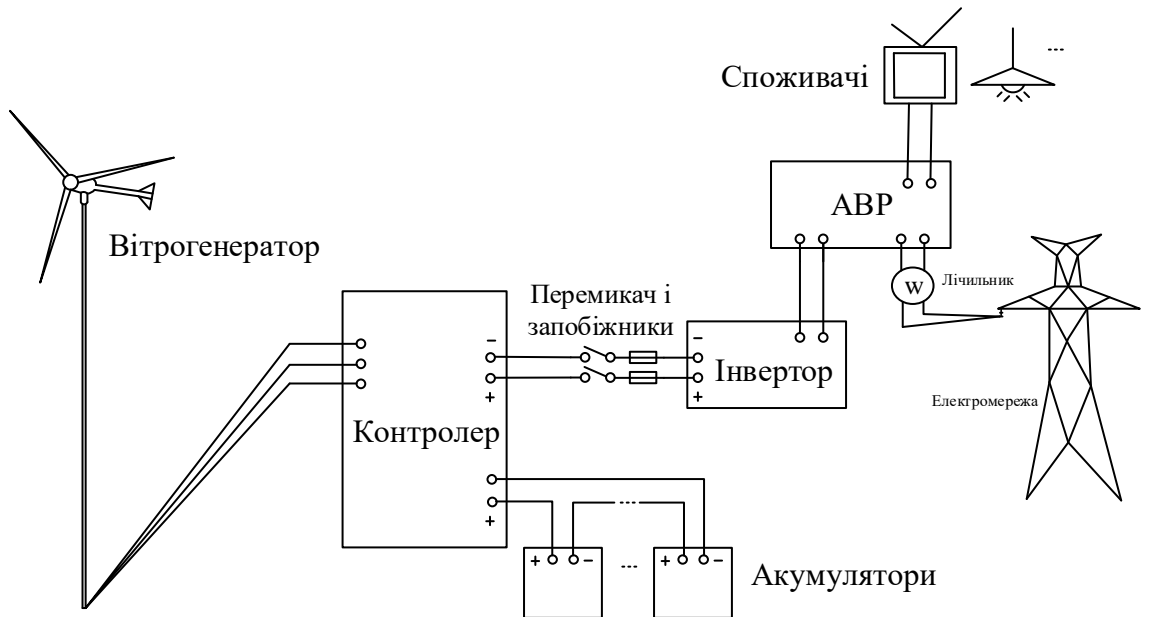


Рисунок 1.7 - Схема автономної off-grid системи паралельно з мережею

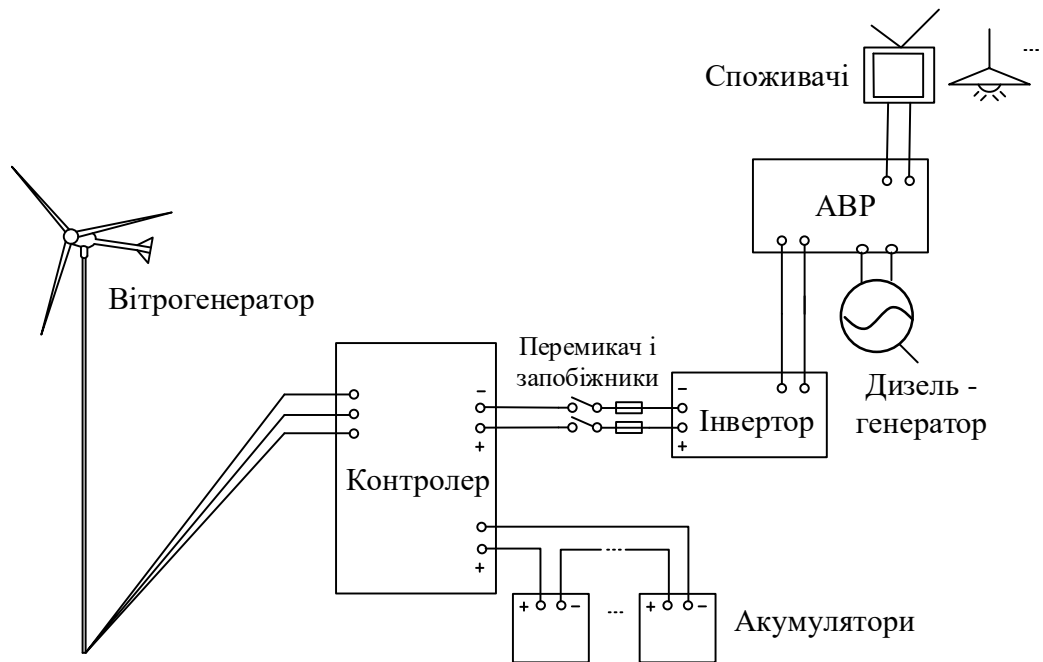


Рисунок 1.8 - схема автономної off-grid гібридної системи з дизель-генератором

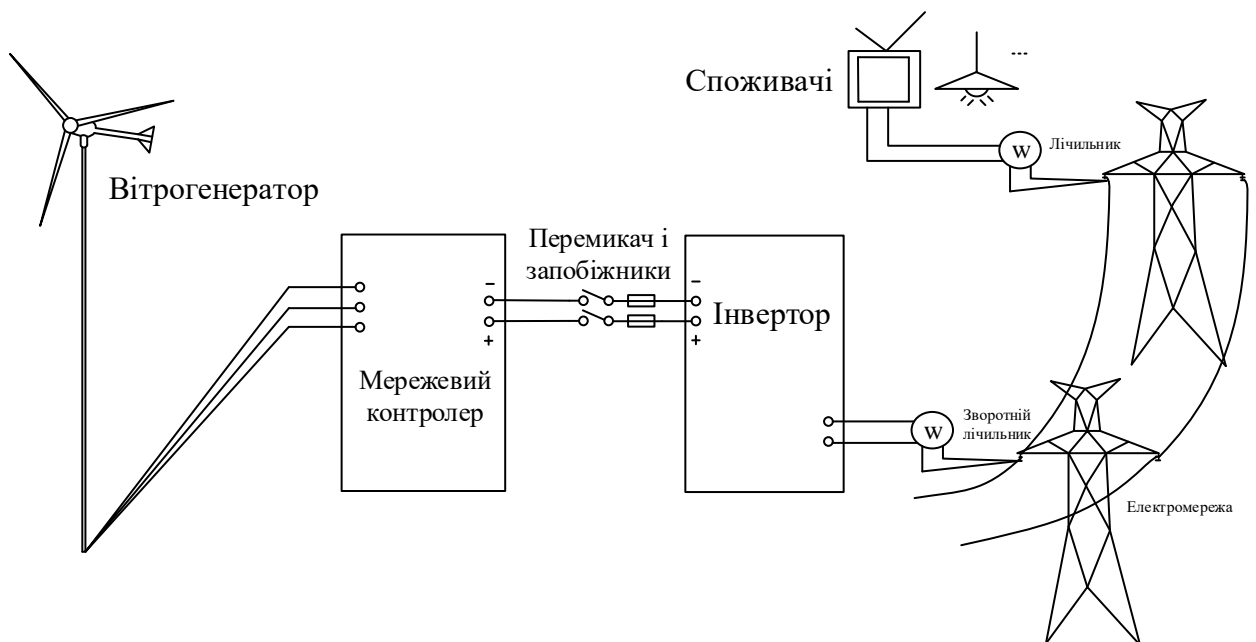


Рисунок 1.9 - Схема автономної on-grid системи

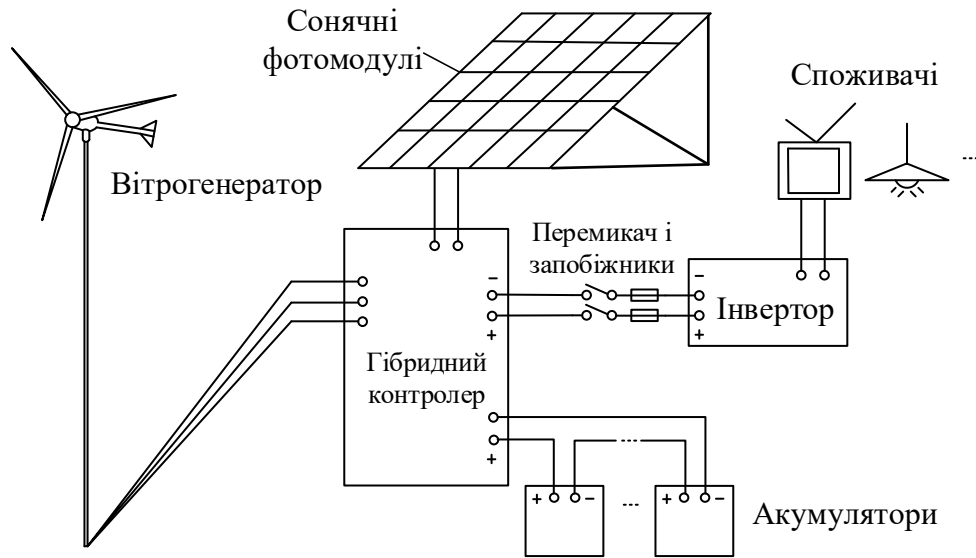


Рисунок 1.10 - Схема автономної off-grid гібридної системи з сонячними панелями

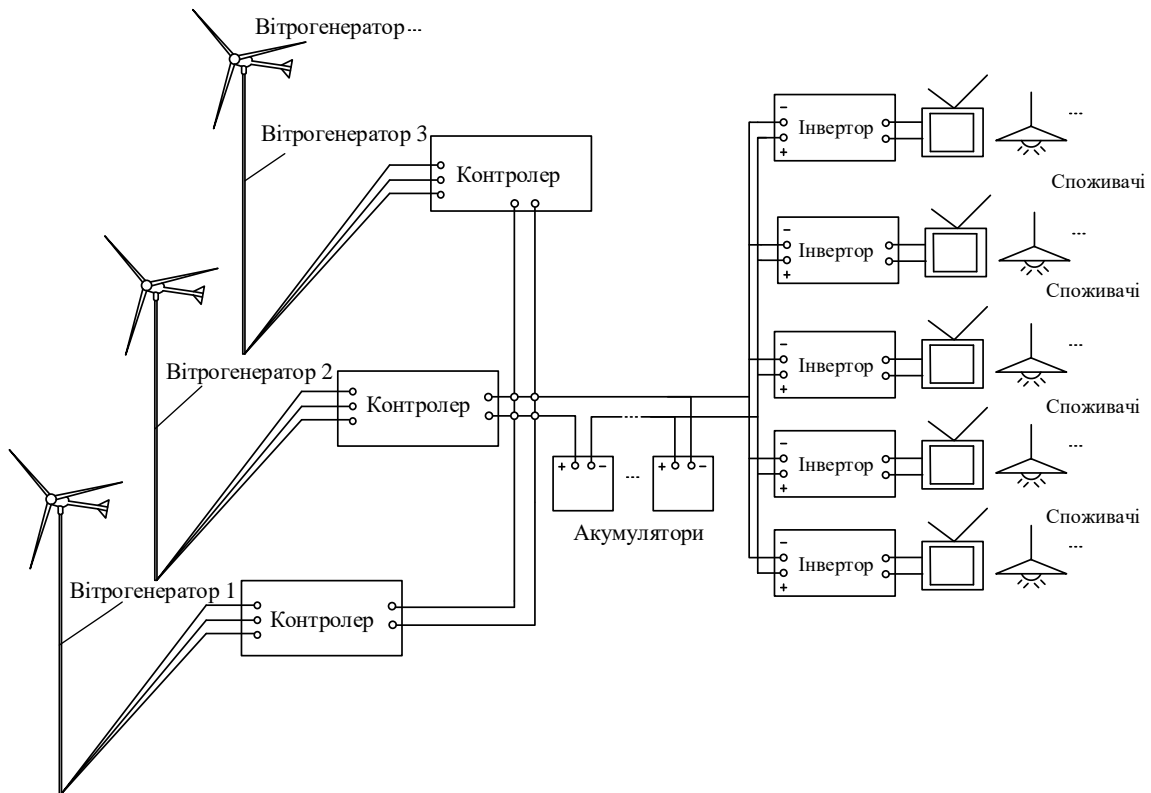


Рисунок 1.11 - Схема автономної off-grid системи з власною локальною мережею

#### **1.4 Аналіз методів розрахунку втрат електроенергії враховуючи електроенергію, вироблену на вітрових електростанціях**

Втрати енергії в мережі є одним з ключових факторів, що впливають на економічну експлуатацію енергетичних систем. Тому точний розрахунок втрат електроенергії, буде мати великий позитивний вплив на планування, експлуатацію та керування всіма аспектами мережі. Через хаотичність вітроенергетичних ресурсів, енергія вітру збільшується ймовірно це може привести до зниження втрат потужності системи. Таким чином, дослідження за методом розрахунку втрат енергії мережі, що містить інтеграцію вітру має дуже важливе практичне значення. В даний час є багато способів розрахунку теоретичних втрат енергії лінії, та в мережі в цілому, але ці способи мають деякі обмеження, такі як, зміни кривої навантаження. Ця стаття являє собою поліпшений метод еквівалентної потужності для розрахунку втрат енергії, інтеграції вітру, з врахуванням впливу кривої навантаження, і випадкові флуктуації енергії вітру, що дає можливість використання коефіцієнта форми навантаження для корекції середньої потужності, обчислення потоку потужності, використовуючи еквівалентну потужність, можна розрахувати втрати енергії більш точно.

Зважаючи на екологічно чисті та економічні можливості, використання відновлюваних джерел енергії має швидкий розвиток. Відновлювана енергія вважається одним з ефективних заходів для досягнення економії електроенергії, і може частково замінити традиційна джерела живлення. Через випадковий характер вітроенергетичних ресурсів, енергія вітру, може збільшуватись або зменшуватись, що призводить до зниження втрат в системі. Таким чином, дослідження методів розрахунку втрат електроенергії, що містять вітрові джерела енергії, має дуже важливе практичне значення.

В попередніх дослідження зазвичай враховують енергію вітру, що дорівнює звичайній потужності, з огляду на його вихідну потужність в певний момент часу для вивчення його впливу на втрати в мережі та обчислення величини зміни втрат потужності. Насправді, тільки з



урахуванням вихідних характеристик енергії вітру, ми можемо обчислити втрати потужності з урахуванням обліку випадковості енергії вітру, і на виході отримати більш точний аналіз впливу потужності вітру на втрати електроенергії в розподільній електричній мережі.

Втрати потужності відносяться до втрат тепла в процесі передачі енергії в мережі. Покази лічильника, різниця фактичної постачання електроенергії та її продаж, розрахунок мережі, фактичні втрати електроенергії, відомі як статистичні втрати електроенергії в лінії. Так як втрати статистичної енергії в лінії містять також невідомі втрати (наприклад, помилки лічильника, помилки читання показників, злодійство і т.д.), він не може точно відображати реальну ситуацію в мережі та реальні втрати лінії [1].

Теоретична втрата електроенергії в лінії базується на параметрах елементів мережі, режимі роботи та розподілу перетоку і фактичні умови завантаження потужності системи, а потім на розрахунку втрат лінії. На сьогоднішній день існує багато теоретичних методів розрахунку втрат в лінії, такі як поточний метод, середній метод струму, поточний максимальний метод, метод коефіцієнта втрат, метод еквівалентного опору [2] і т.д. Проте, ці методи, мають деякі обмеження, серед яких не точний розрахунок з урахуванням зміни графіка навантаження, фактична потужність кожного вузла навантаження, напруга вузла, великий обсяг обчислень, ще не дійшли до практичного застосування і так далі.

Зі збільшенням рівня автоматизації системи живлення, різні системи вимірювань, такі, як інтелектуальні лічильники, в даний час державні електроенергетичні компанії різних країні світу мають на меті здійснити перехід до лічильників електроенергії реального часу, вони можуть збирати дані про споживання електроенергії в режимі реального часу, збирати дані з віддалених вузлів, напругу, струм, активну, і реактивну потужність та інші дані кожного вузла навантаження, таким чином, забезпечується надання

більш точних даних для розрахунку теоретичних втрат в лінії мережі, що робить більш точним розрахунок втрат в мережі.

Якщо класифікувати графіки навантаження для кількох типових видів, і проаналізувати вплив різних факторів на втрати потужності отримаємо розрахунок наведений в [3]. Також можна використовувати еквівалентний метод розрахунку живлення [4] і його вплив в розподілі втрат. В дослідженні показано як правильно планувати підключення відновлюваних джерел енергії, їх розташування і кількість для створення системи розподілу мережі та одержання мінімальних втрат потужності [5].

Вчені сьогодні активно вивчають питання розташування та необхідної кількості ВДЕ та їх вплив на втрати потужності розподільної мережі [6]. Проте, в цих статтях використовують формули для отримання втрат потужності тільки на певний момент або відрізок часу, який не враховує графік навантаження ВДЕ, а також вплив на керування втратами в мережі. Очевидно, що різноманітність відновлюваних джерел енергії, підключених до мережі, буде мати більший вплив на графіки навантаження.

Також детально вивчаються питання аналізу втрат потужності в лінії розподільчої мережі в реальному часі, вимірювання даних про завантаження, обговорюється питання втрат потужності різних рівнів напруги і різних елементів розподільної мережі [1], але тільки з урахуванням високої швидкості збору даних і точності прогнозування навантаження для поліпшення теоретичної точності втрат, що не дозволяє використовувати прості методи для підвищення точності розрахунку теоретичних втрат потужності в лінії, дані вимірювань через отримання з існуючих методів вимірювання.

Результати розрахунку простої структури мережі та іншої типової мережевої структури, що використовують різні дані вітропарків, їх порівняння, в даній роботі запропоновано поліпшення еквівалентного методу живлення, наведено більш точний в обчисленні споживаної потужності, ніж традиційний метод середньої потужності, в тому числі його застосовності

для різних вітрових умов. За допомогою описаного вище методу для розрахунку втрат потужності, можна зробити кількісний аналіз ефекту живлення інтеграції вітру на втрати в лінії, і таким чином, щоб направляти дизайнерам які проектують розташування інтеграції, створення та експлуатацію ВЕС, режими використання енергії вітру та інших відновлюваних джерел енергії.

### **1.5 Аналіз впливу режимів роботи ВЕС на втрати активної потужності в мережі**

Зростання частини вітроенергетики і необхідність стійкої роботи енергосистеми призводять до зростання транзитних або наскрізних перетоків електроенергії між електричними мережами об'єднаними на паралельну роботу в енергосистему. Збільшення транзитних перетоків призводить до появи додаткових втрат електроенергії, які впливають як на собівартість генерування, так і на рівень складності диспетчерського керування в порівнянні з експлуатацією електричних мереж без умовно прогнозованої електроенергії генерується ВДЕ.

На рис. 1.12 наведені можливі схеми приєднання ВДЕ в ЕС, які істотно відрізняються впливом на потоки потужності і, відповідно, на втрати потужності та електроенергії в мережі. На рис. 1.12 (а) ВЕС приєднані до шин підстанції. В цьому випадку трансформатор розвантажується на потужність, яка виробляється ВЕС, і в результаті зменшуються навантажувальні втрати в трансформаторі. У лініях електропередачі втрати не змінюються. У варіанті, показаному на рис. 1.12 (б), розвантажуються як трансформатор підстанції, так і частина ЛЕП, яка забезпечує додаткове зменшення втрат потужності. Оскільки зменшується потік потужності, то зменшуються також втрати напруги, яке сприяє поліпшенню рівнів напруги на шинах підстанцій 10 / 0,4 кВ.

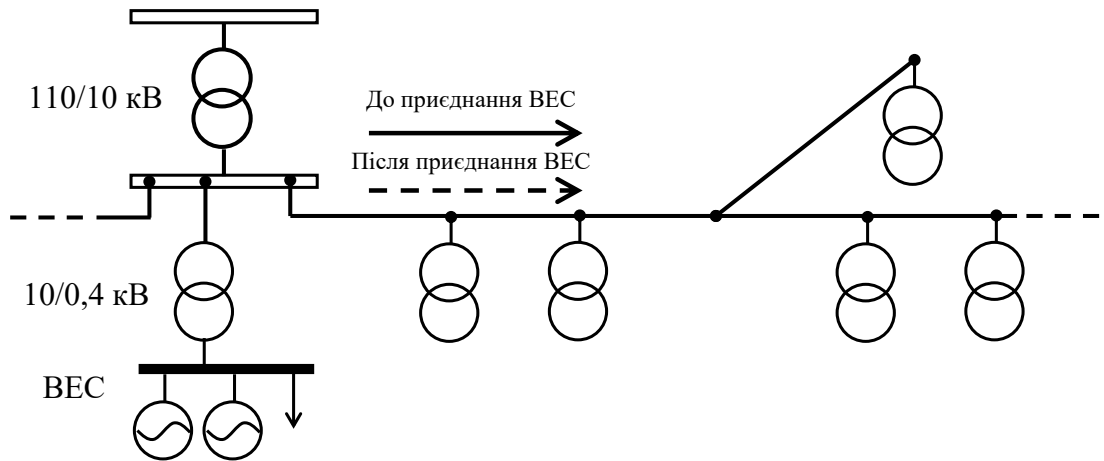


Рисунок 1.12 (а). Варіанти приєднання ВДЕ в електричній мережі

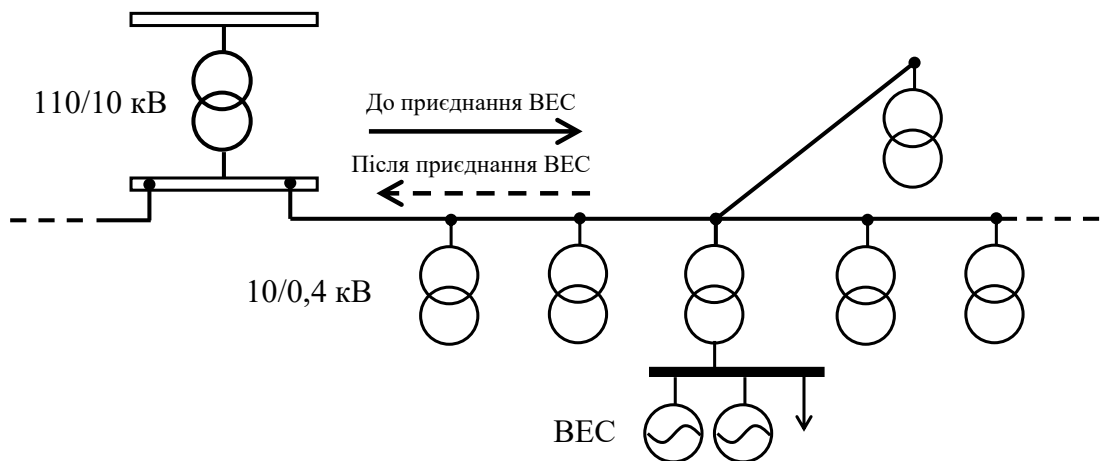


Рисунок 1.12 (б). Варіанти приєднання ВДЕ в електричній мережі

Виходячи з типових схем приєднання ВЕС до розподільних мереж, при певних потужностях генерування вони частково компенсують потоки потужності, які зумовлені навантаженням споживачів, і надходження електроенергії з боку системи зменшується. Разом з цим зменшуються втрати електроенергії в розподільних мережах. Загалом їх можна оцінити як:

$$\Delta W = \frac{S_{\text{сист}}^2}{U_{\text{н}}^2} r_{\text{ек}} k_{\phi}^2 T_{\text{п}} = \frac{(P_{\text{нав}} - P_{\text{г}})^2 + (P_{\text{нав}} \operatorname{tg} \phi_{\text{н}} - P \operatorname{tg} \phi_{\text{г}})^2}{U_{\text{н}}^2} r_{\text{ек}} k_{\phi}^2 T_{\text{п}}, \quad (1.1)$$

де:

$S_{\text{сист}}$  - повна потужність, яка приходить до шин приєднання ВЕС з боку системи в режимі середніх навантажень;

$P_{\Gamma}, P_{\text{наб}}$  - середні потужності, відповідно, ВЕС і суміжній навантаження;

$U_{\text{н}}$  - номінальна напруга ЕС;

$r_{\text{ек}}$  - еквівалентний опір ЕС, визначене з урахуванням приведення навантажень до  $U_{\text{н}}$ ;

$k_{\phi}$  - коефіцієнт форми графіка навантаження споживачів, суміжних з ВЕС;

$T_{\text{п}}$  - тривалість звітного періоду.

Вирази для наближеного визначення втрат електроенергії в ЕС в залежності від типу і потужності генераторів ВЕС мають такий вигляд:

- для випадку застосування синхронних генераторів (СГ)

$$\Delta W_{\text{ср}} = \frac{P_{\Gamma}^2(1 + \text{tg}^2\phi_{\Gamma}) + P_{\text{наб}}^2(1 + \text{tg}^2\phi_{\text{н}})}{U_{\text{н}}^2} r_{\text{ек}} k_{\phi}^2 T_{\text{п}} - \frac{2P_{\Gamma}P_{\text{наб}}(1 + \text{tg}\phi_{\Gamma}\text{tg}\phi_{\text{н}})}{U_{\text{н}}^2} r_{\text{ек}} k_{\phi}^2 T_{\text{п}} \quad (1.2)$$

для випадку застосування асинхронних генераторів (АГ)

$$\Delta W_{\text{ср}} = \frac{P_{\Gamma}^2 + P_{\text{наб}}^2(1 + \text{tg}^2\phi_{\text{н}}) - P_{\Gamma}P_{\text{наб}}}{U_{\text{н}}^2} r_{\text{ек}} k_{\phi}^2 T_{\text{п}}, \quad (1.3)$$

З метою оцінки заходів впливу різних типів генераторів ВЕС на втрати електроенергії в розподільних мережах введені коефіцієнти впливу, які характеризують відношення втрат електроенергії в ЕС до і після введення розосередженого генерування в експлуатацію [15]:

$$k_{\Delta W_{\text{ср}}} = 1 + \frac{P_{\Gamma}^2(1 + \text{tg}^2\phi_{\Gamma}) - P_{\Gamma}P_{\text{наб}}}{P_{\text{наб}}^2(1 + \text{tg}^2\phi_{\text{н}})} - \frac{P_{\Gamma}(1 + \text{tg}^2\phi_{\Gamma}\text{tg}^2\phi_{\text{н}})}{P_{\text{наб}}(1 + \text{tg}^2\phi_{\text{н}})} \approx \left( \frac{P_{\Gamma}}{P_{\text{наб}}} - 1 \right)^2 \quad (1.4)$$

$$k_{\Delta W_{\text{гр}}} = 1 + \frac{P_{\text{г}}^2}{P_{\text{нав}}^2 (1 + \text{tg}^2 \phi_{\text{н}})} - 2 \frac{P_{\text{г}}}{P_{\text{нав}} (1 + \text{tg}^2 \phi_{\text{н}})} = \left( \frac{P_{\text{г}}}{P_{\text{нав}}} - 1 \right)^2 \cos^2 \phi_{\text{н}} + \sin^2 \phi_{\text{н}}. \quad (1.5)$$

З наведених виразів видно, що збільшення втрат в розподільних мережах за рахунок роботи ВЕС буде мати місце лише в разі, коли середня потужність генерації станції буде перевищувати аналогічний показник суміжній навантаження вдвічі.

Оцінити вплив джерел енергії на втрати потужності в гілках ЕС можливо за результатами розрахунків нормальних режимів. Однак виділити в цих втратах складову від ВЕС проблематично. Складність завдання оцінки впливу режимів роботи ВЕС на втрати потужності в ЕС полягає в тому, що втрати потужності залежать від перетоків у вітках схеми мережі нелінійно і скористатися методом накладення неможливо. В інженерній практиці використовується ряд методів, які дозволяють виконувати розрахунок зазначеної складової втрат як з однозначно заданої інформацією, так і з ймовірно-статистичними оцінюванням втрат [16]. Використання даних методів в розімкнутих розподільних мережах, як правило, призводить до виникнення похибки, допустимої на етапі планування режимів ЕМ. Однак, в замкнутих ЕС збільшується вплив нелінійності функції втрат потужності, яка може викликати суттєві помилки обчислення додаткових технічних втрат електроенергії в разі відхилення режиму ЕС від планового.

В [17] показано, що втрати потужності в гілках ЕС визначаються як:

$$\Delta \dot{S}_g = \mu \dot{S}, \quad (1.6)$$

де:

$\Delta \dot{S}_g$  - вектор втрат потужності в вітках схеми;

$\mu$  – матриця коефіцієнтів розподілення втрат потужності в віках схеми ЕС в залежно від потужності в її вузлах  $\dot{S}$ .

В (1.6) втрати потужності в  $i$ -й вітці визначається:

$$\Delta \dot{S}_{ei} = \dot{\mu}_i \dot{S}, \quad (1.7)$$

де:

$$\dot{\mu}_i = (\dot{U}_i M_{\Sigma_i}) \hat{C}_i \hat{U}_o^{-1}; \quad (1.8)$$

$\dot{U}_i \hat{U}_o$  – транспонований вектор і діагональна матриця напруг у вузлах, включаючи і базисний;

$M_{\Sigma_i}$  - вектор-стовбець матриці з'єднань віток в вузлах включаючи і балансуєчий;

$\hat{C}_i$  – і-й вектор-строка матриці розподілу струмів по віткам схеми.

Вектор-рядок  $\mu_i$  складається з коефіцієнтів, які показують, яку частину в сумарних втратах в і-й гілку складає протікання по ній потужності від кожного вузла, в тому числі і від ВЕС.

Зауважимо, що коефіцієнти розподілу втрат залежать від параметрів схеми заміщення, які при певних припущеннях можна вважати постійними, а також від значень напруги в вузлах ЕС, які визначаються навантаженням і генеруванням у вузлах схеми. Таким чином нелінійність залежності втрат потужності в ЕС від параметрів її режиму враховується. Визначення коефіцієнтів матриці  $\mu$  через поточні значення вузлових напруг по суті означає лінеаризацію режиму електричної мережі при зафіксованих потужностях в вузлах.

Таким чином, для випадку, коли зміна потужностей у вузлах ЕС є незначним, тобто не викликає істотних (максимум 1%) відхилень напруги в вузлах, залежність втрат потужності в ЕС від потужностей в її вузлах можна вважати лінійною. Отже, для дослідження впливу ВЕС на втрати потужності в розподільних мережах з прийнятною точністю можна використовувати метод накладення, тобто визначати втрати згідно (7).

Розосереджене генерування електроенергії в розподільних електричних мережах змінює перетікання потужності в них, що впливає на параметри

режиму, зокрема на втрати електроенергії. Виділити втрати в мережах від ВЕС з сумарних втрат можна, використавши коефіцієнти розподілу втрат в  $i$ . Останні показують, яку частину в сумарних втратах в  $i$ -й вітці складає протікання по ній потужності від кожного вузла, в тому числі і від ВЕС.

Для підвищення ефективності використання різномісних ВЕС і забезпечення надійного електропостачання споживачів якісною електроенергією згідно графіка навантаження необхідно створити систему керування ВЕС з урахуванням їх розосередження в просторі і часі.

### **1.6 Економічна ефективність вітроенергетики**

Слід відмітити, що на початковій стадії виробництва енергії (тобто при монтажі устаткування) питомі витрати на кВт вітрової енергії і паливної енергії не мають значних відмінностей. Проте є три обставини, що говорять на користь вітроенергетики: експлуатаційні витрати на виробництво вітроенергії істотно нижчі; дія на навколишнє середовище теплової енергетики порівняно вища, ніж вітровий - в цьому сенсі їх навіть не можна порівнювати; з урахуванням постійного вдосконалення технологій можна прогнозувати, що в найближчі десять-п'ятнадцять років енергія вітру буде значно дешевша за традиційну енергію.

Вважається, що традиційні енергетичні підприємства проводять енергію по щодо невисокої ціні, що становить близько 2-4 центів за кВт/год.

Але ця ціна лише при поверхневому погляді здається низькою, оскільки в ній не враховуються численні складові непрямих витрат виробництва і втрат, перераховані нижче. Слід взяти також до уваги, що більше 80% устаткування на ТЕС, ГЕС і АЕС вичерпало свій виробничий ресурс ще в 70-х роках минулого століття і потребує негайної заміни або реконструкції. Заходи щодо реновації енергоустаткування тільки по Харківській області коштуватимуть приблизно 100 млрд. доларів.

Нами проаналізовано утворення цін на альтернативну енергію і паливну енергію. Спочатку представимо схему утворення ціни на паливну



енергію. Вона складається з численних початкових капіталовкладень в будівництво, монтаж устаткування, демонтаж після вичерпання ресурсу, споруду очисних споруд і багатьох складових собівартості енергії, виробленої на паливній електростанції. У ціну енергії включаються також встановлений банком коефіцієнт дисконтування і екстернальні витрати всіх типів, починаючи від локальних і закінчуючи екстернальними відносинами між поколіннями (у зв'язку з вичерпанням ресурсів і погіршенням стану середовища).

Оцінимо тепер утворення ціни на альтернативну енергію. Кількість складових ціни на відновлювальну енергію значно менше, ніж в паливній енергетиці. Це пояснюється тим, що при розрахунку ціни альтернативної енергії випадають такі складові, як капіталовкладення в споруди очисних споруд і на видубуток палива, майже до нуля знижуються капіталовкладення в демонтаж устаткування при вичерпанні ресурсу вітроустановки, зникають витрати на придбання і транспортування палива і практично відсутні екстернальні витрати, а ті, що мають місце (зміна зовнішності ландшафту), не заслуговують уваги із-за вельми незначного впливу.

Фактично тарифи на електроенергію, вироблену українськими вітроелектростанціями, варіюють від 6,08 до 8,81 цента/кВт/год для працюючих вітроелектростанцій від 5,3 до 5,9 цента/кВт/год для вітроелектростанцій, що будуються. Додаткові приблизні тарифні ставки (від 3,6 до 5,27 центів/кВт/год) розраховані для тих же вітроелектростанцій при номінальній встановленій потужності 25 МВ кожна.

Проте середній тариф українських вітроелектростанцій, що знаходяться в експлуатації (близько 7,4 цента/кВт/год) досить близький до європейських тарифних ставок (близько 7,5 цента/кВт/год), хоча питомі витрати (капіталовкладення, витрати по експлуатації і ремонту) в Європі вищі, ніж в Україні.

Така ситуація, видно, пояснюється таким чином:

- відсутністю повних достовірних даних про вітропотенціал на вибраних ділянках, а тому неоптимальним розміщенням ВЕС;
- використанням менш потужних і морально застарілих вітротурбін (107-500 кВт), в порівнянні з найбільш поширеними сучасними типами (600-800 кВт і більше);
- недостатнім рівнем технічного сервісу і ремонту устаткування вітроелектростанцій.

### **Висновки по розділу 1**

Україна входить до числа країн, що мають значний вітровий потенціал і при цьому гостро потребує власних енергоресурсів. Серед усіх ВДЕ останнім часом все більше уваги приділяється вітроелектростанціям. В багатьох країнах для перетворення енергії в галузі вітроенергетики широко застосовуються асинхронні генератори. Досвід показує, що для ВЕС з малими встановленими потужностями вони мають істотні переваги порівняно з синхронними генераторами.

На сучасному етапі розвитку оптовий ринок електроенергії України знаходиться в стані переходу від діючої моделі «Єдиного покупця» до перспективної моделі ринку двосторонніх договорів та балансуєчого ринку електричної енергії. Розроблення рольової моделі такого ринку та його сегментів необхідне для реалізації усіх процесів, що відбуваються в ньому, а також для визначення та опису функцій різних учасників.

Для оцінювання втрат електричної енергії у електричних мережах, зумовлених її адресним постачанням, доцільно використовувати методи розподілу втрат потужності між учасниками енергообміну за двосторонніми договорами. Однак, існуючі методи розподілу втрат потужності не дозволяють виділити зазначену складову з необхідною точністю. Таким чином, розроблення методу виділення адресних втрат, зважаючи на сучасний стан енергоринку та реорганізаційні реформи, є актуальною задачею.

## РОЗДІЛ 2 АВТОМАТИЗАЦІЯ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ СИСТЕМОЮ «ВІТРОВА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ - НАКОПИЧУВАЧ»

### 2.1. Структурна схема системи оптимального керування ВЕС

Для реалізації комплексу завдань оптимального керування ВДЕ в локальних електричних системах необхідною умовою є забезпечення можливості централізованого керування об'єктом в реальному часі. Однак, ця умова не може бути забезпечено завдяки просторової розподіленості об'єкта керування і обмежену надійність каналів зв'язку між ними і диспетчерським центром. Виходячи з цього автоматизована система керування (АСК) з необхідним переліком функцій керування може бути побудована як централізована система оперативного керування з децентралізацією функцій реального часу за рахунок застосування локальних АСК.

З огляду на структурну і апаратну складність такої системи в поєднанні з досить жорсткими фінансовими обмеженнями щодо проектування, реалізації та подальшого супроводу, АСК повинна будуватися на принципах ієрархічної структури керування з використанням трьох рівнів

- перший рівень - диспетчерський центр централізованого керування;
- другий рівень - «опорні» керовані ВДЕ, які функціонально підкоряються першого рівня і здійснюють керування відновлюваними джерелами третього рівня, ретранслюючи команди, або коригуючи налагоджувальні параметри, які надходять з вищого рівня;
- третій рівень - ВДЕ, оснащені засобами локальної автоматизації керування з мінімально необхідної інтелектуалізацією і максимальної автономністю функціонування, які виконують команди і реалізують закони керування з вищих ієрархічних рівнів, адаптуючи їх до місцевих умов.

Така структура дозволяє зменшити витрати на апаратно-програмну реалізацію АСК. Структурну схему, розроблену в [26] і порядок функціонування системи керування нормальними режимами, на базі двох контурної адаптивної системи керування з імітаційної моделлю можна

застосувати до задачі керування генеруванням потужності ВЕС і перерозподілу перетоків потужності для вирівнювання графіків заряду-розряду акумулятора або узгодження з графіком споживання в точці підключення до електричної мережі. Основний контур включає об'єкт керування, а саме ВЕУ, і регулювальні пристрої.

Параметри регулювальних пристроїв активуються зовнішнім контуром - контуром адаптації таким чином, щоб зменшити неузгодженість керування і забезпечити їх ефективність.

Впровадження автоматизації оптимального керування, з метою вирівнювання графіків генерування ВЕС і заряду акумулятора для підвищення якості електроенергії не можливо без використання законів керування і автоматичних пристроїв які їх реалізують. Наявність ефективного критерію оптимальності передачі електричної енергії від ВЕС, вираженого в кількісній формі, дозволить створити закони оптимального керування, які можуть бути реалізовані за допомогою оперативного і автоматичного керування ЕС.

Для сумісної реалізації оперативного і автоматичного керування в ЕС може бути використана двоконтурна адаптивна системи керування з імітаційної моделлю [27].

Така АСК містить усі складові, необхідні для автоматичного керування з урахуванням налагоджувальних параметрів. Сукупність сучасних ЕОМ, математичних методів моделювання режимів ЕС, програмних і технічних засобів, які реалізують керуючі впливу, дозволяє перейти на якісно новий рівень автоматичного керування режимами ВЕС.

Дана схема передбачає визначення узагальнених залежностей між параметрами оптимальних режимів в контурі оперативного керування і адаптації, які дозволяють в зручній для практичної реалізації формі представити залежності між векторами керування і спостереження з урахуванням особливостей ЕС і причини не оптимальності їх функціонування.

У контурі автоматичного керування отримані залежності параметрів режиму використовуються для визначення розрахункового значення керуючих впливів і прийняття рішення щодо їх реалізації.

Структурна схема оперативного керування роботою ВЕС з урахуванням додаткових втрат потужності на передачу адресного перетікання, з використанням двухконтурної АСК показана на рис. 18. Використання розробленого підходу для узгодження графіків генерування ВЕС і навантаження електроспоживачів (див. П.п. 2.3) в ЕС передбачає розробку алгоритмів щодо зміщення графіка електричних навантажень споживачів і оптимізації режимів заряду-розряду акумулятора.

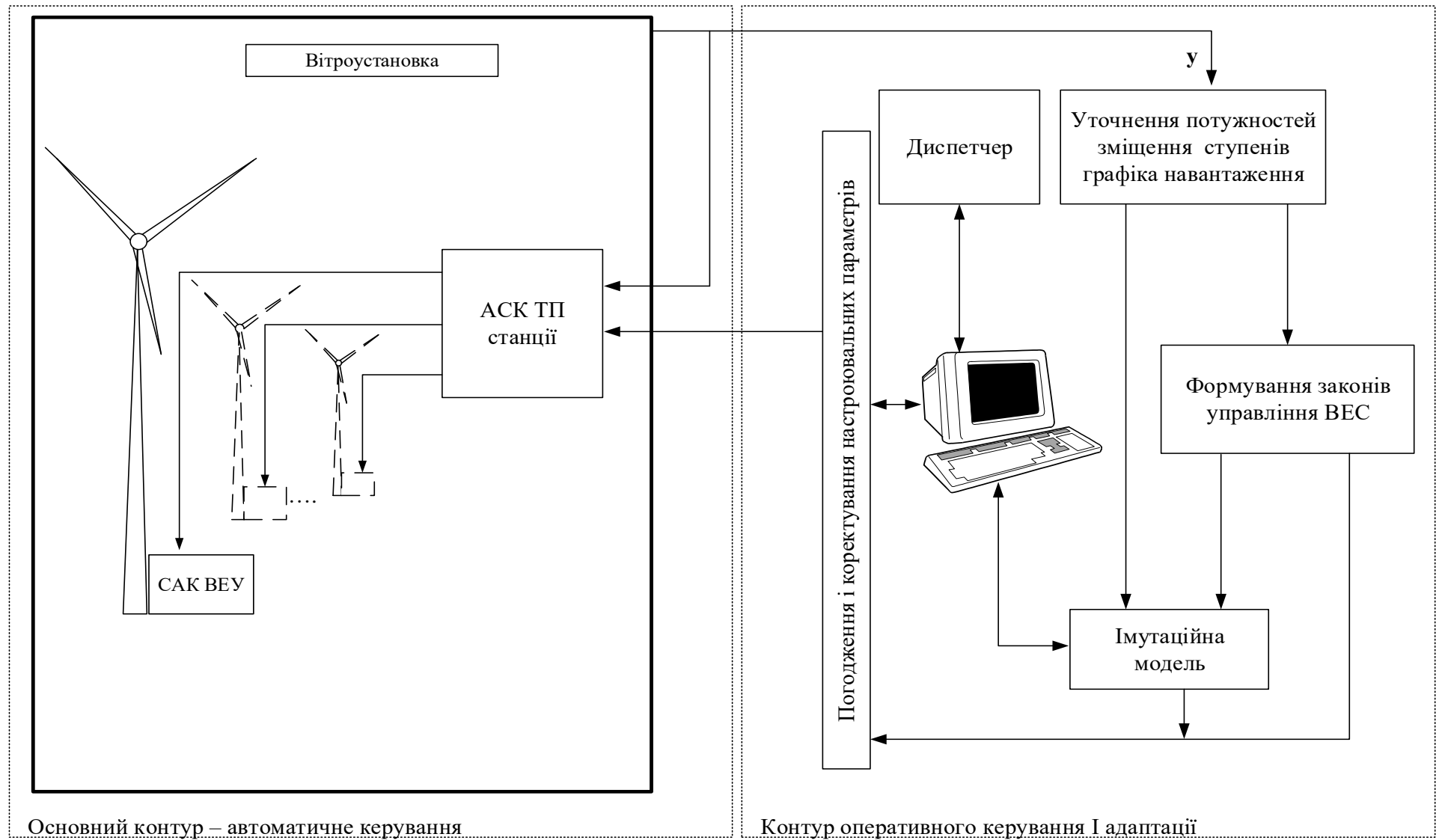


Рисунок 2.1. - Структурна схема оптимального керування

### 2.1.1. Алгоритм реалізації оптимальних режимів роботи ВЕС

Оптимальне керування режимами ВЕС і коригування станів електричної системи з застосуванням двухконтурної САК вимагає визначення налагоджувальних параметрів на основі заданого вектора стану і аналізу доцільності залучення окремих локальних підсистем автоматичного керування ВЕУ.

Визначення оптимальних параметрів регулювальних пристроїв в контурі адаптації виконується для ЕС в цілому. Для забезпечення ефективного використання ресурсу регулювальних пристроїв виконується оптимізація їх складу шляхом визначення відповідних налагоджувальних параметрів і зіставлення останніх із заданою зоною нечутливості САК, які беруть участь в регулюванні [28].

Результатом відпрацювання даного алгоритму також є оновлення налагоджувальних параметрів і статусу локальних САК в базі даних оперативно-інформаційного комплексу (ОІК).

Реалізація оптимальних режимів роботи ВЕС системою автоматичного керування відбувається відповідно до алгоритму керування з урахуванням потужностей зміщення навантаження і приведена на рис. 2.2.

Структурна схема алгоритму оптимального керування режимом роботи ВЕС, яка є складовою послідовності функціонування контуру автоматичного керування, передбачає за запитом від оператора або у власному циклі опитування зчитування статусу підсистеми керування з бази даних ОВК, який оновлюється в контурі адаптації. Якщо статус активний, значить керування дозволено, то передається команда на зчитування стану готовності пристрою автоматичного контролю. В іншому випадку на засоби відображення автоматизованого робочого місця (АРМ) диспетчера ВЕС виводиться інформація про заборону керування за даним критерієм оптимальності.

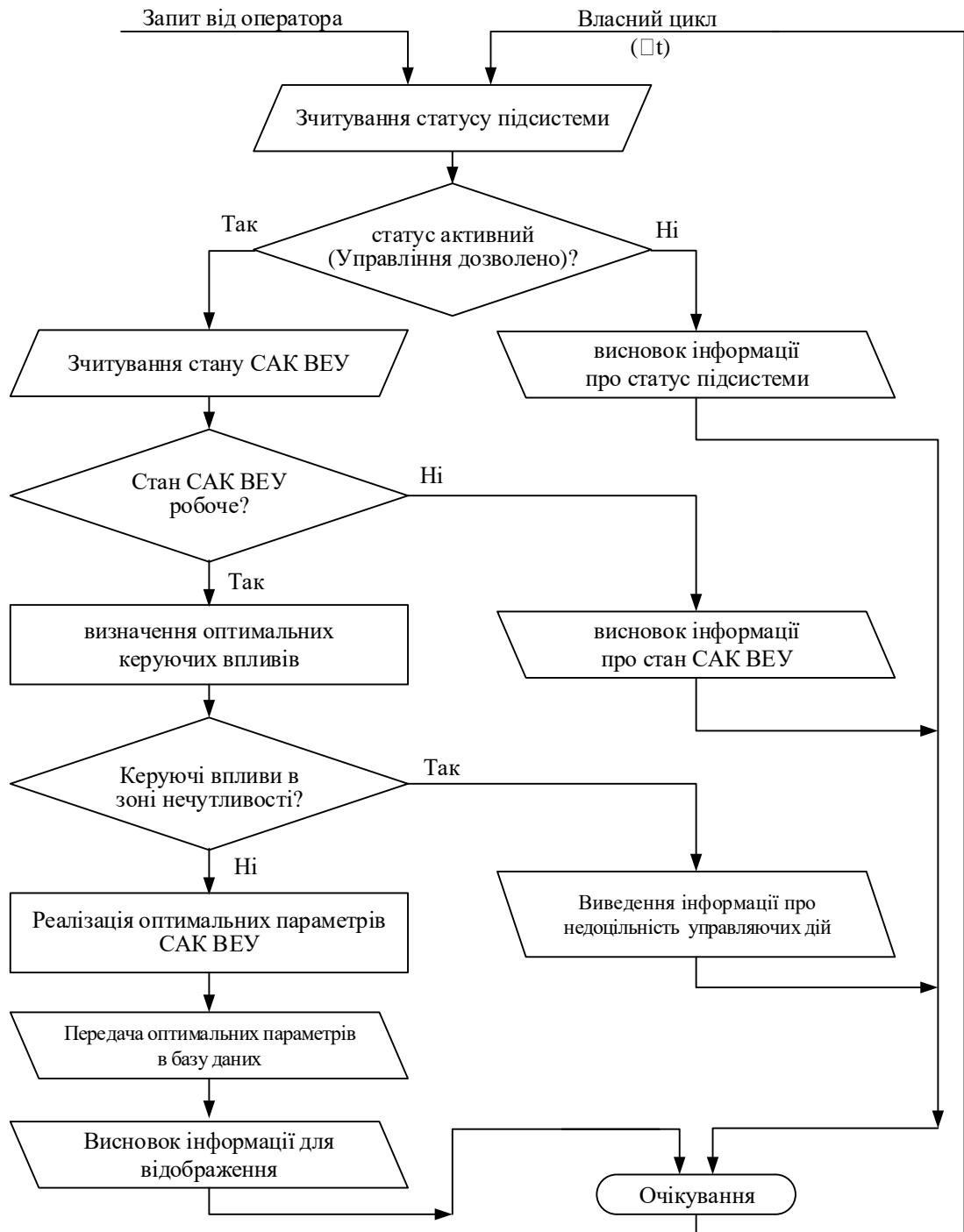


Рисунок 2.2 - Алгоритм реалізації оптимальних режимів роботи ВЕС

Якщо САК ВЕУ знаходиться в стані готовності (апаратна частина працездатна, попередній керуючий вплив реалізовано), то визначаються оптимальні керуючі впливи за значеннями локальних параметрів. В даному випадку дублюється аналогічна процедура контуру адаптації, але облік



параметрів, які виміряні безпосередньо на об'єкті керування, дозволяє підвищити адекватність керування. Крім того, підвищується надійність роботи локальних САК, оскільки під час тимчасового переривання інформаційних потоків, з'являється можливість виконувати розрахунок умовно-оптимальних впливів по локальним параметрами. В даному випадку локальні САК продовжують працювати з урахуванням попередніх налагоджувальних параметрів збережених в базі даних САК ВЕУ.

У разі виходу певних оптимальних впливів за межі задані настроювальними параметрами зони нечутливості, подається команда по реалізації керуючих впливів САК ВЕУ і запис оптимальних параметрів регулювального пристрою в базу даних ОВК, ніж реалізується зворотний зв'язок з контуром оперативного керування.

Якщо, оптимальні параметри знаходяться в зоні нечутливості, то виводиться відповідна інформація на пристрій моніторингу АРМ диспетчера ВЕС.

Диспетчер інформується при успішній відпрацювання циклу керування підсистеми, після чого підсистема переходить в режим очікування, продовжуючи працювати відповідно до власного циклом опитування.

Таким чином, використання алгоритму оптимального і автоматичного керування дозволяє виконувати оптимізацію режиму роботи ВЕС, відповідно до розроблених законами керування.

2.1.2. Алгоритм узгодження графіків генерування ВЕС і електричного навантаження ЕС

Оскільки пік генерування ВДЕ не збігається з денним провалом в графіку навантаження, то виникає ряд проблем, зокрема, перевитрат палива на централізованих електростанціях і збільшення втрат потужності в розподільних електричних мережах в цілому і в локальних ЕС зокрема.

Даний метод заснований на аналізі графіків функціонування споживачів електричної енергії локальної електричної системи і графіків генерування вітроелектричної електростанції. Алгоритм узгодження графіків

генерування ВЕС і навантаження ЛЕС наведено на рис. 2.3. На основі інформації щодо графіків генерування і відомостей про кількість споживачів в ЛЕС формуються початкові дані для роботи алгоритму. З огляду на топологію електричної мережі і значення потужностей навантаження і генерування, визначається матриця коефіцієнтів струморозподіл для кожного споживача по відношенню до ВЕС. Слід зауважити, що дана матриця має розмірність кількості вузлів на кількість гілок в мережі. Для визначення коефіцієнтів струморозподіл потужності ВЕС виділяється з матриці лише рядок, яка відповідає вузлу, в якому встановлена ВЕС.

Для визначення потужності, якої може маневрувати споживач, визначається технологічний мінімум для кожного споживача. Виходячи з цього, потужність, яку може зміщувати споживач, буде дорівнювати різниці між фактичною  $P_{\text{нi}}$  потужністю споживання і технологічним мінімумом  $P_{\text{mini}}$  для певної години навантаження. Далі споживачі ранжуються відповідно до їх коефіцієнтом струморозподіл

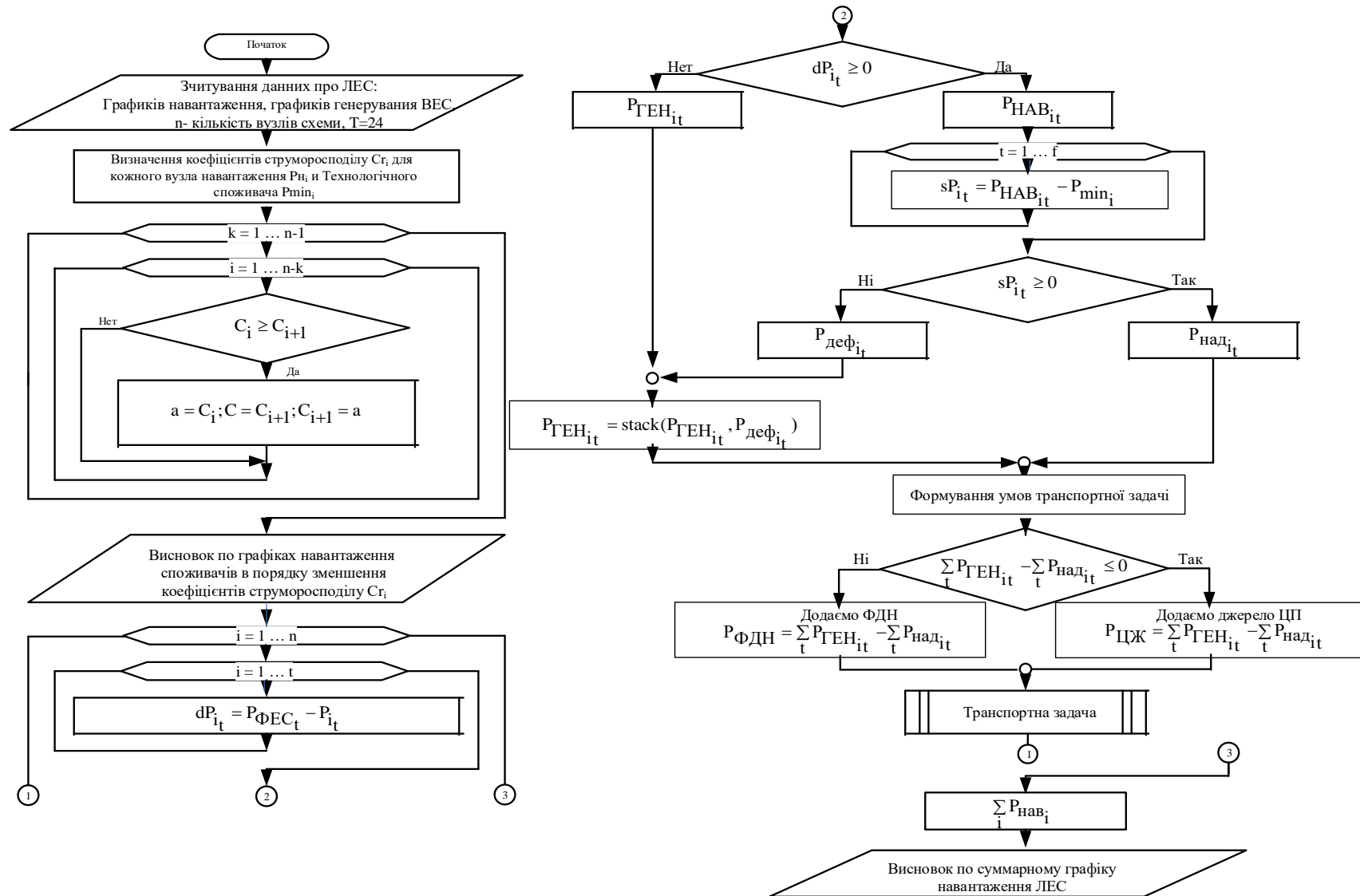


Рисунок 2.3 - Алгоритм методів узгодження графіків генерування ВЕС і електричного навантаження ЛЕС

Години, в які власне споживання вузла менше потужності генерування ВЕС, умовно відносяться до годинника «генерування». Тобто годинах, на які потрібно буде змістити потужності споживання.

Години, в які навантаження більше потужності генерування і виконується умова  $P_{\text{наві}} - P_{\text{міні}} > 0$  відносяться до годин, з яких можна переносити потужність. Саме ця різниця визначає обсяг надлишкової потужності  $P_{\text{надіт}}$  яку можна змістити з певною вартістю і  $P_{\text{дефіт}}$  - потужність, якої не вистачає в певні години доби для вирівнювання добового графіка. З урахуванням певних потужностей дефіциту і надлишку формується транспортна матриця переносу потужностей з годин надлишків в годинни дефіциту для вирівнювання добового графіка навантаження. У разі, коли в сумарній потужності генерування переважає потужність, яку можна змістити для вирівнювання графіка електричних навантажень, для отримання збалансованої транспортної задачі вводимо додатково фіктивне джерело навантаження  $P_{\text{ФДН}} = \sum_t P_{\text{ГЕН}_i} - \sum_t P_{\text{надлі}_i}$  (ФДН). У разі, коли власного генерування ВЕС не вистачає для забезпечення потреб в електроенергії споживачів, вводимо умовне джерело централізованого живлення

$$P_{\text{ЦЖ}} = \sum_t P_{\text{ГЕН}_i} - \sum_t P_{\text{надлі}_i}$$

Рішенням транспортної задачі є рекомендація щодо зміщення графіка електричних навантажень споживачів, які в найбільшій мірі впливають на нерівномірність сумарного графіка навантаження ЛЕС.

## **2.2. Спосіб узгодження графіків генерування відновлюваних джерел енергії та заряду акумуляторної батареї**

Для забезпечення ефективної роботи умовно-керованих ВЕС необхідно враховувати їх вплив на надійність електропостачання споживачів і якість

електроенергії відпущеної споживачам. Це є досить складним завданням, беручи до уваги імовірнісний характер режимів роботи таких джерел.

Імовірнісний характер генерування значно ускладнює організацію оперативного керування режимами локальних електричних систем в результаті неможливості підтримування умовно-керованими ВДЕ заданого графіка видачі потужності.

Типова структурна схема вітряної електростанції приведена на рис. 2.4. Видача потужності виконується через інвертори, які підключені паралельно, на систему шин 0,4 кВ. Такий спосіб приєднання дозволяє управляти режимами видачі потужності окремих інверторів лише за рахунок недовикористання вітрової енергії, що є недоцільним, враховуючи прибутковість експлуатації.

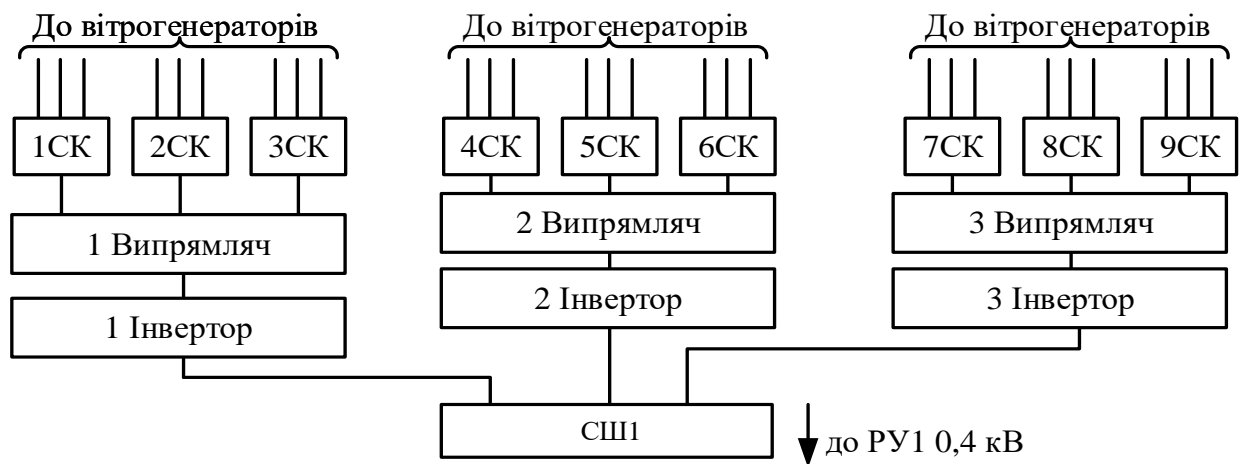


Рисунок 2.4 - Головна схема електричних з'єднань вітряної електростанції

Зростання обсягів нарахованою потужності ВДЕ в окремих точках приєднання призводить до неможливості видачі електроенергії без погіршення її якості [29]. З метою вирішення цього завдання власники джерел енергії змушені вкладати кошти в будівництво додаткових ліній електропередач і, фактично, розподіляти генеруючу електроенергію однієї електростанції між фідерами ЛЕС [30].

За рахунок цього структурні схеми таких електростанцій набувають вигляду, поданого на рис. 2.5.

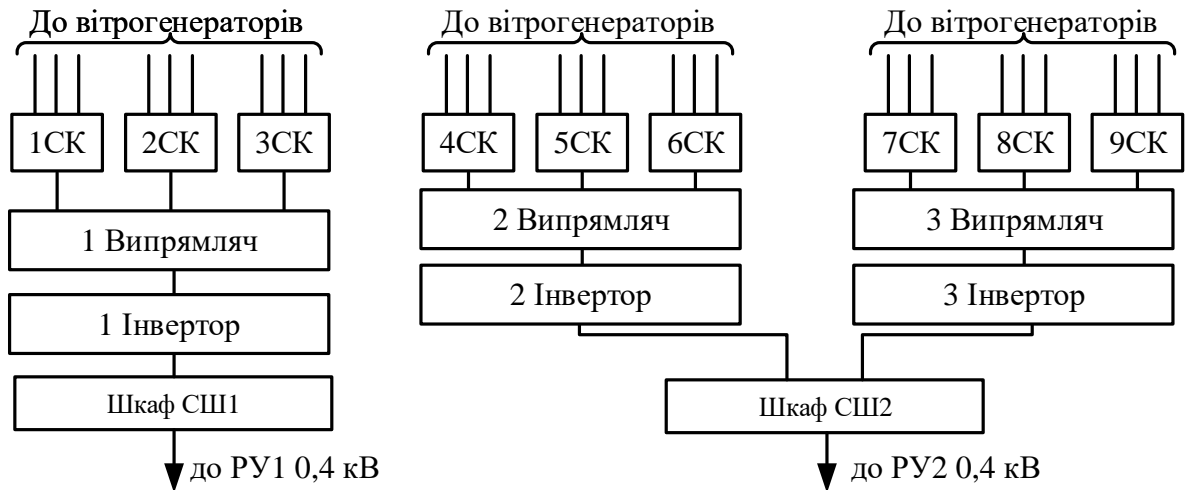


Рисунок 2.5 - Головна схема електричних з'єднань вітрової електростанції з резервованою схемою видачі потужності

Для узгодження графіків генерування ВЕС з локальним електроспоживання балансується в роботі запропоновано удосконалити спосіб оперативного коректування схеми приєднання інверторів, тобто зміни схеми видачі потужності в ЕС [32].

На відміну від [31], в запропонованій схемі виконується оперативне коректування схеми приєднання сонячних панелей на постійному струмі, з допомогою реверсивних DC контакторів, які оснащені спеціальною дугогасильною камерою (рис.2.6).

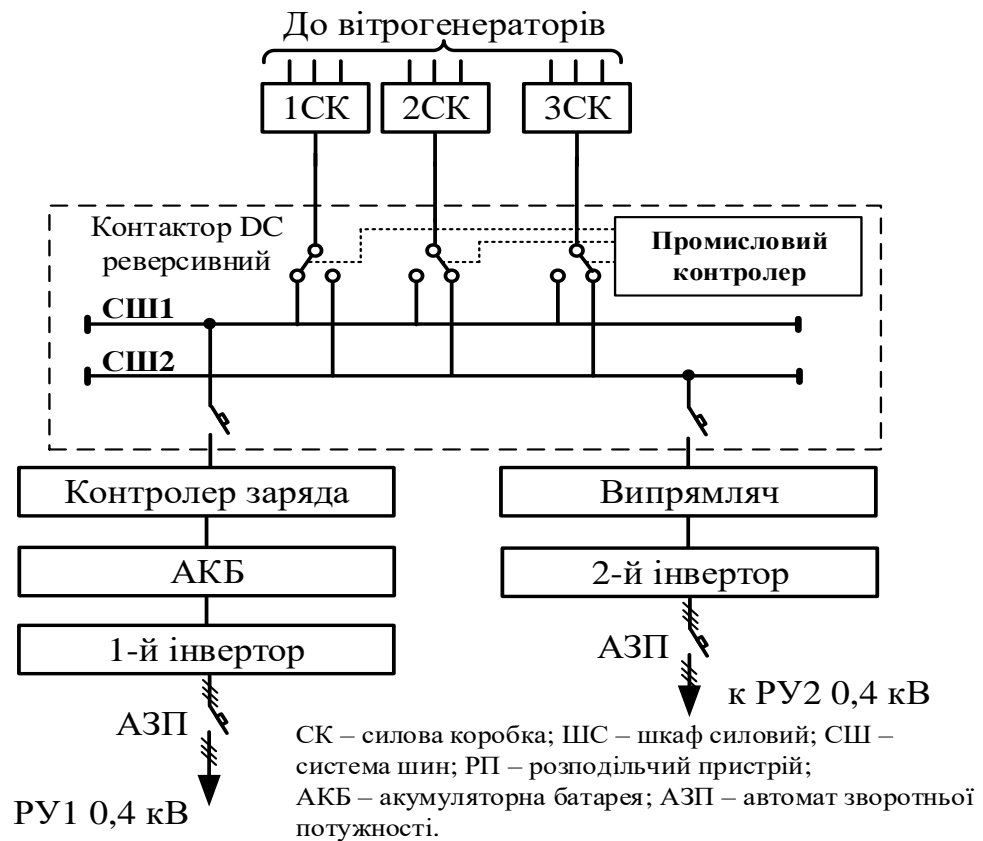


Рисунок 2.6 - Головна схема з'єднань вітрової електростанції з резервованою і керованою видачею потужності

Для дотримання заявленого графіку видачі потужності ВЕС на регульовану систему шин (СШ2) підключається необхідну кількість вітрогенераторів відповідно до поданої заявки на даний період доби.

Надлишок виробленої електроенергії видається на акумуляторну батарею через контролер заряду, який підключений до іншої системи шин (СШ1).

Для реалізації способу передбачається використання електронних ключів відповідної потужності або керованого комутаційного обладнання 0,4 кВ, встановленого в силовій шафі (СШ). Крім того, необхідно встановити автомати зворотної потужності (АЗП) (рис. 2.6).

Структурна схема вітряної електростанції, яка подана на рис. 2.6, дозволить оперативно узгоджувати графіки видачі потужності на одній з

систем шин з локальним навантаженням за рахунок автоматичного перерозподілу потужностей з виходів ВЕУ між секціями шин постійного струму. Для цього використовується мікропроцесорний пристрій локальної САК і канал зв'язку з оперативно-інформаційним комплексом ЛЕС, за якою з бази даних зчитуються поточні значення оптимальної потужності ВДЕ.

При такій схемі приєднання електричної станції забезпечується можливість роботи однієї секції шин в базовому режимі - відповідно до графіка місцевого електроспоживання. На другу секцію шин, пов'язану безпосередньо з акумуляторною батареєю, будуть видаватися надлишки електроенергії, вироблені вітряною електростанцією, які використовуються в разі недотримання заявленого графіка генерування.

Такий підхід дозволяє зменшити обсяг і вартість встановленої акумуляторної батареї без погіршення керованості і прибутковості ВЕС.

2.2.1. Закон оптимального керування коштами реконфігурації схеми видачі потужності ВДЕ в локальних електричних системах

Для підвищення ефективності функціонування ВДЕ шляхом зменшення втрат електроенергії в електричній мережі пропонується вимірювати струм на шинах високої напруги вітряної електростанції і, в залежності від значення оптимальної потужності, яка визначена в алгоритмі оптимізації добових режимів генерування ВДЕ (див. П.п. 2.1.2) , змінювати кількість інверторів  $N$  в, які підключені на першу або другу систему шин (див. рис. 2.6) для підтримки напруги на шинах в області допустимих значень.

Відповідно до викладеного обґрунтуванням і для реалізації запропонованого способу узгодження графіків генерування ВЕС з локальним електроспоживанням балансується закон оптимального керування комутаційними апаратами системи реконфігурації схеми видачі їх потужності має вигляд аналогічно до [27] у вигляді струмів:

$$\Delta i(t) = K_1 \left[ (I(t) - I_{\text{уст}}) - K_2 (U(t) - U_{\text{уст}}) \right];$$



$$N_e = \left\{ \begin{array}{l} n(t)+1, \text{ якщо} \\ n(t), \text{ при } i_{н.з} < \Delta i(t) < i_{в.з}; \end{array} \right. \left\{ \begin{array}{l} \Delta i(t) \leq i_{н.з}; \\ \Delta i(t - \tau_3) \leq i_{н.з}; \\ U(t) \leq U_{\max}; \\ \frac{dI_{\text{оп} \text{ з}}}{dt} \leq 0; \\ n(t) - 1 \leq 0; \end{array} \right. \rightarrow$$

$$\rightarrow n(t) - 1, \text{ якщо} \left\{ \begin{array}{l} \Delta i(t) \geq i_{в.з}; \\ \Delta i(t - \tau_3) \geq i_{в.з}; \\ U(t) \geq U_{\max}; \\ \frac{dI_{\text{оп} \text{ з}}}{dt} \geq 0; \\ n(t) - 1 \geq 0; \end{array} \right. , \quad (2.1)$$

де:

$N_B$  - кількість інверторів, підключених на регульовану систему шин;

$\Delta i(t)$  - відхилення струму від оптимального з урахуванням зміни напруги на шинах ВДЕ;

$i_{н.з.}, i_{в.з.}$  - межі зони нечутливості, відповідно нижня і верхня зони;

$I_{уст}$  - уставка по струму, який відповідає оптимальній потужності ВДЕ і коригується залежно від параметрів режиму ЛЕС, відпускної ціни тощо;

$U_{уст}$  - уставка за напругою на шинах ВДЕ, дорівнює номінальній напрузі, або іншого значення, якщо ВДЕ бере участь в регулюванні напруги в ЛЕС;

$I(t), U(t), n(t)$  - вимірювання струму і напруги, а також кількість включених інверторів в момент часу  $t$ ;

$K_1$  - коефіцієнт посилення, яке визначає чутливість регулятора до відхилення струму;

$K_2$  - еквівалентна провідність для перерахунку відхилення напруги від уставки в еквівалентну відхилення струму від оптимального, що забезпечує реакцію системи на перевищення напруги в разі, коли струм відповідає області оптимальності;

$I_{ог}$  - огинаюча сумарного струму інверторів  $I(t)$ ;

$\tau_{\text{из}}$  - час затримки сигналу;

$t$  - момент часу, для якого здійснюється регулювання;

$n_{\text{max}}$  - максимальна кількість інверторів, які можуть бути включені на регульовану систему шин.

Кожен додатковий інвертор буде включатися на регульовану систему шин, якщо відхилення струму  $\Delta i(t)$  буде нижче нижньої межі зони нечутливості ( $\Delta i(t) = -6\text{A}$ , а  $i_{\text{из}} = -5\text{A}$ ), напруга менше максимальної, кількість ступенів не перевищує максимальне значення, а вимірний струм ВДЕ має тенденцію до зменшення. І навпаки, якщо відхилення струму  $\Delta i(t)$  буде вище верхньої межі зони нечутливості ( $\Delta i(t) = +6\text{A}$ , а  $i_{\text{вз}} = +5\text{A}$ ), напруга вище максимальної, кількість ступенів не менше мінімального значення, а вимірний струм ВДЕ буде мати тенденцію до збільшення, буде виконуватися перемикання інвертора з регульованої на нерегульовану систему шин.

2.2.2. Алгоритм функціонування мікропроцесорного пристрою керування схемою видачі потужності ВДЕ в локальних електричних системах

Для забезпечення можливості здійснення автоматичного керування конфігурацією схеми видачі потужності ВДЕ і узгодження дій, що управляють з оперативним керуванням розроблено алгоритм функціонування мікропроцесорного пристрою (МП) групового керування інверторами ВЕС (рис. 2.7), який працює відповідно до закону оптимального керування коштами реконфігурації схеми видачі потужності ВДЕ в локальних електричних системах.

На початку роботи алгоритму відбувається ініціалізація, зчитування і перезапис внутрішніх регістрів, тестування основних блоків, перевірка зв'язку з ОВК та засобами регулювання.

Зчитування налагоджувальних параметрів виконується з бази даних оперативно-інформаційного комплексу ЛЕС. Як налагоджувальних параметрів використовуються межі регулювання напруги  $U_{\text{max}}$ ,  $U_{\text{min}}$  на

шинах підстанції ВДЕ, максимальна кількість інверторів регульованою шини птах, межі зони нечутливості ін.з., ів.з., час затримки сигналу  $\tau_3$ , і вагові коефіцієнти  $K_1$  і  $K_2$ .

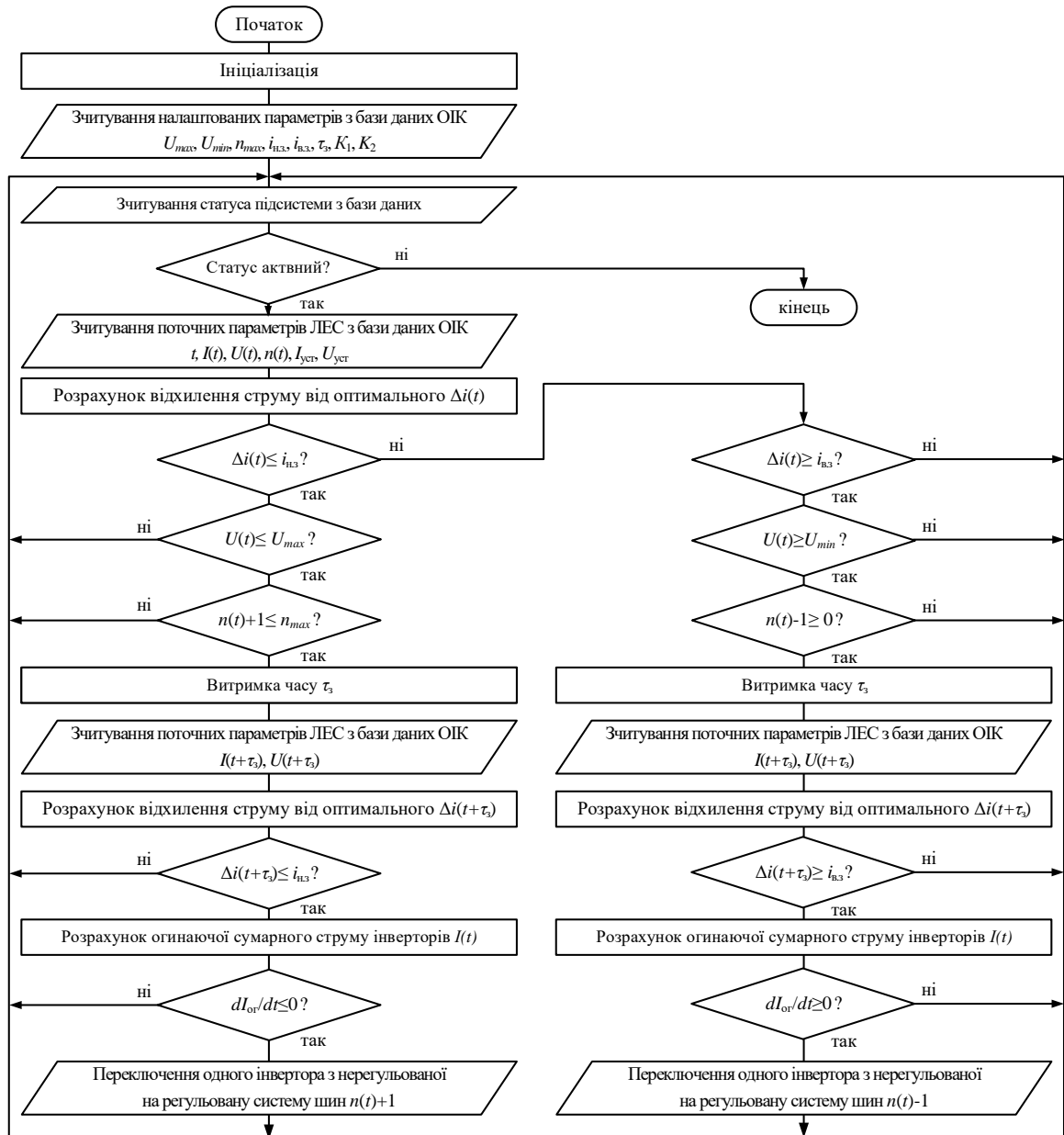


Рисунок 2.7 - Алгоритм функціонування мікропроцесорного пристрою

Після зчитування налагоджувальних даних з бази даних ОВК виконується перевірка статусу підсистеми автоматичного керування конфігурацією схеми видачі потужності ВДЕ зчитуванням відповідного

прапора з бази даних. У разі, якщо статус підсистеми активний, то алгоритмом передбачено зчитування параметрів режиму ЛЕС  $I_{(t)}$  і  $U_{(t)}$  для поточного моменту часу  $t$ . Також, з бази даних зчитується кількість інверторів, підключених на регульовану систему шин  $n_{(t)}$  і уставок по струму  $I_{уст}$  і напрузі  $U_{уст}$  для шин підстанції ВДЕ. В іншому випадку підсистема закінчує свою роботу, а її запуск виконується за запитом оператора.

Наступним етапом виконується розрахунок відхилення струму від оптимального за виразом:

$$\Delta i(t) = K_1 \left[ (I(t) - I_{уст}) - K_2 (U(t) - U_{уст}) \right]. \quad (2.2)$$

Отримане значення порівнюється з нижньої зоною  $I_n$ .

Залежно від знаку похідної  $dI_{ог}/dt$  подається сигнал про збільшення або зменшення кількості інверторів, підключених до регульовану систему шин ВЕС.

### **2.3. Особливості апаратної реалізації автоматизованої системи керування схемою видачі потужності відновлюваних джерел енергії в локальних електричних системах**

Відповідно до вищенаведеної структури і пропонованим способом узгодження графіків генерування ВЕС з локальним електроспоживання балансується на рис. 2.8 показані особливості апаратної реалізації автоматизованої системи керування ВЕС. Відповідно до пропонованого способом оперативного корегування схеми видачі потужності до ЕМ апаратна реалізація передбачає застосування керованих комутаційних апаратів (контакторів), паспортні дані яких залежать від номінальної потужності ВЕУ, які встановлені на ВЕС.

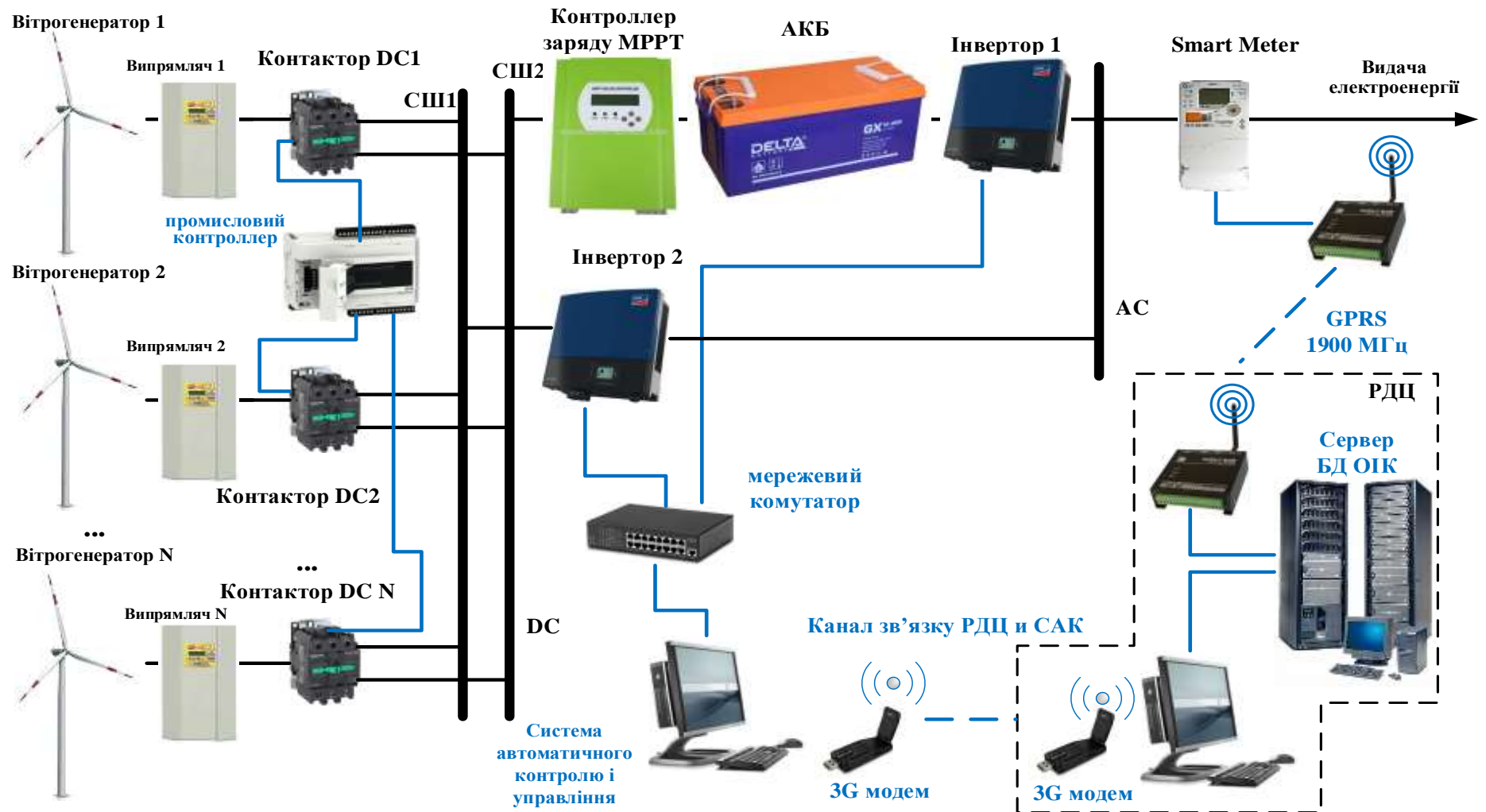


Рисунок 2.8 - Особливості апаратної реалізації АСК схемою видачі потужності ВДЕ

Промисловий контролер порівнює інформацію про поточні значення напруги і струму на шинах ВЕС із значенням оптимальної потужності і збереженої в базі даних оперативно-інформаційного комплексу РДЦ. Інформація про поточні значення струму і напруги на керованій системі шин зчитується з бази даних оперативно-інформаційного комплексу та комунікаційних виходів інверторів.

Залежно від результатів роботи алгоритму на регульовану систему шин підключається кількість ВДЕ, які здатні забезпечити споживання в ЛЕС з дотриманням показників якості та мінімальних втрат електроенергії. Надлишок виробленої електроенергії видається на систему шин з акумуляторною батареєю.

Застосування зазначеної апаратної реалізації автоматизованої системи керування дозволить удосконалити існуючу систему засобами дискретного керування. Це дозволить підвищити ефективність функціонування локальної електричної системи, а також поліпшити показники якості електроенергії та дасть можливість оперативного керування режимами роботи рассредоточеного генерування без погіршення їх прибутковості.

## **Висновки до розділу 2.**

1. Розробка ефективної математичної моделі узгодження добового графіка локальної електричної системи і графіка споживання «активних споживачів», а також розробка на її основі законів керування САК є актуальним завданням. Для реалізації оптимального керування доцільно застосовувати двоконтурну САК ВЕС. Побудова ефективного алгоритму керування генеруванням ВЕС дозволить здійснювати оптимальне керування нормальними режимами ЕС в темпі процесу.

2. Розроблено алгоритм прийняття рішення щодо доцільності керуючих впливів і алгоритм оптимального керування генеруванням ВЕС, що при застосуванні їх спільно з пристроєм САК ВЕС дозволяє автоматизувати ряд функцій оперативного керування.

3. За результатами проведених теоретичних досліджень на основі аналізу нерівномірності сумарного добового графіка локальної електричної системи можна визначити необхідний обсяг зсуву графіка споживання «активних споживачів» протягом доби для забезпечення максимального вирівнювання сумарного добового графіка. Узгодження графіків електричних навантажень локальної електричної системи і генерування вітряних електростанцій в ній дозволяє підвищити енергоефективність системи електропостачання завдяки зменшенню втрат електроенергії в мережі, поліпшення якості напруги і збільшення надійності електропостачання споживачів.

4. Запропоновано спосіб і закон оптимального керування оптимального керування схемою приєднання інверторів для зміни схеми видачі потужності в ЕС. Алгоритмічна реалізація розробленого способу застосована для узгодження графіків генерування ВЕС з локальним електроспоживання балансується в АСК схемою видачі потужності ВДЕ. Також, відповідно до розробленого способом запропонований алгоритм функціонування мікропроцесорного пристрою керування схемою видачі потужності ВДЕ в локальних електричних системах.

5. Запропоновано варіант апаратної реалізації автоматизованої системи керування схемою видачі потужності ВЕС в локальних електричних системах. Пропонована автоматизована система керування ВДЕ базується на принципах функціонування Smart Grid, зі значною інтеграцією і автоматизацією процесів генерування, передачі і споживання електроенергії.

## **РОЗДІЛ 3 РОЗРАХУНОК ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ З ВІТРОВИМИ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯМИ**

### **3.1 Розподіл втрат електроенергії між підстанціями електричної мережі**

В даному розділі проведено аналіз методів розрахунку втрат електроенергії (про вітряки), обрано найбільш доцільний метод, за яким проведено розрахунок спрямований на зменшення втрат електроенергії в реальній розподільній електричній мережі, за допомогою програми «Втрати 10/0,4».

Для проведення дослідження обрано схему розподільної мережі «Вінківці» до якої входять чотири підстанції:

- Зінків 35/10
- Охримівці 35/10
- Вінківці 110/35/10
- Дашківці 35/10

На першому етапі в програмі «Втрати 10/0,4» виконуємо розрахунок втрат електроенергії існуючої мережі, це дасть змогу провести графічний аналіз розподілу втрат електроенергії між підстанціями електричної мережі (Рис. 3.1).



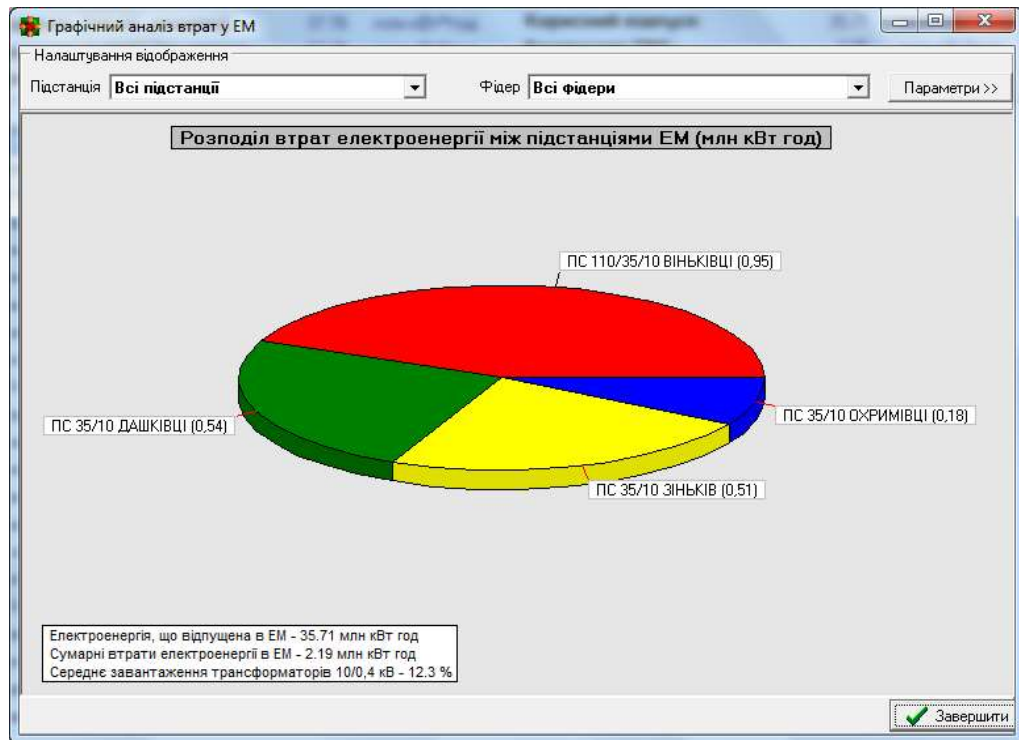


Рисунок 3.1. - Розподіл втрат електроенергії між підстанціями електричної мережі

На другому етапі дослідження проводиться графічний аналіз розподілу втрат електроенергії між фідерами підстанції (Рисунки 3.2-3.6). Це дасть змогу виявити найбільш навантажені фідери кожної з чотирьох підстанцій, до яких в подальшому буде поступово приєднано вітрогенератори. Для проведення розрахунків було обрано вітрогенератори компанії «Vestas» (Данія), з наступним номіналом потужності: 100 кВт, 200 кВт, 500 кВт, 660 кВт, 850 кВт.

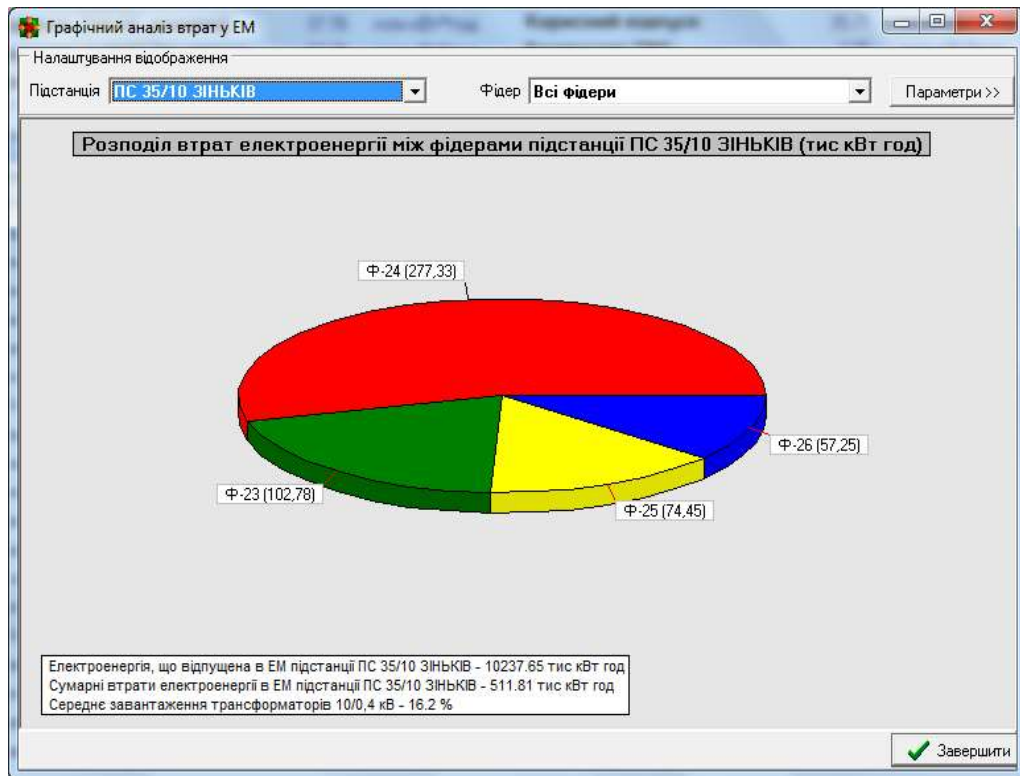


Рисунок 3.2. - Розподіл втрат електроенергії між фідерами підстанції 35/10  
Зіньків

Виходячи з Рисунок 3.2 знаходимо найбільш навантажений фідер, в даному випадку це фідер 24, і для цього фідера знаходимо найбільш віддалений вузол, до якого буде приєднано вітрогенератор потужністю спочатку 100 кВт, і поступово збільшуючи до 850 кВт. Після кожного приєднання вітрогенератора до вузла буде перераховано втрати потужності, результати розрахунків буде занесено до таблиці 3.1.

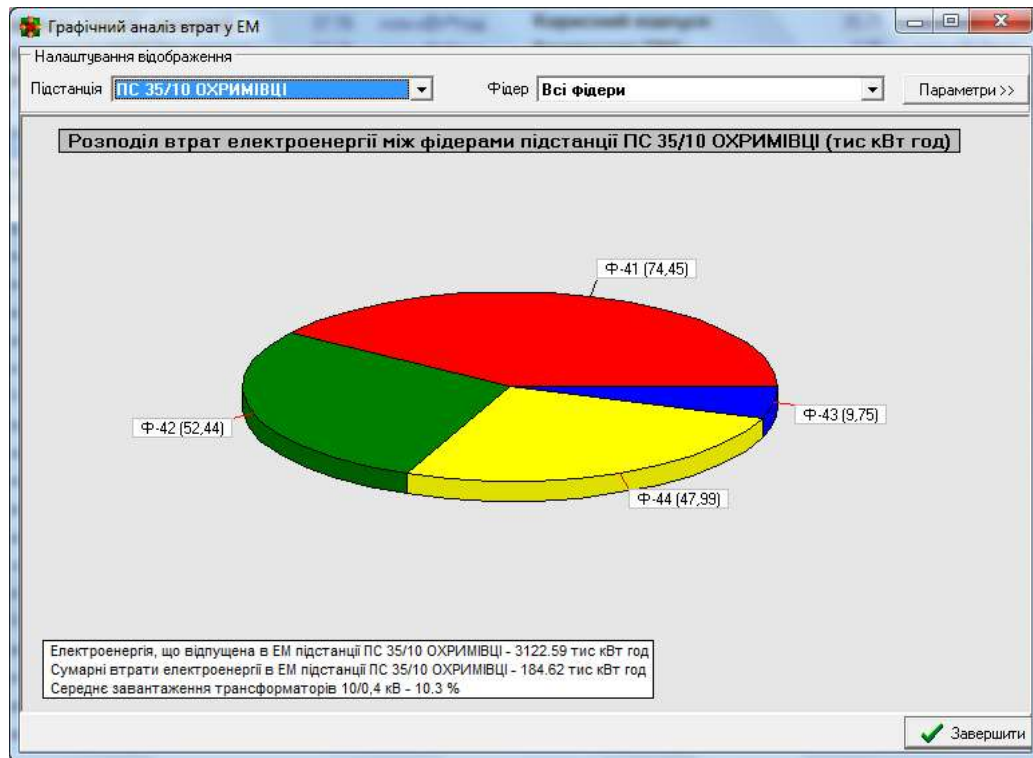


Рисунок 3.3. - Розподіл втрат електроенергії між фідерами підстанції 35/10 Охримівці

Для підстанції 35/10 Охримівці найбільш навантаженим є 41 фідер, в якому найбільш віддаленим є вузол КТП 253, до якого і буде відбуватися приєднання вітрогенераторів (Рис. 3.3).

Для підстанції 110/35/10 Вінківці найбільш навантаженим є 13 фідер, в якому найбільш віддаленим є вузол КТП 305, до якого і буде відбуватися приєднання вітрогенераторів (Рис.3.4)

Для підстанції 35/10 Дашківці найбільш навантаженим є фідер 33, в якому найбільш віддаленим є вузол КТП 168, до якого і буде відбуватися приєднання вітрогенераторів (Рис. 3.5)

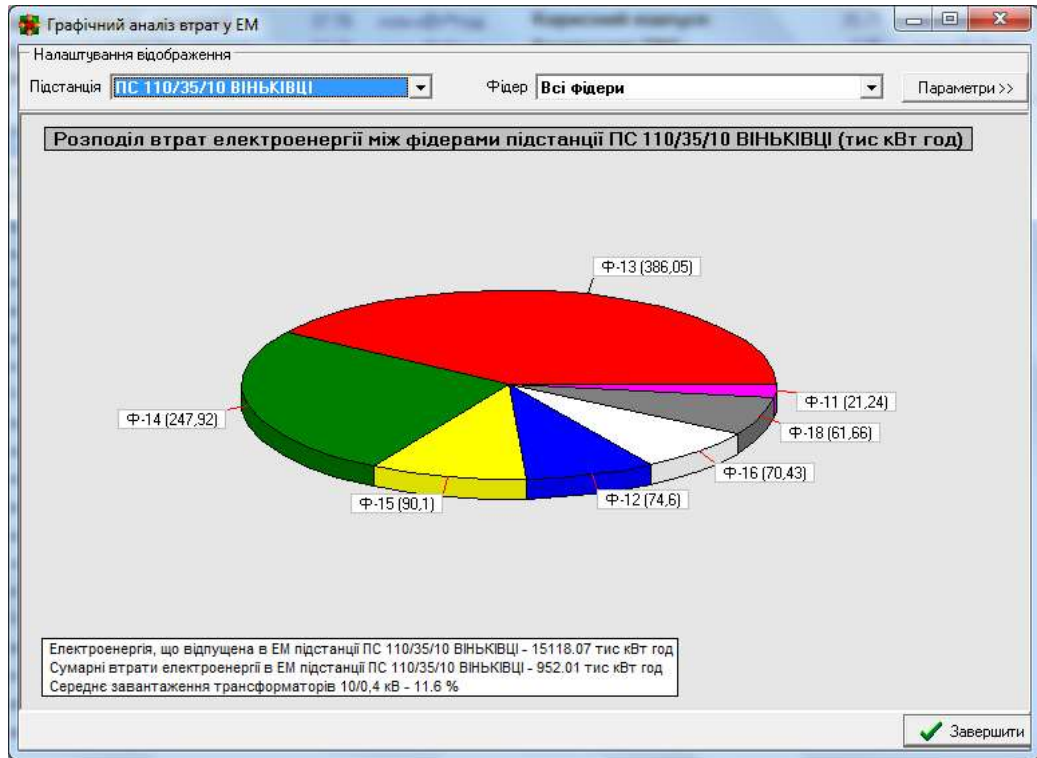


Рисунок 3.4. - Розподіл втрат електроенергії між фідерами підстанції 110/35/10 «Віньківці»

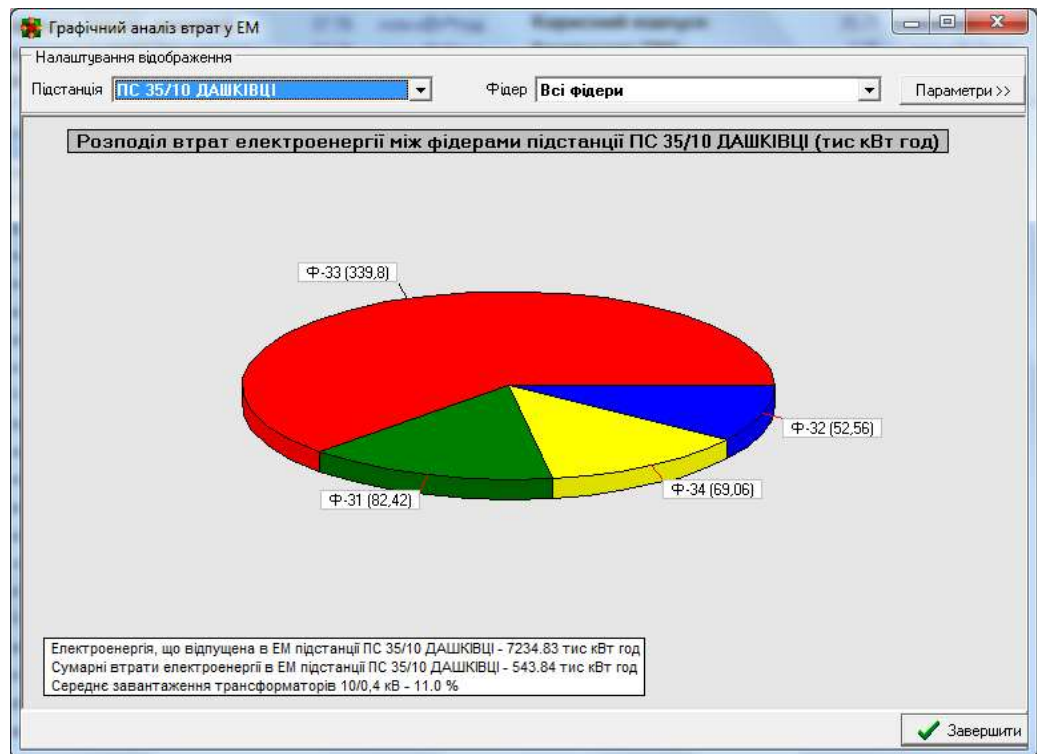


Рисунок 3.5. - Розподіл втрат електроенергії між фідерами підстанції 35/10  
«Дашківці»

Після виявлення найбільш навантажених фідерів кожної з підстанцій, та найбільш віддалених вузлів для кожного найбільш навантаженого фідера, проводиться розрахунок втрат електроенергії, спочатку для мережі до приєднання вітрогенератора для найбільш навантаженого фідера (Рисунок 3.6).

Результати розрахунку EM за часом втрат (Фактич. навантаження)

Підстанція: —  
Фідер: —

Задане навантаж. (за вх. данни): 10.71 млн кВт\*год      Корисний випуск: 6.09 млн кВт\*год  
Задане навантаж. з урах. вих. перет.: 10.71 млн кВт\*год      Балансові ТВЕ: 6.62 млн кВт\*год  
Розр. навантаж. відповідно EM: 5.37 млн кВт\*год      Розрахункові (диск.) ТВЕ: 6.29 млн кВт\*год

Параметр	Значення кВт*год	Значення %
1) Електрич. мережі компанії		
Втрати потужності	Значення кВт	
М ліній 10 кВ	11.5	
М трансформ. 10кВ/10.4кВ	11.4	
навантажувальні	3.4	
неробочого часу	0.0	
М мережах 0.4 кВ	0.0	
Сумарні втрати потужності	25.4	
Втрати електроенергії	Значення кВт*год	Значення %
М ліній 10 кВ	165988.6	3.09
М трансформ. 10кВ/10.4кВ	111343.4	2.07
навантажувальні	41071.4	0.76
неробочого часу	78272.0	1.31
М мережах 0.4 кВ	0.0	0.00
Сумарні втрати електроенергії	377335.4	5.13
2) Абонентські електроенергійні мережі		
Втрати електроенергії	Значення кВт*год	Значення %
М ліній 10 кВ	0.0	0.00
М трансформ. 10кВ/10.4кВ	0.0	0.00
у мережах 0.4 кВ	0.0	0.00
Сумарні втрати електроенергії	0.0	0.00
Час на розрахунок: 4330.8		

Рисунок 3.6 - Результати розрахунку втрат електроенергії для підстанції  
35/10 «Зінків» до приєднання вітрогенератора

Далі розрахунок проводиться з вже приєднаним вітрогенератором до найбільш віддаленого вузла в даному випадку КТП 257 Фідера 24 (Рисунок 3.7).

№ вузла	Назва	Тип	Мощ/Т	Стан	Модель	Стор.	Стор.	Стан	Назва вузла
1	40000								
2	410001								
3	41210	КТП-210	ТН-400/10	25,000	132280.0				
4	412506								
5	41002	КТП-2	ТН-100/10	25,000	121340.0				
6	41176	КТП-176	ТН-250/10	25,000	138870.0				
7	410036								
8	410040								
9	410056								
10	41257	КТП-257	ТН-100/10	25,000	12569.0				
11	410066								
12	41006	КТП-6	ТН-100/10	25,000	80000.0				
13	41250	КТП-250	ТН-100/10	25,000	99010.0				
14	41007	КТП-7	ТН-63/10	25,000	39604.0				
15	410079								
16	41008	КТП-8	ТН-63/10	25,000	46205.0				
17	410086								
18	41003	КТП-3	ТН-100/10	25,000	71008.0				
19	41171	КТП-171	ТН-100/10	25,000	72607.0				
20	41004	КТП-4	ТН-100/10	25,000	48004.0				
21	41005	КТП-5	ТН-100/10	25,000	146589.0				
22	41154	КТП-154	ТН-400/10	25,000	650714.0				
23	4100071								
24	4100080								
25	41257	КТП-257	ТН-400/10	25,000	1215620.0	10	48.421		

Рисунок 3.7 - Приєднання вітрогенератора 100 кВт до вузла КТП 257, фідера 24 підстанції 35/10 Зіньків

При приєднанні вітрогенератора до вузла необхідно збільшити потужність трансформатора в цьому вузлі на потужність генерації, яку буде до нього приєднано.

Також зміниться кількість електроенергії яка споживалася обраним фідером, на кількість електроенергії, яка буде генеруватися у вузлі з вітрогенератором, при цьому необхідно врахувати те, що вітер дме з не постійною швидкістю, за формулою (3.1).

$$W_G = P_G \cdot T \cdot 0,7 \quad (3.1)$$

де  $W_G$  - електроенергія, що генерується вітрогенератором,  $P_G$  - потужність вітрогенератора,  $T$  – час максимальних втрат, 0,7 – коефіцієнт, який враховує не постійність вітрового потоку.

Так, як в обраному фідері з'явилося генерування, то кількість електроенергії яку споживає даний фідер зменшиться на величину  $W_G$ . Далі

необхідно перерахувати кількість електроенергії що споживається підстанцією вцілому за формулою (3.2)

$$W_{ПС} = \sum_{i=1}^n W_{\phi i} - W_G \quad (3.2)$$

де  $W_{ПС}$  - електроенергія, що споживається підстанцією,  $W_{\phi}$  - електроенергія, що споживається фідерами підстанції,  $W_G$  - електроенергія, що генерується вітрогенератором.

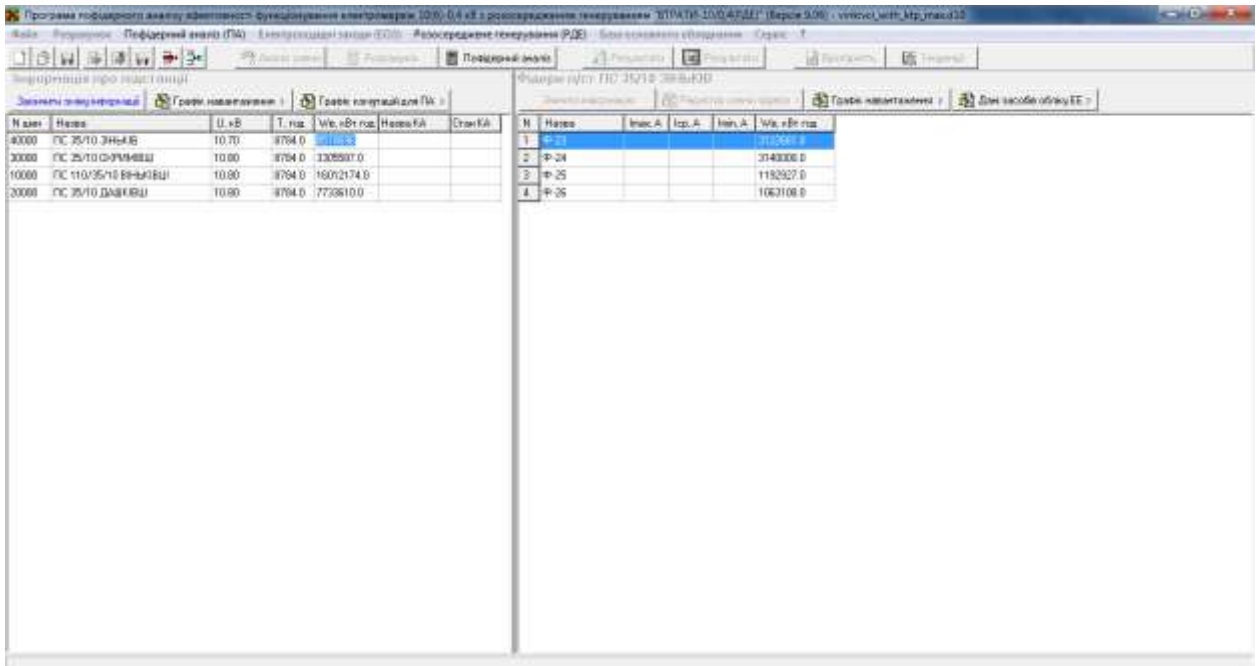
Назва	П.кВ	Т.год	Wк.кВт.год	Назва КЛ	Стан КЛ
4000 ПС 25/10 ЗВНЧ-03	10.00	8764.0	10071388.0		
20000 ПС 25/10 СФУМВШ	10.00	8764.0	1308907.0		
10000 ПС 110/35/10 ВРНЧ-03	10.00	8764.0	16012174.0		
20000 ПС 25/10 ДАВКВШ	10.00	8764.0	7732810.0		

N	Назва	Імек.А	Ісп.А	Імех.А	Wк.кВт.год
1	Ф-23				312064.0
2	Ф-24				112000.0
3	Ф-25				1182927.0
4	Ф-26				1063106.0

Рисунок 3.8 - Зменшення кількості електроенергії, що споживається фідером на величину  $W_G$



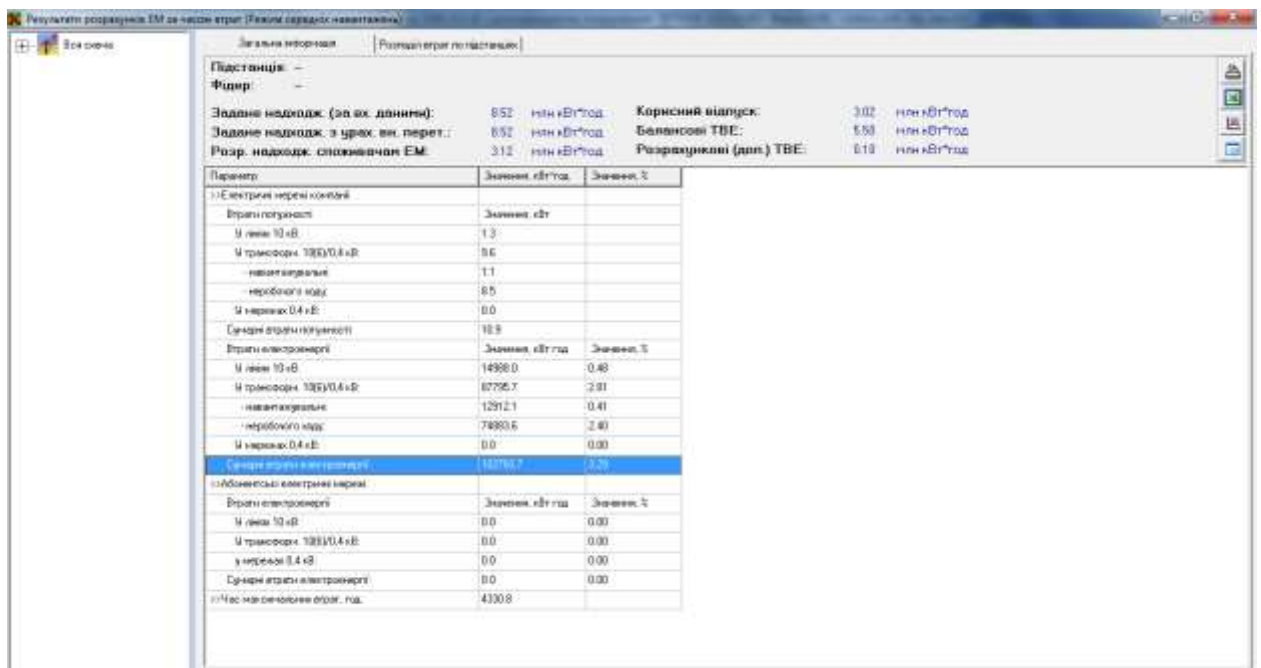


№ лінії	Назва	Ц.кв	Т.год	Міс. кВт год	Назва КЛ	Стан КЛ
4000	ЛС 35/10 ЗІНЬКІВ	10.70	8794.0	31103.3		
2000	ЛС 25/10 СІРМІШ	10.00	8794.0	1308907.0		
10000	ЛС 110/35/10 ВІНЬКІВЦІ	10.00	8794.0	16072174.0		
20000	ЛС 25/10 ДАВІДІВ	10.00	8794.0	7733610.0		

№	Назва	Імкс А	Ісп. А	Імкс А	Міс. кВт год
1	Л-21				3110361.8
2	Л-24				3143000.0
3	Л-25				1182927.0
4	Л-26				1063108.0

Рисунок 3.9 - Зменшення кількості електроенергії, що споживається фідерами підстанції



Підстанція: -  
Фідер: -

Задане надходж. (за вх. даними): 852 млн кВт\*год      Корисний відпуск: 302 млн кВт\*год  
 Задане надходж. з урах. вт. перет.: 852 млн кВт\*год      Балансові ТВЕ: 550 млн кВт\*год  
 Розр. надходж. споживачем ЕМ: 312 млн кВт\*год      Розрахункові (дод.) ТВЕ: 618 млн кВт\*год

Параметр	Значення кВт*год	Значення %
Витрати електроенергії	Значення кВт*год	Значення %
М ліній 10 кВ	1.3	
М трансформ. 10кВ/0.4кВ	9.6	
навантажувальні	1.1	
неробочого нап.	8.5	
М навантаж. 0.4 кВ:	0.0	
Сумарні витрати електроенергії	10.9	
Витрати електроенергії	Значення кВт*год	Значення %
М ліній 10 кВ	1498.0	0.48
М трансформ. 10кВ/0.4кВ	8796.7	2.81
навантажувальні	1291.2	0.41
неробочого нап.	7493.5	2.40
М навантаж. 0.4 кВ:	0.0	0.00
Сумарні витрати електроенергії	10276.7	3.29
Витрати електроенергії	Значення кВт*год	Значення %
М ліній 10 кВ	0.0	0.00
М трансформ. 10кВ/0.4кВ	0.0	0.00
у неробоч. 0.4 кВ	0.0	0.00
Сумарні витрати електроенергії	0.0	0.00
Час на вимовлення об'єкт. год.	4330.8	

Рисунок 3.10 - Результати розрахунку втрат електроенергії для підстанції 35/10 «Зіньків», після приєднання вітрогенератора



Після приєднання вітрогенератора потужністю 100 кВт, втрати електроенергії зменшилися на 174548,7, але так як після приєднання вітрогенераторів потужністю більше 100 кВт, спостерігається збільшення втрат електроенергії, тому встановлення в даному вузлі вітрогенераторів потужністю більше 100 кВт є не доцільним. Розрахунки для решти підстанцій наведені в таблиці 3.1

Таблиця 3.1 Результати розрахунку втрат електроенергії на підстанції до і після приєднання вітрогенераторів.

Втрати до приєднання ВДЕ	100 кВт	200 кВт	500 кВт	660 кВт	850 кВт	Номер вузла	Фідер
277332,4	102783,7	141132,9	168292,5	191370,7	216853,1	кТП 257	24
719039,3	70785,5	96546,1	277867,5	436527,2	691555,7	кТП 253	41
515822,3	410315,2	417476,4	463256,3	493936,6	472748,9	кТП 305	13
475543,6	266707,6	245610,0	414848,5	615118,5	866099	кТП 168	33

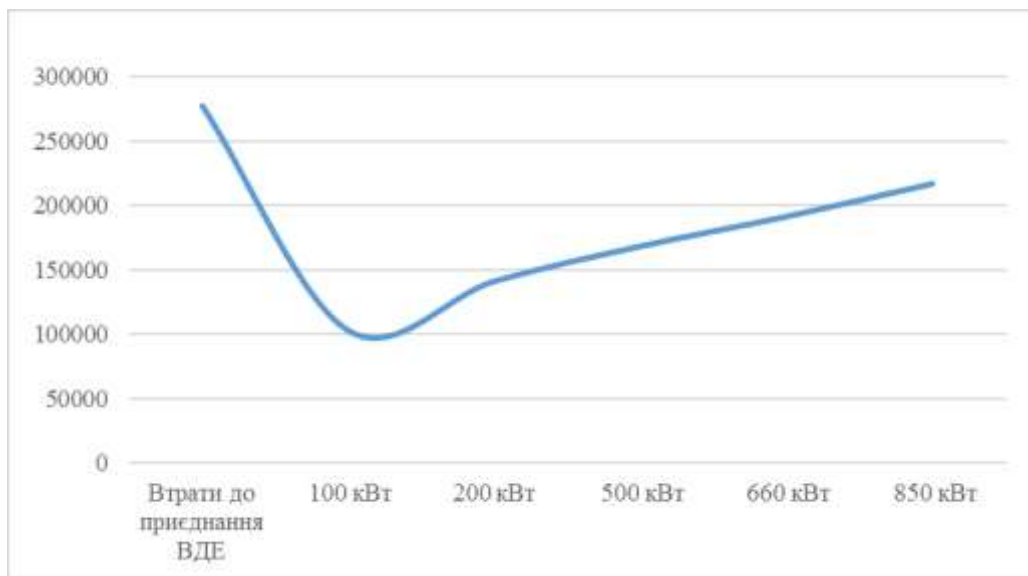


Рисунок 3.11. – Залежність втрат електроенергії від потужності генерування приєданого до РЕМ фідера 24 ПС 35/10 «Зіньків»

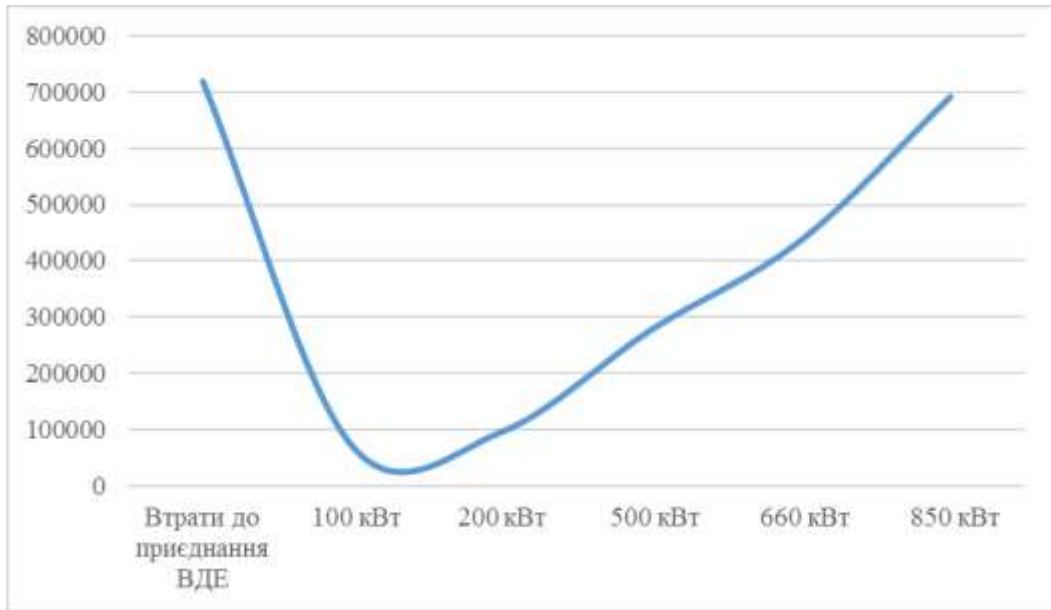


Рисунок 3.12. – Залежність втрат електроенергії від потужності генерування приєданого до РЕМ фідера 41 ПС 35/10 «Охримівці»

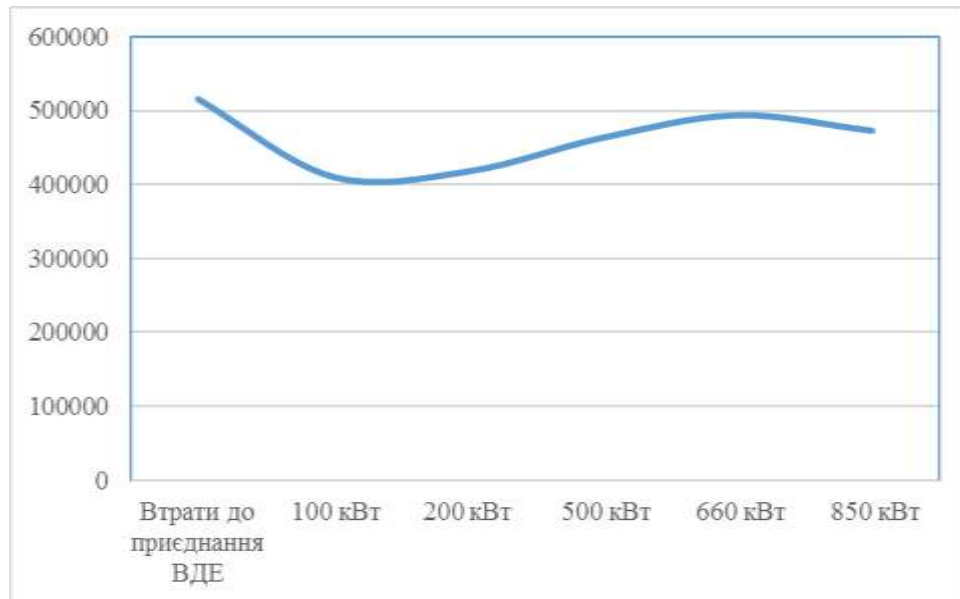


Рисунок 3.13. – Залежність втрат електроенергії від потужності генерування приєданого до РЕМ фідера 13 ПС 110/35/10 «Вінківці»

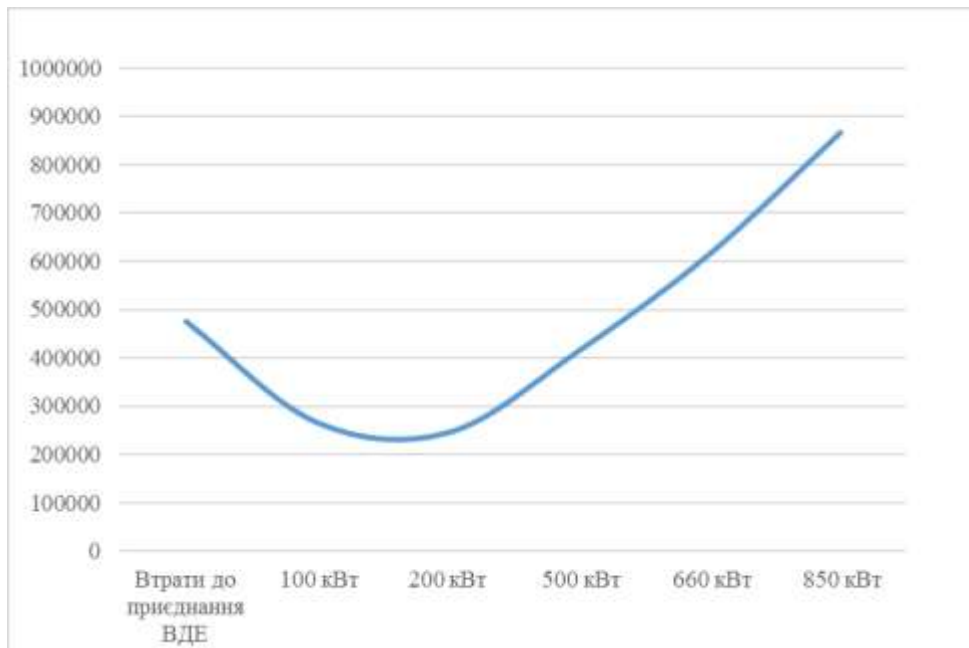


Рисунок 3.14 – Залежність втрат електроенергії від потужності генерування приєданого до РЕМ фідера 33 ПС 35/10 «Дашківці»

### 3.2 Розрахунок ефективності використання встановленої потужності відновлюваних джерел енергії за комплексним критерієм в РЕМ на прикладі Вінківських РЕМ

Розрахунок виконувався за допомогою програмного комплексу аналізу втрат електроенергії та формування електроощадних заходів в розподільних електричних мережах з розосередженим генеруванням «ВТРАТИ-10/0,4 (РДЕ)».

Числове значення сумарного прибутку від експлуатації ВДЕ за добу приєданого на паралельну роботу до Вінківських РЕМ можна записати таким чином:

$$P_{ВДЕ} = \sum_{i=1}^n u_i \cdot P_{ВДЕ_i} \cdot k_{в_i} \cdot T, \quad (3.3)$$

де  $P_{ВДЕ}$  – сумарне значення прибутку від експлуатації ВДЕ,  $u_i$  – ціна на електроенергію вироблену ВЕС відповідно до «Зеленого тарифу»,  $k_{в_i}$  –

коефіцієнт використання ВДЕ, який враховує ймовірнісний характер вітру,  $T$ -час.

Цільова функція задачі визначення оптимальної встановленої потужності Вітрогенератора для фідера №33 ПС 35/10 «Дашківці» отримає наступним чином:

$$\Pi = \Pi_{ВДЕ} \cdot e^{-k_1 \cdot (1 - \bar{P}(U_{\text{доп}}, T))} \cdot e^{-k_2 \cdot (1 - \bar{P}(\Delta W_{\text{доп}}, T))} \quad (3.4)$$

Отримане значення сумарного прибутку може варіюватись залежно від значення вагових коефіцієнтів  $k_1$  та  $k_2$ . Дані коефіцієнти та доцільність встановлення  $k_1=0,288$  в.о. та  $k_2=0,163$  в.о. були взяті з дисертації Малогулко Ю.В.

Отже числове значення сумарного прибутку від експлуатації Вітрогенератора за добу, приєднаного на паралельну роботу до Вінківських РЕМ, відповідно до (4.3) можна записати таким чином:

$$\Pi_{ВДЕ} = \sum_{i=1}^n u_i \cdot P_{ВДЕ_i} \cdot k_{\theta_i} \cdot T = 315,7 / 100 \cdot 850 \cdot 0,8 \cdot 24 = 51520 \text{ грн.}$$

А Цільова функція задачі визначення оптимальної встановленої потужності Вітрогенератора фідера №33 ПС 35/10 «Дашківці» отримає таке числове значення:

$$\begin{aligned} \Pi &= \Pi_{ВДЕ} \cdot e^{-k_1 \cdot (1 - \bar{P}(U_{\text{доп}}, T))} \cdot e^{-k_2 \cdot (1 - \bar{P}(\Delta W_{\text{доп}}, T))} = \\ &= 51520 e^{-0,288 \cdot (1 - 0,6)} \cdot e^{-0,163 \cdot (1 - 0,1)} = 39650 \text{ грн.} \end{aligned}$$

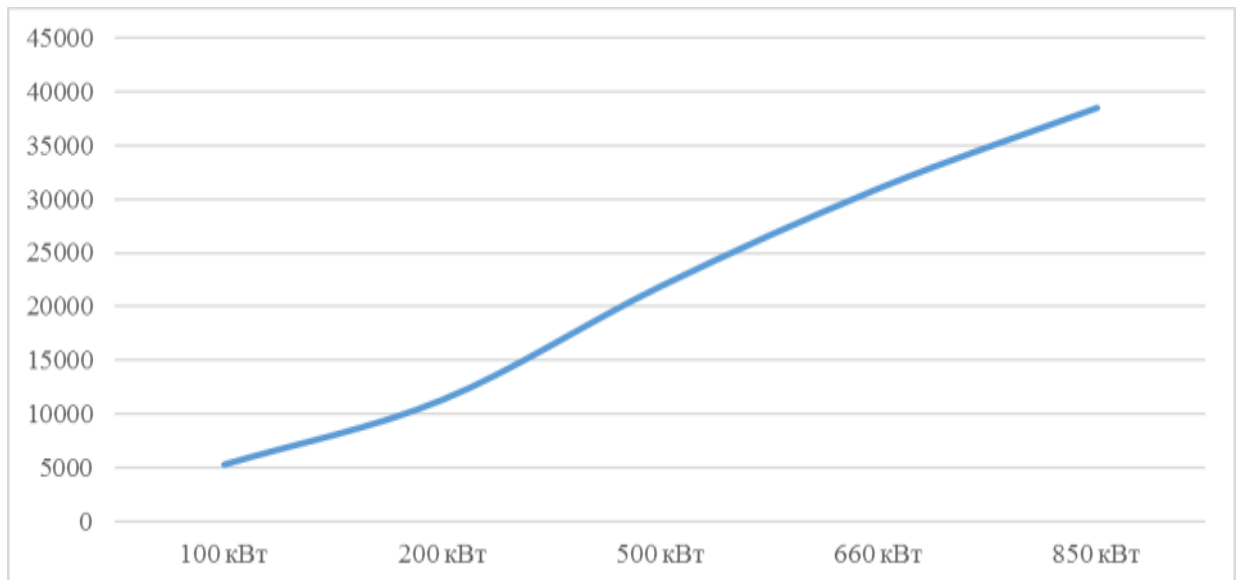
Таким чином, недотримання нормативних втрат потужності зменшує сумарний прибуток від експлуатації Вітрогенератора приєднаного до фідера №33 ПС 35/10 «Дашківці» на 23%.

Для розрахунку значення цільової функції змінювалось значення встановленої потужності Вітрогенератора приєднаного до фідера №33 ПС 35/10 «Дашківці» у бік зростання. Відповідно до перерозподілу змінювався і графік навантаження фідера №33. Результати розрахунку приведено у таблиця 3.2.

Таблиця 3.2 Результати розрахунку оптимальної встановленої потужності Вітрогенератора за комплексним критерієм

ПС «Дашків», кВт	$P_{ВДЕ}$ , тис. Грн/рік	$\bar{P}(U, T)$ , в.о.	$\bar{P}(\Delta W_H, T)$ , в.о.	$\Delta W$ . %	Ц, тис. грн/рік
100	5,875	0,9	0,38	7,8	5,323
200	11,750	1	0,6	7,22	11,36
500	29,38	0,7	0,25	11,62	21,92
660	38,78	0,6	0,15	16,32	31,04
850	49,94	0,5	0,10	21,54	38,53

Як видно з результатів дослідження, оптимальним є приєднання вітрогенератора потужністю 200 кВт до фідера №33 Дашківської підстанції. Збільшення встановленої потужності призводить до імовірного зниження якості напруги, що погіршує умови функціонування локальної електричної системи.



Рисинок 3.15. – Залежність цільової функції задачі визначення оптимальної встановленої потужності Вітрогенератора для фідера №33 ПС 35/10 «Дашківці» від потужності генерування приєднаного до РЕМ Вінківці

### Висновки до розділу 3

В результаті проведення дослідження було виявлено, якщо встановити вітрогенератор у найбільш навантаженому фідері кожної з підстанцій ми отримаємо зменшення втрат електроенергії, але з певними обмеженнями по номінальній потужності встановлюваних генераторів, адже при досягненні певної верхньої межі по потужності встановленої генерації, спостерігається збільшення втрат електроенергії.

Для підстанції 35/10 Вінківці верхньою межею є вітрогенератор потужністю 100 кВт, адже при приєднанні вітрогенераторів з потужністю більшою 100 кВт, спостерігається поступове збільшення втрат електроенергії.

Для підстанції 35/10 Охримівці верхньою межею є вітрогенератор 100 кВт, але якщо проаналізувати залежність на рис. 3.12 можна побачити що в даному випадку можливе встановлення вітрогенератора потужність близько 150 кВт, при тих же втратах електроенергії.

Для підстанції 110/35/10 Вінківці верхньою межею є вітрогенератор 100 кВт, але проаналізувавши залежність на рисунок 3.13 можна також зробити висновок що в даному випадку можливе встановлення вітрогенератора потужністю 150 кВт, при тих же втратах електроенергії.

Для підстанції 35/10 Дашківці верхньою межею є вітрогенератор 200 кВт, так, як при встановленні вітрогенераторів більшої потужності спростерігається збільшення втрат електроенергії.

В п.п 3.2 проведено розрахунок за допомогою програмного комплексу аналізу втрат електроенергії та формування електроощадних заходів в розподільних електричних мережах з розосередженим генеруванням «ВТРАТИ-10/0,4 (РДЕ)». Отримано числові значення сумарного прибутку від експлуатації вітрогенератора за добу приєднаного на паралельну роботу до Вінківських ЕМ, пораховано цільову функцію задачі визначення оптимальної встановленої потужності Вітрогенератора для фідера №33 ПС 35/10 «Дашківці», отримавши числові значення цільової функції, було виявлено, що при встановленні вітрогенератора потужністю 200 кВт загальні втрати склали 7,22%, при встановленні вітрогенератора потужністю 850 кВт через недотримання нормативу втрат потужності, та нормативу по відхиленню напруги сумарний прибуток від експлуатації Вітрогенератора приєднаного до фідера №33 ПС 35/10 «Дашківці» зменшився на 23%, а загальні втрати складають 21,54%, тому як видно з результатів дослідження, оптимальним є приєднання вітрогенератора потужністю 200 кВт до фідера №33 Дашківської підстанції. Збільшення встановленої потужності призводить до імовірного зниження якості напруги, що погіршує умови функціонування локальної електричної системи.

## **РОЗДІЛ 4 ДОСЛІДЖЕННЯ ЕКОНОМІЧНОГО ЕФЕКТУ ВІД ВСТАНОВЛЕННЯ СИСТЕМИ АВТОМАТИЗАЦІЇ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ ВІТРОУСТАНОВКАМИ ВІТРОВИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ**

### **4.1 Обґрунтування економічного розрахунку**

В даному розділі, завданням є запропонувати та обґрунтувати конструкцію системи автоматизації оптимального керування ВЕС, а також для порівняння з конструкцію звичайної ВЕС. Одним з найголовніших аспектів будівництва будь якої електростанції є економічний розрахунок, так, як першочерговим завданням таких об'єктів є реалізація максимально можливого прибутку, за рахунок використання максимального потенціалу енергообладнання, адже якщо конструкція економічно недоцільна, то подальше її використання втрачає сенс.

Експлуатація запропонованої системи автоматизації дає можливість більш доцільно використовувати генеровану потужність за рахунок підлаштування відповідно заявлених графіків навантаження, а також дозволяє збільшити ресурс акумуляторних батарей, та забезпечити зменшення втрат електроенергії в ЛЕС.

Важливим аспектом вибору обладнання для реалізації проекту є обґрунтування не лише технічної доцільності застосування конкретного обладнання, а й економічної.

Завданням даного розділу є розрахунок витрат на конструювання установки, враховуючи витрати на всі складові, та витрати на оплату роботи персоналу.

### **4.2 Розрахунок витрат на монтаж та експлуатацію системи автоматизації оптимального керування вітроустановками**

Для визначення витрат на оплату праці персоналу, будемо брати середньоринкову заробітну плату, та час на виконання поставленої роботи.



Вартість монтажу конструкції за ринковою ціною враховується окремо через складність оцінки трудомісткості подібних робіт.

Витрати на виготовлення будемо визначати з наступного виразу

$$V=(M+O)+Z_o+Z_d+CCB+N \quad (4.1)$$

$M+O$  – витрати на основні матеріали та обладнання,  $Z_o$  – Основна заробітна плати,  $Z_d$  – Додаткова заробітна плата,  $CCB$  – єдиний соціальний внесок,  $N$  – накладні витрати.

Таблиця 4.1 – Найменування та вартість обладнання для системи автоматизації оптимального керування вітроустановками

№	Найменування товару	К-сть	Ціна за одиницю товару, грн	Сума, грн
1	Промисловий контролер: Modicon M241/251	1	7400	7400
2	контактор: ABB AF30	1	2100	2100
3	Мережевий трифазний інвертор: SOLIS-10K	1	49000	49000
4	Кабельно-провідникові матеріали	50	30	1500
5	Контролер заряду MPPT	1	10800	10800
6	Випрямляч LogicPower 10k	1	9700	9700
7	Вітрогенераторw8 (10кВт)	1	256900	256900
Разом				337400

Вартість інших робіт розрахуємо відповідно до ціни роботи персоналу, що займається монтажними роботами. Заробітну плату для персоналу наведено в таблиці 4.2

Заробітну плату  $Z_o$  розрахуємо за формулою:

$$Z_o=T_p \cdot B_r \quad (4.2)$$

де  $T_p$  – час роботи,  $V_r$  – вартість години роботи.

Вартість години роботи, визначимо як відношення середньо ринкової заробітної плати, до добутку тривалості робочого дня та кількості робочих днів в місяці.

Відповідно можемо визначити вартість години роботи:

Для інженера-електрика

$$8000/(8 \cdot 22)=45,08(\text{грн/год})$$

Для слюсара

$$6000/(8 \cdot 22)=34,1(\text{грн/год})$$

Для вантажника

$$6000/(8 \cdot 22)=34,1(\text{грн/год})$$

Таблиця 4.2 – Розрахунок основної заробітної плати

Найменування робіт	Робітник	Тривалість робіт	Заробітна плата
Проектування	Інженер-електрик	100	4508
Монтаж обладнання	Інженер-електрик	100	4508
Допоміжні роботи	Слюсар	50	1700
Вантажні роботи	Вантажник	50	1700
Разом			12416

Додаткова заробітна плата складає 10% від основної, відповідно становить 1240 грн.

Єдиний соціальний внесок обрахуємо за наступною формулою:

$$ЄСВ=0,22 \cdot (Z_o + Z_d) \quad (4.3)$$

Підставивши значення отримаємо:

$$ЄСВ=0,22 \cdot (12416+1240)=3004 \text{ (грн)}$$

Накладні витрати визначимо за формулою:

$$H=1,5 \cdot (3_o + 3_d) \quad (4.4)$$

Підставивши значення отримаємо:

$$H=1,5 \cdot (6550+655)=20484 \text{ (грн)}$$

Таким чином капітальні витрати на реалізацію проекту системи автоматизації оптимального керування вітроустановками складають:

$$B_k=337400+12416+1240+3004+20484=374544 \text{ (грн)}.$$

Таблиця 4.3 – Найменування та вартість обладнання для звичайної системи автоматизації ВЕУ

№	Найменування товару	К-сть	Ціна за одиницю товару, грн	Сума, грн
1	Мережевий трифазний інвертор: SOLIS-10K	1	49000	49000
2	Кабельно-провідникові матеріали	50	30	1500
3	Контролер заряду МРРТ	1	10800	10800
4	Випрямляч LogicPower 10k	1	9700	9700
5	Вітрогенератор W8 (10 кВт)	1	256900	256900
Разом				327900

Витрати на монтажні та налагоджувальні роботи приймаємо таким ж як і для попереднього випадку, так як час на роботи приблизно однаковий, тому оплата праці монтажного персоналу, залишається такою ж. Можемо порахувати капітальні витрати на проект зі звичайною системою автоматизації:

$$B_k=327900+12416+1240+3004+20484=365044 \text{ (грн)}$$

### 4.3 Розрахунок експлуатаційних витрат

Витрати на експлуатацію розраховуються за формулою:

$$V_e = V_a + V_{т.о} \quad (4.5)$$

де:  $V_a$  – амортизаційні витрати,  $V_{т.о}$  – витрати на технічний огляд та поточний ремонт.

Розрахунок амортизаційних витрат:

Амортизаційні витрати основною мірою залежать від терміну використання об'єкта. Термін корисного використання об'єктів, для нарахування амортизації приймається не меншим мінімально допустимого терміну, який вказується в паспортних даних основних фондів. Мінімально допустимий термін корисного використання вітроустановок складає 12 років.

Податковим кодексом України дозволено використовувати прямолінійний метод амортизації, при якому річна сума амортизації розраховується як відношення амортизованої вартості до терміну корисного використання основних фондів. Отже норму амортизації визначатимемо з формули:

$$H_a = \frac{V_k}{V_k \cdot T_{к.к}} \cdot 100\% \quad (4.6)$$

Так як термін корисного користування сонячних панелей 12 років, то розрахункове значення норми амортизації буде рівне 8%. Виходячи з цього розрахуємо амортизаційні витрати.

Підставивши значення отримуємо:

Для електростанції з звичайною системою автоматизації:

$$V_a = 365044 \cdot 0,08 = 29203,52 \text{ (грн)}$$

Для електростанції з системою автоматизації оптимального керування:

$$B_a = 374544 \cdot 0,08 = 29963,52 \text{ (грн)}$$

Витрати на технічне обслуговування та ремонт:

Щорічні витрати на технічний огляд та ремонт обладнання будемо визначати за формулою:

$$B_{т.о} = R \cdot t \cdot m \cdot R_c + \frac{S \cdot E_o}{T} \cdot T_p \quad (4.7)$$

де  $R$  – оплата години роботи працівників, що займаються ремонтом  $R=33$  грн,  $t$  – трудомісткість ремонтних робіт, при ремонтах середньої складності цей показник рівний 9 год/од,  $m$  – число ремонтів протягом року, приймаємо 1,  $R_c$  – сумарна складова важкості ремонтних робіт, цей показник залежить від типу обладнання, для установок потужністю 5 – 10 кВт, цей показник має значення 2,1,  $S$  – ціна однотипних взаємозамінних елементів – 220 грн,  $E_o$  – кількість однотипних взаємозамінних елементів – 12,  $T$  – середній час роботи обладнання даного типу – 19020 год,  $T_p$  – кількість годин роботи даного обладнання на рік – 5000 год.

Підставивши значення у формулу, обрахуємо річні витрати на технічний огляд та ремонт, вони будуть однаковими для двох електростанцій.

$$B_{т.о} = 33 \cdot 9 \cdot 1 \cdot 2,1 + \frac{220 \cdot 12}{19020} \cdot 5000 = 1318$$

Маючи значення амортизаційних витрат, та витрат на технічне обслуговування та ремонт, можемо виконати розрахунок експлуатаційних витрат для кожного проекту.

Для електростанції з звичайною системою автоматизації:

$$B_e = 6491 + 1318 = 7809 \text{ (грн/р)}$$

Для електростанції з системою автоматизації оптимального керування:

$$B_e = 7171 + 1318 = 8489 \text{ (грн/р)}$$

#### 4.4 Розрахунок доходів від продажу електроенергії в мережу за «зеленим тарифом»

Для оцінки ефективності систем автоматизації з економічної точки зору, необхідно розрахувати та проаналізувати прибуток, отриманий від реалізації електроенергії з врахуванням втрат електроенергії які були зменшені шляхом застосування системи автоматизації оптимального керування ВЕУ, енергія вироблена ВДЕ продається за «зеленим тарифом», ціна за яким є вищою ніж ціна на електроенергії вироблену традиційними джерелами енергії. Такий крок стимулює інвестувати кошти у відновлювальну енергетику.

Ставка зеленого тарифу, для енергогенеруючих об'єктів, які здані в експлуатацію з 01.01.2017 – 31.12.2019, для електроенергії, отриманої від сонячного випромінювання, наземними об'єктами електроенергетики, відповідно до постанови Національної комісії, що здійснює регулювання в сферах енергетики та комунальних послуг, тариф за 1 кВт год електроенергії, за зеленим тарифом складає 11,6 євроцентів, або 3,19 гривень.

Визначимо кількість електроенергії, яку можливо продавати в мережу різними система. Для цього потрібно враховувати різницю між спожитою електроенергією, та генерованою електроенергією для всіх трьох систем:

Річний дохід від продажу електроенергії визначатимемо за формулою:

$$D_p = W_{пр} \cdot C_e \quad (4.8)$$

де  $W_{пр}$  – кількість проданої електроенергії протягом року,  $C_e$  – ціна електроенергії.

Кількість проданої електроенергії визначимо з виразу:

$$W_{пр} = W_r - \Delta W \quad (4.9)$$

де  $W_r$  – кількість згенерованої електроенергії,  $\Delta W$  – втрати електроенергії в системі.

$$W_r = P_r \cdot T \cdot 0,42 \quad (4.10)$$

де  $T$  – час максимальних втрат,  $P_r$  – потужність вітрогенератора, 0,42 – коефіцієнт використання вітрового потоку.

Отже, маючи всі данні проведемо розрахунок:

$$W_r = 10 \cdot 8760 \cdot 0,42 = 36792 \text{ (кВт год/рік)}$$

Розрахунок втрат електроенергії виконувався за допомогою програмного комплексу аналізу втрат електроенергії та формування електроощадних заходів в розподільних електричних мережах з розосередженим генеруванням «ВТРАТИ-10/0,4 (РДЕ)».

Для електростанції зі звичайною системою автоматизації,  $W_r = 36792$  кВт год/рік,  $\Delta W = 1839$  кВт год/рік

$$W_{пр} = 36792 - 1839 = 34953 \text{ (кВт · год)}$$

$$D_p = 34953 \cdot 3,19 = 111500 \text{ (грн)}$$

Для електростанції з системою автоматизації оптимального керування,  $W_r = 36792$  кВт год/рік,  $\Delta W = 1287$  кВт год/рік

$$W_{пр} = 36792 - 1287 = 35505 \text{ (кВт · год)}$$

$$D_p = 35505 \cdot 3,19 = 113260 \text{ (грн)}$$

#### 4.5 Розрахунок терміну окупності

Спочатку необхідно провести розрахунок чистого річного прибутку, з врахуванням доходів від продажу електроенергії та експлуатаційних витрат за наступним виразом:

$$\Pi_p = D_p - B_e \quad (4.11)$$

Для електростанції з звичайною системою автоматизації:

$$P_p = 111500 - 7809 = 103691 \text{ (грн)}$$

Для електростанції з системою автоматизації оптимального керування:

$$P_p = 113260 - 8489 = 104771 \text{ (грн)}$$

Отримавши значення чистого прибутку на рік, можемо розрахувати термін окупності для обох варіантів систем автоматизації:

Для електростанції з звичайною системою автоматизації:

$$T_{ок} = \frac{365044}{103691} = 3,63 \text{ (р)}$$

Для електростанції з системою автоматизації оптимального керування:

$$T_{ок} = \frac{374544}{104771} = 3,78 \text{ (р)}$$

#### **Висновок до розділу 4**

В даному розділі було здійснено розрахунок вартості будівництва вітрової електростанції потужністю 10 кВт, з двома варіантами виконання: зі звичайною системою автоматизації, та з системою автоматизації оптимального керування ВЕУ. Було проведено розрахунок капітальних витрат на матеріали та монтаж таких систем вартість проектів складає 365044 грн і 374544 відповідно. Наступним етапом було пораховано щорічні експлуатаційні витрати та дохід від продажу електроенергії за зеленим тарифом. Термін окупності досліджених варіантів виконання проекту складає 3,6 та 3,8 роки відповідно. Проаналізувавши отримані результати можна зробити висновок, що застосування систем автоматизації оптимального керування ВЕУ суттєво не впливає на початкові капіталовкладення та на термін окупності, проте дозволяє зменшити втрати електроенергії в мережі, та збільшити надійність електропостання споживачів, а також дозволяє максимально можливо дотримуватись заявлених графіків навантаження.



## РОЗДІЛ 5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

### 5.1 Задачі розділу

Конституція України гарантує право всіх громадян України на належні безпечні і 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 і здорові умови праці повинна бути забезпечена на кожному робочому місці це стосується і робіт пов'язаних з монтажем вітряків, які працюють в складі електроенергетичної системи України.

Коли плануються роботи по розташуванню, встановленню та експлуатації вітряка в першу чергу необхідно подумати про забезпечення безпеки. Ніколи не слід забувати про небезпеки, які пов'язані з механічними і електричними пристроями і з лопатами ротора. Обертові лопаті вітрогенератору (вітряк) є основним механічним джерелом небезпеки. Лопаті ротора вітряка виготовлені з міцного термопласти. Швидкість руху кінцевих точок лопатей може перевищувати 400 км / год. При такій швидкості край лопатей майже невидимий і може завдати серйозної травми працівнику при його знаходженні поблизу рухомих лопатей ротора.

Оскільки роботи по монтажу вітряка проводяться на значній висоті та на відкритій місцевості, то при їх монтажі або обслуговуванні необхідно дотримуватися правил охорони праці з робіт на висоті, враховувати мікрокліматичні умови виробничого середовища, санітарно-гігієнічні параметри, що характеризують виробничий шум, освітлення, вібрацію та ін.

Вітряк обладнаний складними електронними пристроями, при розробці та монтажі яких необхідно забезпечити захист працівника від електричних джерел небезпеки, пов'язаних з ризиком дії надмірної величини електричної енергії та параметрів що її характеризують на працівника. Внаслідок протіканням надмірного струму по проводах з недостатнім перетином або

через погані контакти металевих з'єднань можливе надмірне виділення тепла в системах електротехнічного монтажу, що стає часто результатом пожеж вітряків. Також ризик виникнення пожеж на вітряках 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 монтажем вітряків, які працюють в складі електроенергетичної системи України з урахуванням сучасних знань, системного та ризик-орієнтовного підходів про природу небезпеки.

Враховуючи те, що для мінімізації ризику професійного захворювання та травматизму працівників при виконанні робіт пов'язаних з монтажем вітряків вимотається рішення цілого комплексу питань з охорони праці а обсяг розділу даного диплому обмежений то сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою дипломного проектування:

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

2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці при електричному монтажі вітрогенератора. Розрахувати параметри заземлюючого пристрою вітрогенератора.

3. Описати основні заходи протипожежного захисту вітроелектричних установок.

Початкові данні для рішення поставлених задач охорони праці використовуємо з попередніх розділів та підрозділів дипломної роботи: (розділ 3.2).

## **5.2. Аналіз умов праці робіт пов'язаних з монтажем вітряків, які працюють в складі електроенергетичної системи України**

На основі аналізу літературних джерел [19] та викладеного матеріалу у підрозділі 5.1 при проектуванні і виконанні монтажних робіт вітряків повинні бути враховані наступні небезпечні і шкідливі виробничі фактори з урахуванням міждержавного нормативного документа з охорони праці ГОСТ 12.0.003-74 [20]:

Фізичні небезпечні й шкідливі виробничі фактори:

- небезпечні рівні напруги в електричному ланцюзі, замикання якого може відбутися через тіло людини;
- розташування робочого місця на значній висоті щодо поверхні землі (підлоги);
- гострі крайки, задирки і шорсткість на поверхнях заготовок, інструментів, устаткування;
- рухомі частини виробничого устаткування;
- вироби, що пересуваються, заготівки, матеріали;
- підвищена і знижена температура повітря робочої зони;
- підвищена вологість повітря;
- підвищений чи знижений барометричний тиск у робочій зоні і його різка зміна;
- підвищена чи знижена рухливість повітря;
- підвищена запиленість і загазованість повітря робочої зони;
- недостатня освітленість робочої зони;
- відсутність чи недостача природного світла;
- підвищена яскравість світла; пряма і відбита блискість;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищений рівень вібрації;
- підвищений рівень ультразвуку;
- підвищений рівень іонізуючих випромінювань у робочій зоні

- підвищений рівень статичної електрики.

Додатково повинні бути враховані наступні фізичні небезпечні виробничі фактори:

- несправність вантажопідіймальних засобів;
- підвищений рівень електричної енергії;
- підвищена пожежна безпека: відкритий вогонь, токсичні продукти згорання, іскри, дим;
- підвищена вибухонебезпечність.

Психофізіологічні небезпечні й шкідливі фактори:

- фізичні перевантаження;

### **5.3 Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці при електричному монтажі вітрогенератора. Розрахувати параметри заземлюючого пристрою вітрогенератора.**

5.3.1 Організаційно-технічні рішення з охорони праці за стандартами України з вітроенергетики.

Аналіз нормативно-технічної літератури дозволив виділити ряд однотипних операцій при монтажі вітрогенератора: підготовчі роботи, безпосередньо монтаж вітряка та завершення роботи.

Таблиця 5.1- Державні стандарти України з вітроенергетики

1	ДСТУ ІЕС WT	Системи ІЕС перевіряння відповідності та сертифікації вітряних турбін. Правила і процедури (ІЕС WT 01:2001, IDT)	чинний
2	ДСТУ 2275-93	Енергозбереження.Нетрадиційні та поновлювані джерела енергії. Терміни та визначення	чинний
3	ДСТУ 3569-97 (ГОСТ 30514-97)	Енергозбереження.Нетрадиційні та поновлювані джерела енергії. Основні положення	чинний
4	ДСТУ 3896-99	Вітроенергетика.Вітроенергетичні установки та вітроелектричні станції. Терміни та визначення	замінений
5	ДСТУ 3896:2007	Вітроенергетика.Вітроенергетичні установки та вітроелектричні станції. Терміни та визначення понять	чинний
6	ДСТУ 4037-2001	Вітроенергетика.Установки електричні вітряні. Загальні технічні вимоги	чинний
7	ДСТУ 4051-2001	Вітроенергетика.Станції електричні вітряні. Загальні технічні Вимоги	чинний
8	ДСТУ 4225:2003	Вітроенергетика.Установки електричні вітряні. Методи випробування	чинний
9	ДСТУ 4407:2005	Вітроенергетика.Установки вітронасосні. Загальні технічні вимоги	чинний
10	ДСТУ 4859:2007	Вітроенергетика.Установки електричні вітряні малої потужності. Загальні технічні вимоги	чинний
11	ДСТУ 7337:2013	Вітроенергетика.Установки електричні вітряні. Параметричний ряд	ще не введений в дію
12	ДСТУ 7338:2013	Вітроенергетика.Установки електричні вітряні малої потужності. Методи випробування	ще не введений в дію
13	ДСТУ ІЕС 61400-1-2001	Системи турбогенераторні вітряні. Частина 1. Вимоги безпеки (ІЕС 61400-1:1999, IDT)	чинний
14	ДСТУ ІЕС 61400-2-2001	Системи турбогенераторні вітрові. Частина 2. Безпечність малих вітрових турбін (ІЕС 61400-2:1996, IDT)	чинний
15	ДСТУ ІЕС 61400-11:2002	Системи турбогенераторні вітряні. Частина 11. Методика вимірювання акустичного шуму (ІЕС 61400-11:1997, IDT)	замінений

Підготовчі роботи включають в себе визначення кліматичних умов на місці проведення робіт, підготовку робочої площадки, перевірку справності інструментів та пристосувань, перевіряйте опорні конструкції, лопаті і системи монтажу оснащення, перевірку ізоляції системи, підйомних механізмів що використовується, та окремих елементів, інструктаж та перевірку знань з безпеки праці персоналу.

Кліматичні умови визначаються шляхом вимірювання температури, відносної вологості та швидкості руху повітря. Відповідно до [27], ці показники не повинні виходити за межі установлених допустимих значень:

- температура повітря в теплу пору року не більше плюс 28 °С;
- швидкість вітру до 6 м/с;
- відносна вологість не більше 75 %.

Забороняється проведення робіт при опадах у вигляді дощу та снігу, тумані та інеї, зледенінні на опорах і проводах, наближенні грози.

За [28] роботи по монтажу вітряка слід проводити в світлий час доби, значення освітленості на робочому місці монтажника повинно бути не менше 200 лк.

Підготовка робочої площадки полягає в розчищенні місця, де розстилають брезент, на який в певному порядку розкладають приладдя і інструмент. Ретельно перевіряють їх цілісність і відсутність дефектів, терміни випробування і придатність ізолювальних засобів. Перевіряють і одягають комплект одягу. Одягають захисні каски і запобіжні пояси.

Таблиця 5.2 – Захист вітрової турбіни (концепція зони грозозахисту)

№ рис.5.3	Область, що підлягає захисту	Захист від перенапруги	Частина №.
1	Напруга живлення концентратора	DEHNguard TN 275 FM	952 205
	Сигнальні лінії між головою та радіусом	BLITZDUCTOR XT BE 24 *	920 324
	Напруга живлення концентратора	DENHpatch DPA M CAT6 RJ45S48	929 121
2	Захист сигнальної лампи літака	DEHNguard M TN 275 FM	952 205
3	Сигнальні лінії метеостанції та	BLITZDUCTOR XT ML4 BE 24 *	920 324
	контрольний кабінет у воїні	BLITZDUCTOR XT ML2 BE S 24 *	920 224
4	Контрольний кабінет у воїні	DEHNguard M TNC 275 FM	952 305
	230/400 В напруга живлення	DEHNguard M TNC CI 275 FM	952 309
5	Захист генератора	DEHNguard M WE 600 FM	952 307
6	Захист трансформатора	DEHNmid DMI 9 10 1	990 003
		DEHNmid DMI 36 10 1	990 013
7	Напруга живлення контрольного шафи в баштовій базі,	DEHNguard M TNC 275 FM	952 305
	230/400 В система TN-C	DEHNguard M TNC CI 275 FM	952 309
8	Основна вхідна поставка, система 400/690 В TN	3x DEHNbloc M 1 440 FM	961 145
9	Захист інвертора	DEHNguard M WE 600 FM	952 307
10	Захист сигнальних ліній у контрольний шафі	BLITZDUCTOR XT ML4 BE 24 *	920 324
	баштової бази	BLITZDUCTOR XT ML2 BE S 24 *	920 224
11	Захист надбудов головоломки	Air-termination rods Pipe clamp for air-termination rods	103 449 540 105

За безпекою виконання всіх технологічних операцій стежить керівник робіт. В процесі робіт здійснюється постійний нагляд за всіма членами бригади. Керівник робіт не може безпосередньо брати участь в роботах і повинен знаходитися внизу, а виконавець може знаходитися на висоті. При виконанні робіт на висоті необхідно дотримуватися правил охорони праці при роботі на висоті [24].

В процесі установки вітряка для мінімізації ризику травматизму необхідно дотримуватися наступних організаційно-технічних вимог техніки безпеки та виробничої санітарії:

- виконання електромонтажних робіт доручається особам, що пройшли медичний огляд і спеціальне навчання для роботи на електроустановках;
- монтаж вітряка краще проводити в безвітряний день;
- установлювати турбіну необхідно таким чином, щоб ні що не могло би опинитися на шляху її лопаті;
- основні операції установа генератора повинні проводитися на рівні землі;
- при проведенні робіт на висоті повинні встановлюватися обгороджування і позначатися в установленому порядку межі небезпечних зон;
- при неможливості облаштування обгороджувань монтажні роботи повинні виконуватися із застосуванням запобіжного пояса і страху вального каната;
- електричні з'єднання повинні проводитися за розробленою монтажною схемою системи, приклад якої подано на рис. 5.3.
- в ланцюгах, що підключаються до акумулятора, необхідно встановити плавкі запобіжники або автоматичні вимикачі відповідного номіналу;
- протягом встановлення вітряка акумуляторні батареї повинні бути від'єднані;



- до підключення дротів акумулятора вихідні дроти вітротурбіни повинні бути з'єднані між собою;
- забороняється наближатися до турбіни на небезпечну відстань, коли вона працює;
- не слід поєднувати при контактних електричних з'єднаннях разом різні метали (наприклад, мідь і алюміній);
- всі електричні кабелі електроживлення повинні мати надійну ізоляцію та відповідати технологічним вимогам:
- для захисту людей від ураження електричним струмом повинно бути виконано заземлення.

### 5.3.2 Розрахунок параметрів заземлюючого пристрою вітрогенератора

Правильне заземлення турбіни має важливе значення для захисту електронних пристроїв, турбіни генератора та персоналу при довгостроковій експлуатації вітряка. Важливо заземлити ті металеві частини електрообладнання, які можуть опинитися під напругою від грозових розрядів, коротких замикань і від статичної електрики. Належне заземлення підвищує також рівень безпеки турбінної системи вітряка, зменшує ризик виникнення пожежі та ризик ураження персоналу електричною енергією.

Для обґрунтування параметрів заземлюючого пристрою, який використовується в схемі заземлення вітряка проведемо розрахунок за загальноприйнятою методикою [23]. При розрахунку будемо використовувати програмне забезпечення Mathcad та данні, що відповідають завданню теми дипломної роботи:

Тип заземлювального пристрою – вертикальні сталеві труби з розмірами:

$l_B = 2,5$  м;  $d_B = 0,05$  м; товщина стінки  $\delta = 3$  мм; відстань між вертикальними заземлювачами  $a = 5$  м., тобто  $a/l_B = 2$ . Глибина закладання заземлювачів  $H_0 = 0,8$  м.,  $B_C = 50$  мм.

Ґрунт – супісок; склад – однорідний; вологість – мала. Кліматична зона – III.

Визначаємо розрахунковий питомий опір чорнозему

$$\rho_{\text{розр.}} = \rho_{\text{табл.}} \cdot K_c, \quad (5.1)$$

де  $\rho_{\text{табл.}} = 300 \text{ Ом} \cdot \text{м}$  – приблизні значення питомих електричних опорів різних ґрунтів та води, Ом м

$K_c = 1,2$  – коефіцієнт сезонності  $K_{c.v.}$  для однорідної землі при вимірюванні її опору:

$$\rho_{\text{розр.}} = 300 \cdot 1,2 = 360 (\text{Ом} \cdot \text{м})$$

Визначаємо відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача (рис. 5.1):

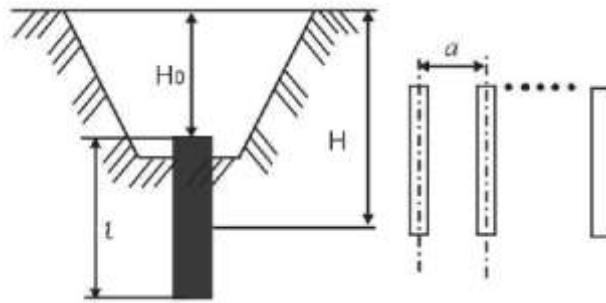


Рисунок 5.1 – Схема розміщення заземлювача в ґрунті

$$H = H_0 + \frac{l_B}{2}, \quad (5.2)$$

$$H = 0,8 + \frac{2,5}{2} = 2,05 (\text{м})$$

Визначаємо опір розтікання струму в одному вертикальному заземлювачі:

$$R_B = 0,366 \frac{\rho_{\text{розр.}}}{l_B} \left( \lg \frac{2l_B}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4H + l_B}{4H - l_B} \right); \quad (5.3)$$

$$R_B = 0,366 \frac{360}{2,5} \left( \lg \frac{2 \cdot 2,5}{0,05} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 2,05 + 2,5}{4 \cdot 2,05 - 2,5} \right) = 105,439 \text{ (Ом)}.$$

Визначаємо орієнтовну кількість вертикальних заземлювачів при  $\eta_B = 1$  де  $\eta_B$  – коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів

$$n_{\text{OP}} = \frac{R_B}{R_d \cdot \eta_B} \quad (5.4)$$

$$n_{\text{OK}} = \frac{105,439}{4 \cdot 1} = 26,359; \text{ приймаємо } n_{\text{OK}} = 27 \text{ шт.}$$

Визначаємо коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів  $\eta_B$ , заземлювачі розташовані в ряд,  $a/l_B = 2, n = 27$ . Приймаємо  $\eta_B = 0,47$ .

Визначаємо необхідну кількість вертикальних заземлювачів з врахуванням коефіцієнта використання:

$$n_B = n_{\text{OP}} / \eta_B; \quad (5.5)$$

$$n_B = 27 / 0,47 = 57,44.$$

Приймаємо  $n_B = 58$  шт.

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму у вертикальних заземлювачах при  $n_B = 58$  без врахування з'єднувальної стрічки:

$$R_{\text{розр.в.}} = \frac{R_B}{n_B \cdot \eta_B}; \quad (5.6)$$

$$R_{\text{розр.в.}} = \frac{105,439}{58 \cdot 0,47} = 3,86 \text{ (Ом)}.$$

Визначаємо довжину з'єднувальної стрічки:

$$L_c = 1,05 \cdot a(n-1); \quad (5.7)$$

$$L_c = 1,05 \cdot 2,5(58-1) = 149,62 \text{ (м)}.$$

За формулою (6.8) для горизонтальних електродів, розташованих в ґрунті, визначаємо опір розтікання струму:

$$R_{\Gamma} = 0,366 \frac{\rho_{\text{розр.}}}{L_c} \lg \frac{2 \cdot (L_c)^2}{H_o \cdot B_c}; \quad (5.8)$$

$$R_{\Gamma} = 0,366 \frac{360}{149,62} \lg \frac{2 \cdot (149,62)^2}{2,05 \cdot 0,05} = 4,96.$$

Визначаємо коефіцієнт використання горизонтального заземлювача. при  $a/l=1$ ,  $n=27$ . Приймаємо  $\eta_{\Gamma} = 0,79$ .

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі з врахуванням  $\eta_{\Gamma}$ :

$$R_{\text{розр.}\Gamma} = \frac{R_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}}; \quad (5.9)$$

$$R_{\text{розр.}\Gamma} = \frac{4,96}{0,79} = 6,27 \text{ (Ом)}.$$

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму заземлювального пристрою:

$$R_{\text{розр.}} = \frac{R_{\text{розр.В}} \cdot R_{\text{розр.Г}}}{R_{\text{розр.В}} + R_{\text{розр.Г}}}; \quad (5.10)$$

$$R_{\text{розр.}} = \frac{3,86 \cdot 6,27}{3,86 + 6,27} = 2,38 \text{ (Ом)};$$

Отриманий розрахунковий опір розтікання струму відповідає вимогам ПУЕ, ПТЕ та ПТБ.

### 5.3 Протипожежний захист вітроелектричних установок

На жаль, поки що в Україні відсутні будь-які нормативні документи щодо протипожежного захисту такого роду об'єктів, які є пожежонебезпечними тому основні рекомендації щодо протипожежний захисту вітроелектричних установок наведено з урахуванням діючого в Німеччині й у деяких країнах Європи стандарті VdS 3523 «Вітроелектричні установки (ВЕУ); Настанови з пожежної безпеки», який було введено у дію в липні 2008 року [ ] та діючих нормативів з пожежної безпеки України.

Відповідно до типових ризиків, а також основних цілей захисту, у настановах наведені заходи пожежної безпеки у рамках загальної концепції протипожежного захисту, які добре зарекомендували себе для захисту 86 будівель та інших інженерних конструкцій. Для захисту ВЕУ потрібно пристосувати протипожежні заходи, що пристосовані до особливих умов застосування у електроустановках (клас пожеж Е). Використовувати первинні засоби пожежогасіння та засоби автоматичної системи пожежної сигналізації. Організація пожежної сигналізації і пожежогасіння добре зарекомендували себе при захисті об'єктів з підвищеною пожежною небезпечністю.

Як показує досвід, будівельні та інженерно-технічні заходи пожежної безпеки можуть надійно виконувати свої функції протягом періоду експлуатації тільки, якщо були вжиті необхідні заходи для забезпечення

якісного проектування, реалізації проекту і при відповідальному експлуатуванні. До таких заходів відносяться:

- Застосування визнаних технічних стандартів, як основу при проектуванні;
- Застосування кваліфікованих професійних проектувальних організацій і кваліфікованих виконавців робіт;
- Застосування матеріалів і систем, які були випробувані і сертифіковані акредитованими органами, як, наприклад, VdS Schadenverhütung GmbH для систем пожежної безпеки, що також включає аудит системи керування якістю;
- Виконання робіт спеціалізованими організаціями, які мають достатні професійні знання і досвід, навчений персонал, необхідне обладнання;
- Приймальні випробування і періодичний технічний нагляд атестованим технічним експертом, наприклад, спеціалістом VdS по системам пожежної безпеки;
- Регулярне обслуговування згідно з інструкціями, яке проводиться спеціалізованими організаціями і навченим персоналом з власного підприємства;
- Контроль за проведенням сервісних робіт (обслуговування, перевірка і підтримка функціонального стану) і документування за допомогою журналу перевірок.

Такі заходи можуть проводитися також в рамках типових випробувань або сертифікації ВЕУ.

Для нових турбін потрібно короткочасний період обкатки (60-100 годин експлуатації) при нормальній швидкості вітру (приблизно 6-9 м / с), і лише після цього можливо досягнути пікової ефективності. Під час обкатки дроти від вітряка повинні бути ізольовані друг від друга.

#### **5.4 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Визначення області працездатності системи автоматизації оптимального керування вітроустановок в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.**

Під надзвичайною ситуацією розуміється порушення нормальних умов життя та технологічного процесу на певній території, що виникають внаслідок непередбачених пожеж, стихійних лих, аварій чи інших небезпечних подій та несуть за собою небезпеку для життя і здоров'я людини або ж значні матеріальні та екологічні збитки.

Залежно від характеру походження їх класифікують: 1) природного характеру - небезпечні геологічні, метеорологічні, гідрологічні явища, деградація ґрунтів чи надр, природні пожежі, зміна стану повітряного басейну, інфекційна захворюваність людей та інші; 2) Соціально-політичного характеру - пов'язані з протиправними діями терористичного і антиконституційного спрямування; 3) техногенного характеру - пожежі та вибухи; 4) воєнного характеру - використання засобів масового ураження. Тому, забезпечення безпеки в природно-техногенній, екологічній та соціальній сферах є невід'ємною частиною.

Джерелами, що генерують ЕМІ є телевізійні та радіотрансляційні станції, установки для радіолокації та радіонавігації, високовольтні лінії електропередач та ін. По суті, джерелами ЕМІ можуть бути будь-які елементи електричного кола, через які проходить високочастотний струм. Причому ЕМІ змінюється з тою ж частотою, що й струм, який його створює.

Як нам відомо системи автоматизації вітрових електричних станцій містять в собі велику кількість обладнання, та елементів, які в свою чергу підлягають впливу радіації. На ВЕС цьому впливу підлягають: лінії електропередач, щити керування, пристрої релейного захисту, грозозахист та інші. Наслідком такого опромінення, яке не відповідає нормам є збільшення струму протікання, провідності матеріалів та зменшення опору і як правило це призводить до помилкового спрацювання пристроїв, а також до втрати

працездатності блоків системи автоматизації ВЕС. Тому, забезпечення безпеки в природно-техногенній, екологічній та соціальній сферах є невід'ємною частиною.

5.4.1 Визначення області працездатності системи автоматизації оптимального керування ВЕС в умовах дії іонізуючих випромінювань

Відповідно до складу елементів, які розташовуються на вітровій електричній станції, розрахуємо експозиційні дози опромінення основних елементів системи автоматизації ВЕС, що впливають на процес керування. Дані заносимо в таблицю 7.5

Таблиця 5.1 – Граничні значення експозиційних доз елементів системи автоматизації ВЕС

№	Блоки системи автоматизації ВЕС	Елементи системи автоматизації ВЕС	Рзв.і	Рзв.мін
1	Промислові контролери	Резистори СП1-10	$10^6$	$10^3$
		Фотодіоди LEDX-55	$10^3$	
		Конденсатор К-41	$10^5$	
		Мікросхеми ТТЛ DA3247	$10^4$	
2	Контактори	Мікроперемикач МКФ 46	$10^4$	$10^3$
		Конденсатор К-41	$10^5$	
		Транзистор КТ531	$10^5$	
3	Випрямлячі	Транзистор БПЛ ГТ 500	$10^4$	$10^3$
		Трансформатор 6/0,4	$10^3$	
		Діод VD648	$10^4$	

Виходячи з даних, що занесені до таблиці обираємо елемент, що має найменше значення Рзв.мін, тобто у нас це фотодіоди LEDX-55, Рзв.мін= $10^3$  (Р).

Розраховуємо граничну експозиційну дозу :

$$P_{гр} = K_{над} \cdot P_{в.мін} \cdot K_{посл} ; \quad (5.10)$$



де  $K_{\text{посл}}$  - коефіцієнт послаблення, 2

$K_{\text{над}}$  - коефіцієнт надійності, 0,95;

$P_{36}$  - потужність експозиційної дози, при початку зворотних змін в елементах;

$$P_{зр} = 0.95 \cdot 10^3 \cdot 2 = 1900 \text{ (Р / год)}$$

Визначаємо допустимий час безвідмовної роботи:

$$t_{\text{дон}} = \left( \frac{D_{зр} \cdot K_{\text{посл}}}{2P_1} + \sqrt{t_n} \right)^2; \quad (5.11)$$

$$t_{\text{дон}} = \left( \frac{10^3 \cdot 2}{2 \cdot 5,15} + \sqrt{1} \right)^2 = 37636 \text{ (год)}$$

Отже, пристрій в умовах дії опромінення буде працювати в межах зміни потужності експозиційної дози до 950 Р/год, а час безвідмовної роботи становитиме 37636 години.

4.4.2 Визначення області працездатності системи автоматизації оптимального керування ВЕС в умовах дії електромагнітного імпульсу

При оцінці впливу ЕМІ на струмопровідні елементи приймаємо  $U_{ж} = 380$  з похибкою  $\pm 5$  % та максимальною довжиною горизонтальної струмопровідної частини електричної принципової схеми  $l_{г} = 1,2$  м.

Коефіцієнт безпеки приймаємо:

$$K_{\bar{b}(в,з)} = 20 \lg \frac{U_{\text{дон}}}{U_{(в,з)}} \geq 40 [\text{дБ}]; \quad (5.12)$$

де  $U_{\text{доп}}$  – допустимі коливання напруги живлення, В;

$U_{\partial}(\Gamma)$  – напруга наведення за рахунок електромагнітного імпульсу в вертикальних (горизонтальних) струмопровідних частинах, В;

Розрахуємо допустиме коливання

$$U_{\partial} = U_{жс} + \frac{U_{жс}}{100} \cdot N \geq 40[\text{В}]; \quad (5.13)$$

де  $U_{жс}$  – робоча напруга живлення, В;

$N$  – допустимі коливання напруги, %

Визначаємо максимально очікувану напругу в горизонтальних лініях :

$$U_{\partial} = \frac{U_{\partial}}{10^{k/20}} [\text{В}]; \quad (5.14)$$

де  $k$  – коефіцієнт безпеки ( $k = 40$  дБ).

Розраховуємо вертикальну складову напруженості електромагнітного поля:

$$E_{\partial} = \frac{U_{\partial}}{l_{\partial}} [\text{В/м}]; \quad (5.15)$$

Наступним етапом розрахуємо горизонтальну складову напруженості електромагнітного поля за формулою:

$$E_{\partial} = E_{\partial} \cdot 10^{-3} (\text{В/м}). \quad (5.16)$$

Відомі значення підставляємо у вищенаведені формули і отримуємо:

$$U_{\partial} = 380 + \frac{380}{100} \cdot 5 = 399[\text{В}];$$

$$U_2 = \frac{399}{\frac{40}{10} \cdot \frac{1}{20}} = 3,99[\text{В}];$$

$$E_0 = \frac{3,99}{1,1} = 3,627[\text{В/м}];$$

$$E_2 = 3,627 \cdot 10^{-3} = 0,0036(\text{В/м}).$$

Отже, безпечна робота системи автоматизації ВЕС в умовах дії електромагнітного імпульсу має бути до 0,0036 В/м і Ев в межах до 3,627 В/м.

### **5.5 Розробка превентивних заходів по підвищенню безпеки роботи системи автоматизації ВЕС в умовах надзвичайних ситуацій**

Відповідно до безпеки роботи електричної частини ВЕС системи автоматизації ВЕС в надзвичайних ситуаціях, необхідним кроком є розробка превентивних заходів, які дадуть можливість зменшити масштаби або ж запобігти негативному впливу іонізуючого випромінювання та електромагнітних імпульсів на елементи системи автоматизації ВЕС.

Для захисту обладнання від іонізуючого випромінювання бажаним є здійснення таких заходів: використання джерел з мінімальним випромінюванням шляхом переходу на менш активні джерела; скорочення часу роботи з джерелом іонізуючого випромінювання та екранування джерела іонізуючого випромінювання.

Екрани можуть бути пересувні або стаціонарні, призначені для поглинання або послаблення іонізуючого випромінювання.

Альфа-частинки екрануються шаром повітря товщиною декілька сантиметрів, шаром скла товщиною декілька міліметрів. Однак, працюючи з альфа-активними ізотопами, необхідно також захищатись і від бета- або гамма-випромінювання.

З метою захисту від бета-випромінювання використовуються матеріали з малою атомною масою. Для цього використовують комбіновані екрани, у котрих з боку джерела розташовується матеріал з малою атомною масою товщиною, що дорівнює довжині пробігу бета-частинок, а за ним — з великою масою.

З метою захисту від рентгенівського та гамма-випромінювання застосовуються матеріали з великою атомною масою та з високою щільністю (свинець, вольфрам).

Для підвищення безпеки роботи електрообладнання в умовах дії електромагнітних імпульсів застосовують: раціональне просторове розміщення вузлів і схем системи; вибір найбільш стійких до впливу ЕМІ функціональних елементів систем; створення стійких електронних схемних рішень.

Для цього проведемо розрахунок товщини стінки екрану, для цього визначаємо перехідне затухання в екрані. Вибираємо сталений екран  $K_e = 5.2$ .

$$t_1 = \frac{A_e}{K_e \cdot \sqrt{f}}; \quad (5.17)$$

Блок керування автоматизованою дільницею №1:

$$t_1 = \frac{-62.8 - 40}{5.2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,16 \text{ (см)} ;$$

Блок керування:

$$t_2 = \frac{-27.51 - 40}{5.2 \sqrt{15000}} = 0,11 \text{ (см)} ;$$

Блок живлення:

$$t_3 = \frac{-39.60 - 40}{5.2 \sqrt{15000}} = 0,125 \text{ (см)} .$$

## Висновки по розділу 5

Проведений аналіз літератури та нормативної документації з охорони праці та виконані розрахунки дозволили:

- провести аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем вітряків, які працюють в складі електроенергетичної системи України ;
- розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці при електри- чному монтажі вітрогенератора;
- запропонувати параметри заземлюючого пристрою для конкретних умов експлуатації вітрогенератора;
- описати основні заходи протипожежного захисту вітроелектричних установок.

Урахування та виконання запропонованих заходів з охорони праці дозволяє мінімізувати ризик травматизму та професійного захворювання при виконанні робіт при експлуатації та електричному монтажі вітряка.

Також результаті проведених досліджень було виявлено те, що для захисту обладнання від впливу ЕМІ необхідно захистити відповідальні елементи системи автоматизації ВЕС за допомогою екранування, при екрануванні випрямлячів достатньою товщиною є екран зі сталі 0,125 см, який буде забезпечувати безпечну роботу в умовах дії ЕМІ. Для безпечної роботи промислових контролерів від електромагнітних імпульсів потрібно використати екран товщиною 0,11 см, а для схем постійного струму потрібен екран товщиною 0,16 см.

## ВИСНОВОК

В даний час розвиток вітрової енергетики, що спостерігається в Україні обумовлений державною політикою сприяння розвитку альтернативних джерел енергії (відповідно до Закону України «Про електроенергетику» від 01.04.2009. Проте наразі відсутні науково обґрунтовані обсяги вітроенергетичних потужностей, які можливо розмістити в окремих регіонах України, виходячи з наявності вітру, економічної доцільності, екологічної безпеки, збереження стійкої роботи об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України, та забезпечення потреб в електроенергії в районах розміщення вітроелектростанцій (ВЕС) тощо.

В дипломній роботі було розроблено алгоритм прийняття рішення щодо доцільності керуючих впливів і алгоритм оптимального керування генеруванням ВЕС, що при застосуванні їх спільно з пристроєм САК ВЕС дозволяє автоматизувати ряд функцій оперативного керування.

Запропоновано спосіб і закон оптимального керування оптимального керування схемою приєднання інверторів для зміни схеми видачі потужності в ЕС. Також, відповідно до розробленого способу запропоновано алгоритм функціонування мікропроцесорного пристрою керування схемою видачі потужності ВДЕ в локальних електричних системах.

Запропоновано варіант апаратної реалізації автоматизованої системи керування схемою видачі потужності ВЕС в локальних електричних системах яка базується на принципах функціонування Smart Grid.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. R. W. Wies, R. A. Johnson, J. Aspnes. Design of an energy efficient standalone distributed generation system employing renewable energy sources and smart grid technology // Proceedings of IEEE Power & Energy Society General Meeting. – 2010. – P. 1-8.
2. Кириленко О. В., Трач І. В. Технічні особливості функціонування енергосистем при інтеграції джерел розподіленої генерації / О. В. Кириленко, І. В. Трач // Праці Інституту електродинаміки НАН України. – 2009. – Вип. 24. – С. 3–7. – ISSN 1727-9895.
3. Тугай Ю.І. Інтеграція поновлюваних джерел енергії в розподільні електричні мережі сільських регіонів / Ю.І. Тугай, В.В. Козирський, О.В. Гай, В.М. Бодунов // Технічна електродинаміка.– 2011.– № 5. – С. 63-67.
4. Стогній Б.С. Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне забезпечення / Б.С. Стогній, О.В. Кириленко, С.П. Денисюк // Техн. електродинаміка. – 2010. – № 6. – С. 44–50.
5. NIST Releases Report on Smart Grid Development // National Institute of Standards and Technology (USA) – Recognized Standards for Inclusion In the Smart Grid Interoperability Standards Framework, Release 1.0 (електронний ресурс). Режим доступу: [http://collaborate.nist.gov/twiki-sggrid/bin/view/\\_SmartGridInterimRoadmap/InterimRoadmapFinal](http://collaborate.nist.gov/twiki-sggrid/bin/view/_SmartGridInterimRoadmap/InterimRoadmapFinal).
6. European Smart Grids Technology Platform // European Commission. Directorate-General for Research Sustainable Energy System, EUR 22040, 2006. – 44 p.
7. Sharat Ranjan. DECENTRALISED POWER GENERATION AND DISTRIBUTION // Proceedings of the Himalayan Small Hydropower Summit. – Dehradun, India. – 2006. – P. 147-155.
8. Taro Kondo, Jumpei Baba, Akihiko Yokoyama. Voltage control of distribution network with a large penetration of photovoltaic generations using

FACTS devices // IEEE Transactions on Power and Energy. – 2006. – Vol. 126. – № 3. – P. 347-358.

9. B. Mahdad, K. Srairi and T. Bouktir. Optimal coordination and penetration of distributed generation with shunt FACTS using GA/fuzzy rules // Journal of Electrical Engineering & Technology. – 2009. – Vol. 4. – № 1. – P. 1-12.

10. H. Hatta, S. Uemura and H. Kobayashi. Cooperative control of distribution system with customer equipments to reduce reverse power flow from distributed generation // Proceedings of IEEE Power&Energy Society General Meeting. – 2010. – P. 1-6.

11. Кулик В.В. Оптимальне керування розосередженими джерелами електроенергії з асинхронними генераторами засобами Smart Grid [Електронний ресурс] / В.В. Кулик, Т.Є. Магас, Ю.В. Малогулко // Наукові праці ВНТУ. Енергетика та електротехніка. – 2011. – №4. – С. 1-6. Режим доступу: <http://praci.vntu.edu.ua/article/view/1404/999>. – ISSN 2307-5376.

12. Бурикін О.Б. Оптимізація режиму локальних електричних систем з відновлюваними джерелами енергії [Текст] / О.Б. Бурикін, Ю.В. Малогулко // Наукові праці Донецького національного технічного університету. Серія «Електротехніка та електротехнології». – 2013. – №2. – Вип. 15 (338). – С. 42-46. – ISSN 2074-2630.

13. Кулик В.В. Оптимізація перетікань активної та реактивної потужностей у розподільних електромережах засобами розосередженого генерування [Текст] / В.В. Кулик, О.Б. Бурикін, Ю.В. Малогулко // Вісник Вінницького політехнічного університету. Енергетика та електротехніка. – 2014. – №1. – С. 90-93. – ISSN: 1997-9274.

14. Рубаненко О.Є. Вдосконалення математичного забезпечення комп'ютерних систем оптимізації режимів локальних електричних систем з відновлюваними джерелами енергії [Текст] / О.Є. Рубаненко, О.Б. Бурикін, Ю.В. Малогулко // Науковий вісник Чернівецького університету. Серія



«Комп'ютерні системи та компоненти». – 2014. – №2 (5). – С. 85-93. – ISSN 2311-9276.

15. Лежнюк П.Д. Оптимізація функціонування розосереджених джерел енергії в локальних електричних системах. енергії [Текст] / П.Д. Лежнюк, О.Є. Рубаненко, Ю.В. Малогулко // Вісник Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут». – 2014. – №60 (1102). – С. 68-77. – ISSN 2079-4525.

16. Кулик В.В. Дослідження ефективності сумісної експлуатації локальних електричних мереж з ВДЕ та систем централізованого електропостачання [Текст] / В.В. Кулик, О.Б. Бурикін, Ю.В. Малогулко // Вісник Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут». Серія «Гірництво». Електрифікація та автоматизація гірничих робіт». – 2014. – Вип. 25. – С. 113-120. – ISSN 2079-5688.

17. Бурикін О.Б. Стандартизація функціонування локальних енергосистем при їх інтеграції у системи централізованого живлення на базі концепції Smart Grid [Текст] / О.Б. Бурикін, Ю.В. Томашевський, Ю.В. Малогулко // Энергетика и электрификация. – 2012. – № 12. – С. 46-48. – ISSN 0424-9879.

18. Кулик В.В. Оптимальне керування відновлюваними джерелами електроенергії на підставі Smart Grid / В.В. Кулик, О.Б. Бурикін, Ю.В. Малогулко // Відновлювана енергетика XXI століття: XII міжнарод. наук.-техн. конф.: матеріали конференції. – АР Крим: Інститут відновлюваної енергетики НАН України, 2011.

19. Бурикін О.Б. Перспективи інтеграції розподілених джерел енергії у локальні енергосистеми на базі концепції Smart Grid / О.Б. Бурикін, Ю.В. Малогулко // «Підвищення рівня ефективності енергоспоживання в електротехнічних пристроях і системах». IV міжнарод. наук.-техн. конф.: матеріали конференції. – Луцьк : РВВ ЛНТУ, 2012. – С. 37 – 40.

20. Бурикін О.Б. Спосіб узгодження графіків генерування сонячних електростанцій та споживачів енергії локальних електричних систем / О.Б. Бурикін, Ю.В. Малогулко, О.В. Нікіторович // Відновлювана енергетика XXI століття: XV міжнарод. наук.-техн. конф.: матеріли конференції. – Київ: Інститут відновлювальної енергетики НАН України, 2014. – С. 52-55.

21. Малогулко Ю.В. Ефективність сумісної експлуатації локальних електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії / Ю.В. Малогулко // «Підвищення рівня ефективності енергоспоживання в електротехнічних пристроях і системах». V міжнарод. наук.-техн. конф.: матеріли конференції. – Луцьк: РВВ ЛНТУ, 2014. – С. 146-149.

22. European Smart Grid, 2011 [Online]. Available: <http://www.smartgrids.eu/>.

23. National Institute of Standards and Technology, Standards Identified for Inclusion in the Smart Grid Interoperability Standards Framework, Release 1.0, Sept. 2009, [Online]. Available: <http://www.nist.gov/smartgrid/standards.html>.

24. M. Uslar, S. Rohjans, R. Bleiker, J. González, M. Specht, T. Suding and T. Weidelt. SURVEY OF SMART GRID STANDARDIZATION STUDIES AND RECOMMENDATIONS // Proceedings of 2010 Innovative Smart Grid Technologies Conf. Europe (ISGT Europe), Gothenburg, Oct. 2010.

25. Electric Power Research Institute Tech. Rep. – THE SMART GRID INTEROPERABILITY STANDARDS ROADMAP. – Aug. 2009, [Online]. Available:[http://collaborate.nist.gov/twikisggrid/pub/SmartGridInterimRoadmap/InterimRoadmapFinal/Report\\_to\\_NIST1August10.pdf](http://collaborate.nist.gov/twikisggrid/pub/SmartGridInterimRoadmap/InterimRoadmapFinal/Report_to_NIST1August10.pdf)

26. Hussin A. Efficient approximation for the von Mises concentration parameter / A.Hussin, I.Mohamed // Asian Journal of Mathematics and Statistics. – 2008. – N.1. – P. 165–169.

27. IEC 61400-12-1:2005(E). Power performance measurements of electricity producing wind turbines / International Electrotechnical Commission. – Geneva, 2005. – 90 p.
28. It's rather like taking potluck // Wind Blatt. The Enercon magazine. – 2003. – N. 2: [Electronic sources]: <http://www.enercon.de>.
29. Landberg L. Short-term prediction of the power production from wind farms / L.Landberg // Journal of wind engineering and industrial aerodynamics. – 1999. – N. 80. – P. 207–220.
30. Landberg L. Short-term prediction-an overview / L.Landberg, G.Giebel, H.Nielsen // Wind Energy. – 2003. – Vol. 6. – P. 273–80.
31. Lei M. A review on the forecasting of wind speed and generated power / [M.Lei, L.Shiyan, J.Chuanwen and oth.] // Renewable and sustainable energy reviews. – 2009. – N. 13. – P. 915–920.

## **ДОДАТКИ**













**ДОДАТОК Б**

Графічна частина магістерської кваліфікаційної роботи