

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНИЙ АВІАЦІЙНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
АЕРОКОСМІЧНИЙ ФАКУЛЬТЕТ  
КАФЕДРА КОМП'ЮТЕРИЗОВАНИХ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ  
ТА ТЕХНОЛОГІЙ

ДОПУСТИТИ ДО ЗАХИСТУ  
Завідувач випускової кафедри

В.П. Квасніков  
“ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2020 р.

**ДИПЛОМНА РОБОТА**  
**(ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА)**

ВИПУСКНИКА ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ МАГІСТРА

Тема: **«Науково-методичні основи використання протиаварійних автоматичних пристроїв вітрових електростанцій»**

Виконавець \_\_\_\_\_ студент групи ЕЕ-205мз Богатиренко Іван Анатолійович  
(підпис) (студент, група, прізвище, ім'я, по батькові)

Керівник \_\_\_\_\_ к.т.н., доцент Шкварницька Тетяна Юріївна  
(підпис) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ім'я, по батькові)

**Консультанти з окремих видів пояснювальної записки:**

Охорона навколишнього середовища \_\_\_\_\_ д.т.н., доцент Фролов Валерій Федорович

Охорона праці \_\_\_\_\_ асистент Кичата Наталія Миколаївна

Нормоконтролер \_\_\_\_\_ к.т.н., доцент Катаєва Марія Олександрівна

Київ 2020

# НАЦІОНАЛЬНИЙ АВІАЦІЙНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет: аерокосмічний

Кафедра: комп'ютеризованих електротехнічних систем та технологій

Освітній ступень: «магістр»

Спеціальність: 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»,

Освітньо-професійна програма «Електротехнічні системи електроспоживання»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

В.П. Квасніков

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 р.

## ЗАВДАННЯ

**на виконання дипломної роботи**

**Богатиренка Івана Анатолійовича**

(П.ІБ. випускника)

1. Тема дипломної роботи: «Науково-методичні основи використання протиаварійних автоматичних пристроїв вітрових електростанцій» затверджена наказом ректора від «12» жовтня 2020 р. № 1982/ст.
2. Термін виконання роботи: з 05 жовтня 2020 р. по 31 грудня 2020р.
3. Вихідні дані до роботи: вітчизняна нормативна база у сфері електротехніки та енергетики, вимоги нормативних документів щодо протиаварійних автоматичних пристроїв та ВЕС.
4. Зміст пояснювальної записки: аналіз літературних джерел за напрямком дипломної роботи; аналіз норм щодо побудови систем автоматичного регулювання, управління і захисту ВЕУ; забезпечення якості електричної енергії; вплив ВЕС на режими роботи і стійкість енергосистеми.
5. Перелік обов'язкового ілюстративного матеріалу: схеми основних типів активних фільтрів; схема заміщення силового резонансного фільтра; структурні схеми багатофункціональних джерел реактивної потужності прямої і непрямої компенсації; діаграми напруги для типових ВЕС при нарузі в точці приєднання;

вимоги щодо регулювання реактивної потужності електростанцій; одноканальна та багатоканальна схеми управління режимом роботи ВЕУ.

#### 6. Календарний план-графік

№ з/п	Завдання	Термін виконання	Підпис керівника
1.	Вивчення інформаційних джерел	05.10–18.10.2020	
2.	Розділ 1. Аналітичний огляд стану енергетичної галузі	19.10–25.10.2020	
3.	Розділ 2. Забезпечення якості електричної енергії	26.10.2020–01.11.2020	
4.	Розділ 3. Вплив ВЕС на режими роботи і стійкість енергосистеми	02.11–08.11.2020	
5.	Розділ 4. Розрахунок статичної стійкості енергосистеми	09.11–15.11.2020	
6.	Розділ 5. Принципи побудови систем автоматичного регулювання, управління і захисту ВЕУ	16.11–22.11.2020	
7.	Розділ 6. Організація і виконання електромонтажних робіт, заземлення і занулення в електроустановках	23.11–29.11.2020	
8.	Розділ 7. Охорона праці	30.11.2020–06.12.2020	
9.	Розділ 8. Екологічні аспекти вітроенергетики	07.12–13.12.2020	
10.	Оформлення презентації	14.12–20.12.2020	

#### 7. Консультації с окремих розділів

Розділ	Консультант (посада, П.І.Б.)	Дата, підпис	
		Завдання видав	Завдання прийняв
Охорона навколишнього середовища	д.т.н., доцент Фролов В. Ф.		
Охорона праці	асистент Кичата Н. М.		

8. Дата видачі завдання: “05” жовтня 2020р.

Керівник дипломної роботи

\_\_\_\_\_ (підпис керівника)

Шкварницька Т.Ю.  
(П.І.Б.)

Завдання прийняв до виконання

\_\_\_\_\_ (підпис випускника)

Богатиренко І.А.  
(П.І.Б.)

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка до дипломної роботи «Науково-методичні основи використання протиаварійних автоматичних пристроїв вітрових електростанцій» містить:

130 сторінок, 28 рисунків, 23 таблиць, 23 посилань.

Об'єкт дослідження – протиаварійні автоматичні пристрої.

Предмет дослідження – використання протиаварійних автоматичних пристроїв.

Мета дипломної роботи – обґрунтування дослідження щодо використання протиаварійних автоматичних пристроїв на вітрових електростанціях.

Методи дослідження – теоретико-емпіричний, комп'ютерного моделювання.

Дипломну роботу присвячено створенню науково-методичних основ використання протиаварійних автоматичних пристроїв на вітрових електростанціях.

У першому розділі аналізується стан енергетичної галузі у секторі відновлюваної енергетики, з якого більш розкрито розглядається стан розвитку вітрової енергетики. Другий розділ висвітлює норми щодо причини виникнення втрати напруги при використанні вітроустановок, види і способи регулювання напруги при паралельній роботі з вітроустановками, заходи для зменшення впливу несиметрії, несинусоїдальності та відхилення частот, а також проблеми при використанні віртуальних електростанцій на основі нетрадиційних та відновлюваних джерел енергій. У третьому розділі були розглянуті особливості впливу ВЕС на енергосистему, необхідність аналізу режимів роботи енергосистем при наданні сучасними ВЕС допоміжних послуг, типи вітрових турбін та їх вплив на енергосистему. Четвертий розділ присвячений здатності ВЕС регулювати напругу в мережі шляхом контрольованого генерування або споживання реактивної потужності. У п'ятому розділі було доведено, що при регулюванні частоти обертання вітродвигуна повинен визначатися сигнал неузгодженості між заданою частотою обертання та істинним її значенням. У шостому розділі було обґрунтовано

організацію та виконання електромонтажних робіт, заземлення і занулення в електроустановках. Сьомий розділ було присвячено охороні праці. У заключному розділі було обґрунтовано екологічні проблеми енергетики, негативний та позитивний вплив вітроенергетики на навколишнє середовище та середовище проживання людини, та їх екологічна оцінка.

ВІТРОУСТАНОВКА, АВТОМАТИЧНЕ РЕГУЛЮВАННЯ, ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНОЇ  
ЕНЕРГІЇ, СТІЙКІСТЬ ЕНЕРГОСИСТЕМИ, ПРОТИАВАРІЙНІ АВТОМАТИЧНІ  
ПРИСТРОЇ, ОХРОНА ПРАЦІ, ЕКОЛОГІЧНІ АСПЕК

## ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ.....	9
ВСТУП.....	11
РОЗДІЛ 1. АНАЛІТИЧНИЙ ОГЛЯД СТАНУ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ГАЛУЗІ.....	13
1.1. Сектор відновлюваної енергетики.....	13
1.2. Стан розвитку вітрової енергетики.....	15
1.3. Показники якості електроенергії.....	21
1.4. Норми щодо якості електроенергії.....	24
1.5. Проблеми з якістю електроенергії при використанні віртуальних електростанцій.....	26
РОЗДІЛ 2. ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ.....	35
2.1. Регулювання напруги в системах електрифікації.....	35
2.2. Причини виникнення втрати напруги при використанні вітроустановок.....	36
2.3. Способи регулювання напруги.....	38
2.3.1. Основні види і способи регулювання напруги в системах електропостачання при паралельній роботі с ВЕУ.....	40
2.3.2. Регулювання параметрів за рахунок зміни параметрів електричної мережі.....	42
2.4. Відхилення частоти.....	44
2.5. Заходи для зменшення впливу не симетрії.....	45
2.6. Забезпечення зменшення не синусоїдальності.....	49
РОЗДІЛ 3. ВПЛИВ ВЕС НА РЕЖИМИ РОБОТИ І СТІЙКІСТЬ ЕНЕРГОСИСТЕМИ.....	56
3.1. Особливості впливу ВЕС на енергосистем.....	56
3.2. Вимоги до систем захисту ВЕС.....	59
3.3. Аварійні умови експлуатації.....	62

3.4. Вимоги до режимів роботи і участі ВЕС у протиаварійному управлінні з метою недопущення та ліквідації аварійних режимів в енергосистемах.....	63
РОЗДІЛ 4. РОЗРАХУНОК СТАТИЧНОЇ СТІЙКОСТІ ЕНЕРГОСИСТЕМИ.....	66
4.1. Визначення коефіцієнту запасу з статичної стійкості за напругою.....	66
4.2. Врахування характеристик ВЕС для регулювання напруги та компенсації реактивної потужності.....	72
РОЗДІЛ 5. ПРИНЦИПИ ПОБУДОВИ СИСТЕМ АВТОМАТИЧНОГО РЕГУЛЮВАННЯ, УПРАВЛІННЯ І ЗАХИСТУ ВЕС.....	80
5.1. Підсистема автоматичного управління і контролю механічних параметрів.....	80
5.2. Підсистема автоматичного управління і контролю електромагнітних параметрів.....	85
5.3. Аварійне вимикання вітроагрегата.....	87
РОЗДІЛ 6. ОРГАНІЗАЦІЯ ТА ВИКОНАННЯ ЕЛЕКТРОМОНТАЖНИХ РОБІТ, ЗАЗЕМЛЕННЯ І ЗАНУЛЕННЯ В ЕЛЕКТРОУСТАНОВКАХ.....	88
6.1. Поняття про заходи захисту людей і тварин від ураження електричним струмом.....	88
6.2. Заземлення.....	89
6.3. Занулення.....	93
6.4. Пристрої вирівнювання електричних потенціалів.....	95
РОЗДІЛ 7. ОХОРОНА ПРАЦІ.....	98
7.1. Шкідливі та небезпечні фактори на робочому місці електрика.....	98
7.2. Технічні заходи для зниження впливу шкідливих факторів.....	101
7.3. Пожежна безпека.....	106
7.4. Інструкція з охорони праці електрика при роботі на ВЕС.....	107
РОЗДІЛ 8. ЕКОЛОГІЧНІ АСПЕКТИ ВІТРОЕНЕРГЕТИКИ.....	112
8.1. Екологічні проблеми енергетики.....	112

8.2. Негативні фактори впливу ВЕС на середовище проживання людини та їх оцінка.....	115
8.3. Екологічні переваги вітроенергетики.....	122
8.4. Завдання екологічної оцінки впливу ВЕС на навколишнє середовище....	125
ВИСНОВКИ.....	128
СПИСОК БІБЛІОГРАФІЧНИХ ПОСИЛАНЬ.....	133



## ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

ВДЕ	– відновлювальні джерела енергії;
СЕС	– сонячна електростанція;
ВЕС	– вітрова електростанція;
МГЕС	– малі гідроелектростанції;
БМЕС	– біомасова електростанція;
ЕМС	– електромагнітна сумісність;
ПЯЕ	– показник якості електроенергії;
ПОЕМ	– правила охорони електричних мереж;
РГ	– розосереджена генерація;
НВДЕ	– нетрадиційні та відновлювальні джерела енергії;
VPP	– віртуальна електростанція;
ГТУ	– газотурбінна установка;
ПГУ	– парогазова установка;
ДГ	– двигун-генератор;
ТЕЦ	– теплоелектроцентраль;
АЕС	– атомна електростанція;
МГАЕС	– малі гідроакумулюючі електростанції;
ПБЗ	– перемикачі без збуджених трансформаторів;
АСДУ	– автоматизована система диспетчерського управління;
СЕС	– система електропостачання;
УГЖ	– установка гарантованого живлення;
ВЕУ	– вітроенергетична установка;
УПК	– установка поздовжньої компенсації;
ПЕ	– побутовий електроприймач;
КЗ	– коротке замикання;
РТ	– розподільчий трансформатор;
ФКП	– фільтрокомпенсуючий пристрій;

ФСП	– фільтросиметруючий пристрій;
ДРП	– джерело реактивної потужності;
АФ	– активний фільтр;
СЕП	– система електропостачання;
БОП	– багатофункціональний оптимізуєчий пристрій;
PMU	– реєстратор векторних параметрів;
FACTS	– гнучкі системи передачі змінного струму;
СТАТКОМ	– статичний компенсатор реактивної потужності;
ВЕТ	– вітроенергетична турбіна;
ТП	– трансформаторна підстанція;
ЗШ	– збірна шина;
ВД	– вітродвигун;
ДВ	– давач швидкості вітрового потоку;
Ф	– фільтр;
БП	– блок порівняння;
ДШ	– датчик кутової швидкості обертання;
ДМ	– датчик крутного моменту;
К	– квадратор;
ВЕР	– пристрій вирівнювання електричних потенціалів;
ГКД	– граничнодопустима концентрація;
КПО	– коефіцієнт природної освітленості;
ІЕА	– International Energy Agency;
АWEA	– American Wind Energy Association;
ІАС	– International Electrotechnical Commission;
СЕС	– Commision of the European Communities;
РЛС	– радіолокаційна станція;
ІСАО	– Міжнародна Організація Цивільної Авіації;
ЛЕП	– лінія електропередачі.

## ВСТУП

Починаючи з 2004 року в світі суттєво зросли капіталовкладення у розвиток альтернативної енергетики. Це призвело до того, що за останні роки щорічні показники приросту виробництва сонячної енергії у світі в середньому оцінюють у 60%, вітрової - 27%, етанолу - 20%. В планах країн Євросоюзу до 2020 року довести використання нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії до 20% загального обсягу їхнього енергоринку.

Україна не залишилась осторонь світових тенденцій. На сьогодні, за рахунок державного стимулювання, спостерігається інтенсивна розбудова відновлюваних джерел енергії, які під'єднуються до електроенергетичної системи на рівні розподільних електричних мереж, що призводить до поступового переходу від суто централізованої моделі електропостачання споживачів, основою якої є потужні ТЕС і АЕС, до комбінованої, коли частина електроенергії виробляється розосередженими джерелами. Розбудова відновлюваних джерел електроенергії має як позитивні, так і негативні наслідки для функціонування електроенергетичних систем як України, так і інших країн світу.

Відновлювальні джерела енергії мають принципові відмінності, тому їх ефективне використання стає можливим на основі науково розроблених принципів перетворення ВДЕ у види, необхідні споживачам. У навколишньому середовищі завжди існують потоки відновлювальної енергії тому в процесі розвитку відновлювальної енергетики необхідно орієнтуватись на місцеві енергоресурси, вибираючи з них найефективніші. Використання ВДЕ має бути багатоваріантним й комплексним, що дозволяє прискорити економічний розвиток.

В залежності від сумарної потужності та розміщення ВЕС в енергосистемі, вони спроможні впливати на статичну аперіодичну стійкість, стійкість за напругою, динамічну стійкість, коливальну стійкість та стійкість за частотою, внаслідок чого зростають вимоги щодо їх участі в аварійних режимах для підтримання частоти та напруги енергосистеми.

Визначення необхідних умов і алгоритмів врахування режимів роботи та потужності ВЕС при налаштуванні протиаварійних автоматичних пристроїв, призначених для запобігання порушенню стійкості АЗПС у перетинах об'єднаної енергетичної системи України на режим роботи яких вони мають вплив, встановлюють вимоги щодо:

- моделювання ВЕС при розрахунках статичної стійкості;
- можливості та алгоритму обмеження режиму у небезпечних перетинах з урахуванням діапазонів обмеження ВЕС по активній та реактивній потужності;
- напрямку та обсягу дії пристроїв протиаварійної автоматики (обсяги відключення навантаження, можливість використання резервів потужності на ВЕС тощо).

Тому, в дипломній роботі були розглянуті такі питання як:

- Вплив ВЕС на режими роботи і стійкість енергосистеми;
- Принципи побудови систем автоматичного регулювання, управління і захисту вес;
- Розрахунок статичної стійкості енергосистеми;
- Забезпечення якості електричної енергії.

Також, оскільки дипломна робота базується на розгляданні питання використання протиаварійних автоматичних пристроїв на ВЕС, то було вирішено провести аналітичний огляд стану сектору відновлювальної енергетики для ознайомлення зі станом розвитку вітрової енергетики.

# РОЗДІЛ 1

## АНАЛІТИЧНИЙ ОГЛЯД СТАНУ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ГАЛУЗІ

### 1.1. Сектор відновлюваної енергетики

Розвиток відновлюваної енергетики є дуже важливим для української енергетики, як з точки зору введення нових генеруючих потужностей, енергетичної безпеки, так і найменшого збитку екології країни [1].

Відновлювана енергія є інструментом технологічного лідерства країни. Згідно з результатами 21-ої кліматичної конференції ООН у грудні 2015 року у Франції, відновлювані джерела енергії були визначені як основний інструмент скорочення викидів парникових газів в атмосферу з метою мінімізації наслідків зміни клімату на планеті.

Протягом 12 місяців всі види генерації відновлюваної енергії виробляли 1 775 млн. кВт / год, що вище, ніж минулорічні показники 183,9 млн. кВт / год, що зменшило викиди CO<sub>2</sub> в атмосферу приблизно на 1 млн. 315 тис. Тонн.

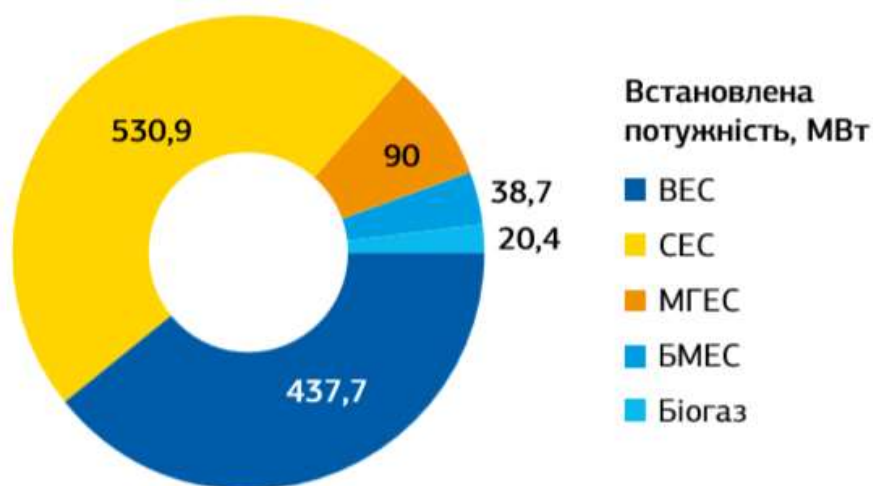


Рис.1.1. Частки виробленої потужності джерелами відновлювальної енергії

Частка виробництва електроенергії з ВДЕ в загальному обсязі виробництва в Україні становила понад 1%.

Найбільш продуктивним джерелом чистої електроенергії у 2016 році, як і в попередні роки, були вітрові електростанції. У 2016 році в Україні було вироблено 1047,886 млн. кВт. Щорічно електроенергії (у т.ч. 924,483 млн. кВт / год електроенергії за зеленим тарифом), що становить приблизно 51,52% від загального річного виробництва електроенергії на материковій території України із загальною потужністю вітроенергетики, що працює на материковій території України на кінець року склала 437,8 МВт, або 0,8% від загальної встановленої потужності всіх енергогенеруючих об'єктів, розташованих на материковій Україні.

Таблиця 1.1.

Вироблена потужність джерелами відновлювальної енергії

ВДЕ	Встановлена потужність, МВт		Введено в 2016 році
	на 31.12.2015	на 31.12.2016	
ВЕС	426,125	437,725	11,6
СЕС	431,743	530,887	99,144
МГЕС	86,735	90,02	3,285
БМЕС	35,2	38,7	3,5
Біогаз	17,24	20,36	3,12
<b>ВСЬОГО</b>	<b>997.043</b>	<b>1117,692</b>	<b>120,649</b>

СЕС за 12 місяців 2016 року виробила 492,154 млн. кВт / год; Електростанції виробляють 189,330 мільйонів кВт / год. Найбільший прогрес продемонстрував виробництво електроенергії з біомаси - за рік було вироблено 80 379 млн. кВт / год, а біогазу - 88,610 мільйонів кВт / год.

"Зелена" електроенергія, вироблена енергією вітру, у 2016 році забезпечила (у еквіваленті) понад 260 тис. домогосподарств із середньою витратою 400 кВт · год на місяць, або близько 420 тис. сімей, що проживають у багатоквартирних будинках із середньомісячним споживанням електроенергії на 250 кВт / год.

Якщо до кінця 2015 року сукупна встановлена потужність всіх ВДЕ збільшиться лише на 30 МВт, то у 2016 році збільшення встановленої потужності новостворених електростанцій з ВДЕ складе 120 649 МВт, а загальна потужність всіх ВДЕ становить 1117, 692 МВт (на кінець 2015 року - 997, 04 МВт).

Україна має досить високий вітроенергетичний ресурс для підтримки розвитку великих вітроенергетичних проєктів. Південне узбережжя України, Карпати є одними з кращих в країні за потужністю вітроенергетики. Природно, що розвиток вітроенергетики досяг, насамперед, регіонів, розташованих у згаданих регіонах. З точки зору встановленої потужності вітроенергетики, Запорізька область зараз лідирує з встановленою вітровою потужністю 200 МВт.



Рис.1.2. Частка вітрової потужності

## 1.2. Стан розвитку вітрової енергетики

Сьогоднішня вітроенергетична галузь є найшвидшою галуззю серед альтернативних джерел енергії. За останні двадцять років цей регіон перетворився з екзотичного явища в стрімко розвивнений напрям, де були розроблені більш ефективні та надійні технології, вартість яких майже за десять років скоротилася, що дозволило їм бути комерціалізованими. Сучасна вітряна турбіна здатна виробляти електроенергію в 180 разів більше, ніж 20 років тому, а вартість обладнання на одиницю продукції (КВт / год) за ці роки зростає більш ніж удвічі. Якщо в 2010 році

обсяг інвестицій у розвиток енергії вітру склав близько \$ 765 за кВт, а, отже, 3,6 центів за 1 кВт / год. Тоді в 2020 році очікується, що обсяг інвестицій зменшиться до 550 доларів. США 1 кВт, а потім вартість електроенергії складе 2,6 центів за 1 кВт / год [2]. За даними Міжнародної енергетичної агенції, вартість встановлення вітроелектростанцій складає в середньому \$ 1250 за кіловат, отже, порівняно з двадцятьма роками, вартість енергії вітру знизилася з \$ 0.8 за 1 кВт / год до 0.04. Завдяки технологіям, які швидко розвиваються і підвищують продуктивність, загальна вартість енергії вітру продовжує знижуватися. Більше того, формування енергії вітру як самостійної галузі позитивно впливає на економічний розвиток сучасного суспільства. Рада енергії вітру оцінила рівень зайнятості у секторі вітрової енергетики на рівні близько 350 тисяч чоловік. Бізнес вітрової енергетики представляє великий інтерес для іноземних інвесторів. Так, у 2012 році виробник вітрових турбін Enron Wind був придбаний компанією General Electric, однією з найбільших корпорацій у світі.

У 2014 році Siemens поглинув датського виробника Bonus Energy. У секторі розподілу електроенергії декілька великих компаній стали власниками вітрових електростанцій. До них відносяться «Florida Power and Light» в США і «Iberdrola» в Іспанії, кожен з яких володіє вітровими електростанціями потужністю понад 3500 МВт. Значним є рішення ряду нафтових компаній інвестувати в енергію вітру. Наприклад, підрозділ відновлюваної енергетики Shell вже інвестував у будівництво вітроенергетики потужністю 850 МВт (головним чином у США). Ці процеси свідчать про те, що вітроенергетика стає провідною сферою на енергетичному ринку. Потенціал вітроенергетики в даний час використовується в більш ніж 70 країнах світу. Якщо в 2010 році загальна встановлена потужність вітрових електростанцій склала 24 300 МВт, то до кінця 2015 року вона збільшиться майже в 4 рази, досягнувши 93 000 МВт. Починаючи з 2012 року, енергія, вироблена вітром, постійно зростає в середньому на чверть. Це зростання є виправданим, головним чином завдяки тому, що нові наддержави вводяться в такі великі держави, як США, Іспанія та Китай, де вітровий ринок вже сформований. Сучасна вітряна турбіна "Stateline" розташована в Сполучених Штатах, штатах Орегон і Вашингтон,



загальною потужністю 300 мегават. Тим не менш, Європа як і раніше займає лідируючі позиції на ринку вітроенергетики на загальну встановлену потужність. Серед країн у 2014 році встановлена потужність вітроенергетичного обладнання досягла максимуму у Німеччині - 22 247 МВт, далі йдуть США - 16,819 МВт, Іспанія - 15,145 МВт, Індія - 7,850 МВт, Китай - 5,899 МВт та Данія - 3 125 МВт. Загальна потужність вітрових турбін у 2014 році склала приблизно 19 696 МВт, з яких 43,6% було впроваджено в Європі. У трійку лідерів у сфері вітроенергетики входять США, Іспанія та Китай. В Німеччині та Індії введення нових потужностей знизилося порівняно з 2013 роком, а Данія не збільшила потенціал за останні два роки. Загальна вартість нового обладнання, встановленого в минулому році, становила 36 мільярдів доларів. У сфері досліджень та удосконалення технологій, Європа та Північна Америка також знаходяться на передньому краї. Проте в останні роки такі країни, як Китай, Індія та Бразилія, активно працюють у цьому напрямку. Слід зазначити, що сьогодні на азіатському ринку вітроенергетики спостерігається тенденція до швидкого зростання завдяки постійним дослідженням та державній підтримці. У 2015 році загальна встановлена світова потужність енергії вітру склала 93,849 МВт, з яких 98,5% було встановлено в прибережній зоні. У 2015 році світова потужність прибережних вітрових електростанцій збільшилася на 26,8%. 61% встановленої потужності прибережних електростанцій у минулому році було зосереджено в Європі. У країнах трьох лідерів за встановленою потужністю прибережних вітрових електростанцій за той же період були представлені Німеччина, США та Іспанія. У Азії та Тихоокеанському регіоні прибережна енергія вітру найбільш швидко зростала в Китаї, де встановлена потужність збільшилася приблизно в 1,3 рази. У першу десятку країн з потужностями берегових вітрових електростанцій також входять Індія, Данія, Франція, Великобританія, Італія та Португалія. Прибережні райони вважаються найбільш придатними місцями для виробництва енергії вітром, тому морські вітроелектростанції сьогодні можна вважати перспективною галуззю енергії вітру. Зараз ця тенденція розвивається, в основному, в Європі та США. У глобальному масштабі такі структури ще не є широко доступними через високу капіталомісткість, недостатній рівень розвитку,

відсутність кваліфікованих кадрів, відсутність відповідних служб підтримки (наприклад, плавучі крани), конкуренція за місце розташування з іншими користувачами морських ресурсів та інші невирішені питання. Однак морський бриз має значний енергетичний потенціал, що вимагає динамічного розвитку відповідних технологій. Останнім часом було досягнуто значного прогресу в цьому напрямку, а також розробляються проекти великомасштабних вітрових електростанцій, які можуть працювати в морях і океанах. Проте результати розвитку морських вітрових електростанцій будуть більш відчутними, якщо цей напрямок отримає підтримку від морської нафтогазової промисловості, енергетичного сектору, постачальників послуг та інших суміжних галузей. Сприятливий вплив на розподіл вітрових електростанцій у відкритому морі також надаватимуть партнерства між різними країнами з метою створення спільних проектів. Можливість встановлення вітрових турбін у морі відкрила нові горизонти для вітроенергетики, особливо в північній частині Європи, яка характеризується відносною мілководністю прибережних районів і попитом на великі проекти порівняно з земельними проектами. Станом на 2015 рік європейська офшорна вітроенергетика включала 25 робочих станцій загальною потужністю близько 1100 МВт, встановлених у п'яти країнах - Данії, Великобританії, Нідерландах, Швеції та Ірландії. Будівництво цих електростанцій вимагало інвестицій у розмірі 2,1 млрд. дол., Загальна кількість турбін, оснащених зазначеними вітровими електростанціями, становить 440 штук. На сьогоднішній день масове виробництво морських вітрових систем не встановлено. Сектор знаходиться на стадії розробки і використовує більш спеціалізовані компоненти, ніж стандартне обладнання, випуск якого має бути скоригований для того, щоб мінімізувати вартість отриманої енергії. Передбачається, що у 2018-19 роках морський ринок вітрової енергії буде поповнюватися проектами загальною потужністю близько 1,5 ГВт, які будуть впроваджені у Великобританії (800 МВт), Данії (200 МВт), Швеції (140 МВт), Нідерландах (120 МВт), Франції (105 МВт), Німеччині (60 МВт) і Бельгії (30 МВт). Очікується, що до кінця 2018 року в Європейському Союзі 80% ринку морської енергії вітру буде зосереджено в Данії та Великобританії.

За даними Європейської вітроенергетичної асоціації (EWEA), до 2020 року вітрові електростанції в Європі будуть виробляти близько 2040 ГВт енергії тільки в Європі. Не так давно Сполучені Штати також розробили дві офшорні вітроелектростанції, які планується розмістити в Массачусетсі та Нью-Йорку. Завдяки своїй специфічності, установка вітрових турбін у морі була дорожчою, ніж аналогічна конструкція на суші. 1 кіловат / годину, вироблений, наприклад, європейськими морськими вітровими станціями, коштує від \$ 0,08 до \$ 0,15, що вдвічі перевищує номінальну вартість енергії, отриманої прибережними вітровими електростанціями. Тенденції регіонального ринку. Європа є постійним лідером на ринку вітроенергетики протягом декількох років, незважаючи на те, що її частка з кожним роком зменшується через розвиток цієї тенденції на інших континентах. Щороку енергія, отримана від вітру в Європі, збільшується на 30%, а ринок пов'язаного з ним обладнання - на 25%. Якщо в 2014 році встановлена потужність на європейському ринку вітроенергетики збільшилася на 7,619 МВт, то в 2015 році ця цифра вже склала 8 554 МВт, що призвело до загального результату 56535 МВт. Сьогодні енергія вітру використовується в 27 європейських країнах. Енергія вітру найбільш розвинена в Німеччині, за нею йдуть Іспанія і Данія. Такі країни, як Чеська Республіка, Фінляндія, Україна, Болгарія, Угорщина, Естонія, Литва, Люксембург, Латвія, Румунія, Словаччина, Кіпр, Мальта та Словенія разом складають 1% від загальної встановленої потужності. Іспанія стала лідером серед країн за впровадженням додаткових потужностей минулого року, що додало до існуючих 15 145 МВт 3 522 МВт. Німеччина, до 22 247 МВт, додала лише 1667 МВт, що не завадило їй зберегти лідерство на європейському ринку вітроенергетики. Іспанія, яка з середини 1990-х років збільшувала свою потужність, також спостерігається різке зростання на європейському ринку вітроенергетики. Тоді загальна встановлена потужність вітрового обладнання склала 7 МВт, торік вона збільшилася до 15 145 МВт. Америка стала однією з перших держав, яка почала використовувати вітер як джерело енергії. Станом на 2015 рік загальна встановлена потужність вітрових електростанцій у США становила 16 818,8 МВт. Найбільш розвинена вітроенергетика в штатах Техас (4,356 МВт), Каліфорнія (2439

МВт), Міннесота (1 299 МВт), Айова (1 237 МВт) і Вашингтон (1 163 МВт). Зростання американського ринку вітроенергетики пояснюється, перш за все, впровадженням трирічного пільгового періоду для вітроенергетики. Пільговий період надається на федеральному рівні за рахунок Промислового податкового кредиту. Азіатський континент стає одним з головних центрів розвитку вітроенергетики. Найбільш потужним азіатським ринком залишається Індія, де загальна встановлена потужність вітрових електростанцій минулого року склала 7,850 МВт, за нею йде Китай зі швидкістю 5,912 МВт. Незважаючи на низьку активність у сфері вітроенергетики на латиноамериканському ринку, в таких країнах, як Бразилія та Мексика, спостерігається значний сплеск розвитку цього напрямку. Основним бар'єром, що стоїть перед формуванням енергії вітру як повноцінної галузі, є відсутність розробленої нормативної бази. Менш інтенсивна вітроенергетика розвивається в Африці. Загалом, енергетичний потенціал вітру використовується в північній частині континенту. Марокко, Туніс і Єгипет представляють три провідні країни в цій частині світу для встановленої потужності вітрових електростанцій. Основні гравці ринку вітроенергетики. Найбільшим постачальником вітрогенераторів у світі є європейська компанія «Вестас». Компанія виробляє промислові вітрогенератори потужністю від 850 кВт до 3,0 МВт. За даними 2015 року «Vestas» встановив 33,685 вітрових турбін у 63 країнах світу загальною потужністю 25 721,75 МВт. Іншим ключовим гравцем на ринку є високотехнологічна багатофункціональна GE Energy, і за останні 20 років вона також відома як провідний постачальник і виробник вітрових турбін. За цей час компанія встановила понад 8000 одиниць техніки загальною потужністю понад 11,300 МВт. В асортименті компанії є вітрогенератор потужністю від 1,5 МВт до 2,5 МВт. Нарешті, компанія «Gamesa Corporation Tecnológica», яка крім вітрових турбін, також спеціалізується на виробництві сонячних установок, займає місце для вітротурбінного обладнання. Компанія надає широкий спектр обладнання і розвиває свою діяльність переважно в Європі, США і Китаї. Німецька компанія «Enercon GmbH» встановила 12 273 вітрових турбін у більш ніж 30 країнах світу. На міжнародному рівні в галузі вітроенергетики також відома компанія «Siemens».

Однак швидке зростання вітроенергетики вимагає від виробників вітрових електростанцій більш адекватного реагування на зміни на ринку, оскільки сьогодні багато її членів стикаються з проблемою затримки постачання необхідного обладнання.

### **1.3. Показники якості електроенергії**

Управління енергосистемами повинно забезпечувати виконання трьох основних вимог до режимів:

1. економія енергосистеми;
2. надійність електропостачання споживачів;
3. нормативна якість електроенергії.

Споживачі електрики і пристроїв впливають на режим роботи мережі і через мережу один на одного. Слід зазначити, що термін «якість електроенергії» не відображає факт впливу на нього споживачів електроенергії, а більшість людей, насамперед не фахівців, сприймається як концепція, що характеризує якість поставленої продукції, у разі недотримання вимог пред'являються тільки до постачаючої організації електроенергії. Більш правильний термін - електромагнітна сумісність обладнання. Цей термін підкреслює характерний характер постачання електроенергії і використовується в міжнародних документах. Він отримав відображення в ім'я ТК 77 "Електромагнітна сумісність обладнання, включаючи електричні мережі". Електромагнітна сумісність (ЕМС) означає здатність обладнання нормально функціонувати в його електромагнітному середовищі, не створюючи неприйнятних перешкод з іншим обладнанням, яке функціонує в тому ж середовищі.

Різниця в термінах, що використовуються, пов'язана з тим, що в країнах СНД у довгостроковій перспективі основна увага приділялася нормалізації положення рівнів частоти і напруги, тобто тих параметрів, які фактично практично повністю залежать від діяльності енергопостачальних організацій. Термін «якість електроенергії» для цих параметрів адекватно відображає суть питання.

Організація апаратного контролю показників якості електроенергії (ПЯЕ), організаційно-економічний механізм впливу на причину погіршення якості електроенергії, розробка методів і технічних методів усунення спотворень є важливими для нормалізації якості електроенергії. Внаслідок взаємного впливу споживачів один на одного важливе значення має правильне формулювання умов приєднання до мережі нових споживачів, що вимагає наявності методів і програм для розрахунку ПЯЕ та ПОЕМ. Оскільки практично всі технічні засоби для підвищення якості електроенергії мають у своєму складі реактивні елементи і, отже, впливають на баланс реактивної потужності в мережі, то необхідний комплексний аналіз цих питань [3].

Основними типами спотворень в електричних мережах є:

1. вищі гармоніки, частота яких кратна основній частоті;
2. інтергармоніки - гармоніки, частота яких не часто зустрічається на основній частоті;
3. коливання напруги;
4. короткочасні падіння напруги, амплітуда яких перевищує 10% і може досягати 100% (розрив потужності);
5. дисбаланс напруги (у трифазних системах);
6. сигнали систем керування, що передаються по проводах ліній електропередач;
7. зміна частоти;
8. Компоненти постійного струму (різні перетворювачі).

Розвиток суспільства супроводжується збільшенням споживання електричної енергії. Інтенсифікація виробництва, розвиток електротехніки викликають різке збільшення енергоємності та концентрації навантажень. Наприклад, навантаження на сучасний прокатний стан становить 150-200 МВт, а навантаження хлором і каустичним виробництвом на хімічних заводах досягає 50-80 МВт. Електричне навантаження підприємств основних галузей народного господарства в цілому досягло: у металургії - 700-1000 МВт; хімічна та нафтопереробка 200-600 МВт; машинобудування 100-300 МВт; кольорова промисловість - 100-800 МВт.

Відбувається якісна та кількісна еволюція промислових споживачів. Зростає число нелінійних, асиметричних, різко мінливих промислових споживачів електричної енергії. Це напівпровідникові перетворювачі значної ємності в прокатних станах металургійних підприємств (тиристорні перетворювачі на 10 000 А і 1050 В), в електролізі. Ці споживачі не тільки впливають на форму кривої напруги, але й споживають значну реактивну потужність ( $\text{tgj} = 2.4-2.0$ ). В електросталеплавильних цехах ДСП застосовується з печними трансформаторами потужністю 63-160 МВА. Дугові електричні печі різко змінюються, нелінійні навантаження. Вони також споживають значну кількість реактивної потужності ( $\text{tgj} = 0,88$ ). Покращення якості сталі забезпечується за допомогою установок електрошлакового переплаву, які споживають 5-10 МВА. Ці параметри також незбалансовані для мережі.

Синхронні двигуни 10-20 МВА з тиристорними перетворювачами є основними приводами прокатних станів, які є споживачами з ударним нелінійним навантаженням. Нові споживачі викликають погіршення ПЯЕ.

Реструктуризація енергетики, створення енергетичного ринку та впровадження енергозберігаючих технологій призвели до нових взаємодій між персоналом електростанцій, електричних мереж та споживачів. Збиток від пробою електропостачання, причини виходу параметрів за якістю електроенергії при нормалізованих значеннях і отриманий збиток, ці питання стали не абстрактними. Збитки повинні компенсуватися посадовими особами. Все це вимагає комплексного підходу до питань якості енергії.

Показник якості. Наступними показниками якості електроенергії є:

1. фіксоване відхилення напруги  $dU_u$ ;
2. зміна напруги  $dU_t$ ;
3. доза флікера  $P_t$ ;
4. коефіцієнт спотворення синусоїдальної кривої напруги  $K_U$ ;
5. Коефіцієнт n-ої гармоніки складової напруги  $K_U(n)$ ;
6. коефіцієнт асиметрії напруги в зворотному порядку  $K_{2U}$ ;
7. коефіцієнт асиметрії напруги в нульовій послідовності  $K_{0U}$ ;
8. Відхилення частоти  $D_f$ ;

9. Термін відмови напруги  $DtP$ ;
10. імпульсна напруга  $U_{imp}$ ;
11. Коефіцієнт тимчасової перенапруги  $K_{перU}$ .

#### 1.4. Норми щодо якості електроенергії

Встановлено два рівні норм якості електроенергії: звичайно допустимі та максимально допустимі. Відхилення напруги характеризується індикатором - постійним відхиленням напруги  $dU_u$ . На затискачах споживачів електричної енергії нормовані значення дорівнюють  $\pm 5\%$  і  $\pm 10\%$  від номінального значення напруги мережі. Норми цього показника якості електроенергії в пунктах універсального підключення споживачів до мереж 0,38 кВ повинні бути встановлені в договорах на використання електроенергії між організацією, що постачає енергію, і споживачем [4].

Коливання напруги характеризуються показниками:

1. зміна напруги  $dU_t$ ;
2. Флікер дози  $P_t$ .

Несинусоїдальна напруга характеризується такими показниками:

1. Коефіцієнт спотворення синусоїдальної кривої напруги  $K_U$  (табл. 1.2);
2. коефіцієнт  $n$ -ї гармоніки напруги компонента  $K_U(n)$ .

Таблиця 1.2

Значення коефіцієнта спотворення

Нормально допустимі значення при U, кВ				Нормально допустимі значення при U, кВ			
0,38	6-20	35	110-330	0,38	6-20	35	110-330
8	5	4	2	12	8	6	3

Несиметрія напруги характеризується такими показниками:

1. коефіцієнт асиметрії напруги в зворотному порядку  $K_{2Y}$ ;
2. коефіцієнт асиметрії напруги в нульовій послідовності  $K_{0U}$ .



Значення цих показників в точках загального підключення в мережах 0,38 кВ становлять 2 і 4%.

Відмова напруги характеризується терміном відмови, який встановлюється в електричних мережах до 20 кВ не більше 30 секунд. Термін автоматично виключає мій відмова напруги в будь-якій точці підключення до електричної мережі, визначається часом релейного захисту і автоматики. Імпульс напруги характеризується значенням напруги. Тимчасові перенапруги характеризуються тимчасовим фактором перенапруги.

Дійсні значення:

1. Відхилення напруги:

а. на споживачів електричної енергії: зазвичай допускається  $\pm 5\%$ , максимально допустимий  $\pm 10\%$ ;

б. в пунктах загального підключення споживачів електричної енергії до електричних мереж 0,38 кВ і більше повинні бути встановлені в договорах про використання електричної енергії між енергопостачальною організацією і споживачем з урахуванням необхідності дотримання стандартів нормативи на затискачі споживачів електричної енергії.

2. Коливання напруги:

а. залежність  $dU_t\%$  від частоти повторюваних змін напруги в хвилину;

б. величина суми  $dU_u + dU_t$  в точках підключення до мереж 0,38 кВ до  $\pm 10\%$ ;

в. граничне значення для короткочасної дози флікера  $P_t 1.38$  і для тривалої дози флікера 1 (форма коливань відрізняється від меандру).

3. Несинусоїдальна напруга:

а. коефіцієнт спотворення синусоїдальної кривої напруги  $K_U\%$  (табл. 1.3);

Таблиця 1.3

Нормовані значення

Нормально допустиме значення при $U_{ном}$ , кВ				Гранично допустиме значення при $U_{ном}$ , кВ			
0,38	6-20	35	110-330	0,38	6-20	35	110-330
8,0	5,0	4,0	2,0	12,0	8,0	6,0	3,0

б. коефіцієнт n-ої складової напруги гармоніки  $KU(n)\%$ .

4. Несиметрія напруги:

а.  $K2U$  в пунктах загального підключення до електричних мереж 2% і 4%;

б.  $K0U$  в точках загального підключення до чотирьох дротяних електричних мереж 0,38 кВ 2% і 4%.

5. Відхилення частоти  $\pm 0,2$  Гц і  $\pm 0,4$  Гц.

6. Відмова напруги: максимально допустима тривалість відмови напруги в мережах до 20 кВ включно становить 30 секунд. Тривалість відмови напруги, яка автоматично зникає в будь-якій точці підключення до мереж, визначається тимчасовою затримкою релейного захисту і автоматики.

7. Імпульс напруги:

а. грозові імпульси напруги;

б. перемикання 0,38 кВ - 4,5 кВ; 6 кВ - 27 кВ; 10 кВ - 43 кВ; 35 кВ - 148 кВ; 110 кВ - 363 кВ.

8. Тимчасові перенапруги (таблиця 1.4).

Таблиця 1.4

Нормовані значення

Тривалість $D_{перU}$ , С	До 1	До 20	До 60
$K_{перU}$ , о.е.	1.47	1.31	1.15

### 1.5. Проблеми з якістю електроенергії при використанні віртуальних ВЕС

У світі енергії зростає кількість електростанцій та автономних систем енергопостачання, що використовують нетрадиційні та відновлювані джерела енергії (НВДЕ). Така тенденція України не уникнула. В останні роки частка джерел розосередженої генерації (РГ) значно зросла на основі НВДЕ, пов'язаних з ОЕС України. А величина їх встановленої потужності в загальному балансі щороку постійно зростає. Це, насамперед, стосується вітрових, сонячних, малих гідроелектростанцій тощо [5].

У випадку з електростанціями необхідно підвищити надійність і стабільність їх роботи, зменшити втрати електроенергії при її передачі, оптимізувати графіки навантаження і забезпечити ефективну роботу на енергетичному ринку. Віртуальна електростанція (VPP) - новий тип енергосистеми, що базується на розподілених технологіях і стратегіях управління Smart Grid. Використання VPP дозволяє скористатися перевагами РГ і частково вирішити проблему надійності в електромережах ОЕС України.

Віртуальна електростанція (рис. 1.) являє собою структуру, що поєднує в собі елементи трьох типів:

1. розподілені генератори (вітрові електростанції, фотоелектричні станції, міні-та мікро-ТЕЦ, тощо);
2. споживачі-регулятори навантаження (побутові та промислові);
3. системи накопичення енергії.

Формально моделі функціонування VPP можна розділити на наступні:

1. Агрегаторна модель: На ринку створюється незалежна енергосервісна організація (Aggregator), яка представляє оператора VPP. Агрегатор активно підключає споживачів до власних VPP, при цьому учасники отримують винагороду за участь у так званих програмах «управління споживанням», що залежить від умов оператора системи конкретного ринку;

2. Традиційна модель (модель енергетичної компанії): компанія, що діє на енергетичному ринку, створює мережу, яка контролює різні розподілені генерації та гнучкі можливості своїх клієнтів;

3. Клієнт-орієнтована модель: споживачі створюють технологію VPP для власних потреб. У цьому випадку VPP використовується для управління власним споживанням. Наприклад, мережа великих супермаркетів, таких як Wal-Mart в США, використовує подібні системи для моніторингу споживання електроенергії різними об'єктами (холодильними установками, кондиціонерами, освітленням тощо) в магазинах по всій країні. Коли система виявляє, що об'єкт споживає більше, ніж звичайно, менеджеру надсилається сигнал про цей пристрій.

Насправді, в світі не існує однієї "правильної" моделі функціонування VPP, оскільки вона залежить від енергетичного ринку та його розвитку, а також від того, хто ініціює впровадження віртуальної електростанції в системи і які завдання необхідно виконати. адресовано. Оператор VPP може бути мережевою компанією, системним оператором, компанією з продажу або групою торгових компаній, споживачів або групи споживачів.

Великою перевагою VPP є те, що він має інформацію про доступну генерацію та / або попит у режимі реального часу на підключеній області VPP. Крім того, він є гнучким з боку того чи іншого покоління або доступної потужності споживача, так як система автоматично визначає найбільш ефективне джерело енергії в цей інтервал часу.

Як правило, віртуальні електростанції підключаються до мережі середньої або низької напруги. Елементи віртуальної електростанції можуть бути розташовані на значних відстанях один від одного. З'єднання їх зв'язків з мікродисками відомо на заході під терміном Microgrid. Особливістю Microgrid є можливість роботи в автономному режимі.

Управління віртуальною енергією здійснюється дистанційно через систему EMS (Energy Management System), яка отримує інформацію про поточний стан кожної електростанції і посилає їм керуючі сигнали. EMS використовує глобальну супутникову навігаційну систему (GPS) для синхронізації вимірювань складних значень струму та / або напруги на всіх електростанціях віртуальної електростанції. Прилади для таких вимірювань називаються PMU (Phasor Measurement Units). Віртуальна електростанція може мати комерційне призначення (продаж електроенергії на оптовий ринок), технічне призначення (системні послуги - такі, як регулювання частоти та активної потужності, обслуговування електричної енергії тощо) або об'єднувати обидві ці функції.

До функціональних можливостей віртуальних електростанцій належать:

1. Управління дисперсною генерацією (оптимізація мережевих режимів);
2. Управління споживанням електроенергії (порівняння графіків завантаження споживачів і джерел енергії);

3. Управління ринком резервних потужностей (можливість використання резервної потужності).

Сучасний набір технологій РГ включає двигуни з використанням природного газу та дизельних двигунів, газові турбіни, паливні елементи, сонячні батареї, малі гідроелектростанції та вітрові турбіни (табл. 1.5). Розподілені технології зазвичай мають загальну потужність менше 100 МВт. Вони дуже гнучкі з точки зору застосування і придатні для електроживлення ряду споживачів електроенергії та механічної енергії. Ці технології можна умовно розділити на "традиційні" і НВДЕ, вони призначені для задоволення конкретних потреб споживача в забезпеченні електроенергією, теплом, паром або механічною енергією.



Рис. 1.3. Приклад структури віртуальної електростанції

Переваги НВДЕ у порівнянні з традиційними джерелами живлення:

1. практична невичерпність;
2. низьке забруднення довкілля;
3. немає необхідності у видобутку, переробці та постачанні палива;
4. відсутність необхідності використання води для охолодження, для видалення відходів або продуктів розкладання;

5. немає необхідності в дефіцитних високотемпературних матеріалах, за винятком сонячних теплових концентраторів;

6. може працювати без обслуговування; не потрібно транспортувати енергію.

Основним недоліком більшості відновлюваних джерел енергії є нестабільність їх енергетичного потенціалу.

Таблиця 1.5

Характеристики джерел РГ на основі НВДЕ

Характеристика	СЕС	ВЕС	МГЕС	Паливні комірки	ГТУ	ПГУ	ДГ
Наявність	Залежно від географічного положення	Залежно від географічного положення	Залежно від географічного положення	Завжди	Завжди	Завжди	Завжди
Наявність	Залежно від географічного положення	Залежно від географічного положення	Залежно від географічного положення	Завжди	Завжди	Завжди	Завжди
Керування	Некерований	Некерований	Некерований	Керований	Керований	Керований	Керований
Перетворювач	Перетворювач типу (DC-DC-AC)	Перетворювач типу (AC-DC-AC)	Синхронний або асинхронний генератор	Перетворювач типу (DC-AC)	Немає	Немає	Немає
Вид палива	Енергія Сонця	Енергія вітру	Енергія річок	Енергія хімічних реакцій	Природний та біогаз	Природний та біогаз	Продукти нафтопереробки
Вид палива	Енергія Сонця	Енергія вітру	Енергія річок	Енергія хімічних реакцій	Природний та біогаз	Природний та біогаз	Продукти нафтопереробки
Встановлена потужність	до 1 МВт	0,1-2,5 МВт	до 10 МВт	5 кВт – 5 МВт	0,1-30 МВт	30 кВт – 10 МВт	до 6 МВт
Можливість роботи по графіку	Обмежено	Обмежено	Можливо	Можливо	Можливо	Можливо	Можливо
Рівень ПГ	Немає	Немає	Немає	Немає	Високий	Високий	Високий

\*AC – змінний струм (Alternating Current), DC – постійний струм (Direct Current).

Впровадження джерел РГ впливає на розподіл VPP і перетворює їх на активні елементи. Це вимагає змін (або перегляду та оновлення) при прийнятті стратегії управління, експлуатації та планування структури та роботи VPP. Водночас їхній вплив може мати як позитивний, так і негативний характер, тому доцільно ретельно проаналізувати питання приєднання джерел РГ до VPP. Більшість джерел РГ підключаються до мережі за допомогою перетворювачів, які повинні забезпечувати необхідну електричну потужність. Однак високочастотна комутація елементів затвора в перетворювачах може призвести до додаткових гармонік напруги і струму в ЛЕС і зниження якості електричної енергії.

Встановлення джерел живлення РГ поблизу навантаження може змінити напрямок силових потоків. Встановлення джерел РГ може або збільшувати, або зменшувати втрати потужності VPP, що в основному залежить від розташування та потужності джерел РГ, їх  $\cos\phi$ , а також топології VPP (конфігурації) тощо. Можна розрізняти два типи впливу РГ на напругу в VPP: вплив на рівень напруги в стаціонарному режимі роботи VPP і вплив РГ на коливання напруги VPP. Встановлення джерел РГ суттєво впливає на якість електроенергії, а також на стабільність і надійність роботи VPP.

Джерела РГ призводять до збільшення дози флікера, вони можуть генерувати гармоніки вищих порядків, а також впливати на падіння напруги, що в основному обумовлено типом генератора (табл. 1.6).

Таблиця 1.6

Проблеми з якістю електроенергії, викликані наявністю НВДЕ

Порушення ПЯЕ	ВЕС	СЕС	МГЕС	ДГ
Провисання / стрибки напруги	+	-	+	+
Падіння / перенапруга	+	-	-	+
Дисбаланс напруг	-	+	-	-

Продовження таблиці 1.6

Коливання напруги	+	-	-	-
Гармоніки напруги	+	+	+	-
Флікер	+	+	-	+
Гармоніки струму	+	+	+	-
Переривчатий характер генерації	+	+	-	-

Узагальнюючи вищевикладене, можна виділити перелік обов'язкових заходів у системах з джерелами РГ:

1. забезпечення постійного частотного рівня;
2. забезпечення резервних потужностей (підвищення надійності);
3. компенсація реактивної потужності (причиною якої є джерело РГ з пристроями СЕ).

Одночасно можна виділити такі переваги для загальної мережі:

1. забезпечення додаткових резервних потужностей енергосистеми при генерації електричної енергії в мережу;
2. поліпшення якості електропостачання (можливість автономного функціонування при аварійних відключеннях в електромережі);
3. підтримка рівнів напруги та потужності в обмежених зонах мережі при генеруванні з джерел РГ.

Вищезазначені проблеми, а також проблеми нестабільності НВДЕ, які зазвичай обумовлені їх нерівномірністю, природними факторами (нестабільність вітру, нічний час, посуха тощо), вирішуються за допомогою гібридних джерел енергії в VPP (таблиця 1.7).

Ефект від впровадження для споживача проявиться у підвищенні надійності, енергоефективності та економічної ефективності електропостачання. Крім того, перевагою є можливість генерувати дохід від продажу надлишкової електроенергії в мережі та надання резервних потужностей.



Для електромережі це дозволить зменшити пікове навантаження мережі, оптимізувати контроль навантаження та режими мережі, інтегрувати віртуальні електростанції в систему при збереженні її стабільності, а також збільшити базову потужність АЕС в ОЕС України, зменшення незатребуваної спроможності та рівня інвестицій у мережу.

Таблиця 1.7

Варіанти поєднання гібридних електрогенеруючих вузлів

№ з/п	Вітрові електростанції (ВЕС)	Сонячні електростанції (СЕС)	Біо-електростанції (БЕС)	Малі гідро-електростанції (МГЕС)	Малі гідроакumuлюючі електростанції (МГАЕС)
1	+	+	–	–	–
2	+	–	–	+	–
3	–	+	–	+	–
4	+	+	–	+	–
5	+	–	–	+	+
6	–	+	–	+	+
7	+	+	–	+	+
8	+	+	+	–	–
9	+	+	+	+	–
10	+	+	+	+	+

Отже, якщо джерела РГ використовуються у VPP лише як резервні джерела живлення, то надійність системи електроживлення може бути збільшена. Але коли джерела РГ працюють паралельно з системою, надійність електропостачання в деяких випадках може бути зменшена. Водночас, проблема автономної роботи джерел РГ є досить гострою.

Більш ефективним засобом підвищення надійності електропостачання у разі порушень є формування збалансованої структури VPP, яка не обмежується тільки джерелом теплової енергії та автономного навантаження, і охоплює певні фрагменти електричних мереж з збалансованою генерацією і навантаженням. Таке рішення дозволяє більш ефективно використовувати встановлену потужність джерел РГ, істотно підвищити надійність і розширити зону покриття електричних споживачів. Адже кожна група споживачів має свої особливості. Найбільш легко керовані

побутові споживачі (пральні машини, холодильники, телевізори, мікрохвильові печі, системи кондиціонування повітря, нагрівальні елементи тощо).

Управління навантаженням промислових споживачів багато в чому залежить від гнучкості їх технологічних процесів. Для деяких процесів гнучкість збільшується завдяки системам зберігання енергії. Системи накопичення можуть накопичувати енергію в різних формах (теплові, електричні, механічні та хімічні). Для побутових споживачів оптимальним варіантом є накопичення тепла (відповідно до режимів систем акумуляції тепла добре узгоджені з мікро-ТЕЦ). Для промислових споживачів оптимальними пристроями зберігання є акумуляторні батареї. Система накопичення енергії вибирається на основі області застосування та вартості накопичувачів, з урахуванням, якщо необхідно, географічного фактора.

## РОЗДІЛ 2

### ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

#### 2.1. Регулювання напруги в системах електрифікації

Регулювання напруги - це навмисне зміна з метою технічно допустимих умов експлуатації системи електропостачання або підвищення ефективності.

Завданням регулювання напруги є забезпечення нормальних технічних умов та економічної ефективності спільної роботи електричних мереж і виробничих механізмів. У мережі кожного ступеня перетворення напруги воно повинно бути у відповідних межах [6].

Напруга мережі постійно змінюється разом зі зміною навантаження, режиму роботи джерела живлення або опору ланцюга. Відхилення напруги не завжди знаходяться в діапазоні допустимих значень.

Причини цього:

1. втрати напруги, викликані струмами навантаження (зміна активної потужності від мінімального до максимального значення викликає великі зміни втрат напруги з часом);
2. неправильний вибір перетинів струмопровідних елементів і потужності силових трансформаторів;
3. неправильно побудовані схеми мереж.

Регулювання напруги забезпечується такими заходами:

1. Вибір регуляторних інструментів, що регулюють діапазони ступенів регулювання;
2. Вибір потужності та місця установки регулюючих пристроїв у мережі;
3. Вибір системи автоматичного керування.

При цьому ви повинні виконати технічні вимоги і вибрати економічно ефективно рішення. Завдання регулювання напруги забезпечується регулюючими і компенсуючими пристроями.

Питання регулювання напруги повинні вирішуватися питаннями балансу і розподілу реактивної потужності, вибором компенсаційних пристроїв, підвищенням ефективності мережі в цілому.

Для виконання вимог режиму напруги необхідно:

1. Централізований режим зміни напруги на енергопостачальних пунктах розподільних мереж. Зміна режиму напруги для одноразової події протягом тривалого періоду часу (для розподільних мереж). Для зміни напруги використовуйте ПБЗ (перемикачі без збуджених трансформаторів) і поздовжні компенсаційні блоки. Режим поліпшується, але закон зміни напруги є обов'язковим;

2. Регулювання втрат напруги в окремих або декількох елементах мережі (лінії, ділянки), тобто зміна напруги відповідно до бажаного закону (переважно автоматичного);

3. Зміна або керування коефіцієнтом перетворення лінійного регулятора, трансформатора між джерелами живлення і електричними приймачами, тобто в розподільних мережах. Регулюючі пристрої повинні давати напругу в модулі в межах стандарту.

## **2.2. Причини виникнення втрати напруги при використанні вітроустановок**

Розглянуто проблему забезпечення якості електроенергії в системах електропостачання, де використовуються досить довгі повітряні або кабельні лінії. Показано, що ця проблема стає особливо актуальною в системах електропостачання, в яких одним з джерел електричної енергії є генератор вітряної турбіни, оскільки первинним джерелом енергії вітру є власна нестабільність. Визначення ступеня автоматизації регулювання напруги в системах електропостачання зводиться до вибору методів і засобів регулювання параметрів якості електроенергії. Поняття втрати напруги та її причини пояснюється простою системою електроживлення, представленої схемою з одним рядком. Регулювання напруги пропонується

здійснювати шляхом зміни параметрів електричної мережі за допомогою методу зниження втрат напруги в лінії за рахунок зменшення його реактивного опору.

Останнє досягається за допомогою поздовжньої ємнісної компенсації індуктивного опору лінії. Досягнутий ефект ілюструється векторними діаграмами струмів і напруг в схемах заміни лінії передачі з і без використання поздовжньої ємнісної компенсації. На основі аналізу показано, що такий спосіб регулювання можливий лише в системах електропостачання з відносно низьким коефіцієнтом потужності ( $\cos\varphi < 0,7-0,9$ ). Такий коефіцієнт потужності є типовим при підключенні до мережі вітрових турбін з асинхронним генератором через наявність вітрової нестабільності в природі. Регулювання напруги, запропоноване запропонованим способом, в даній ситуації забезпечить необхідну якість напруги на шинах споживачів. Це, у свою чергу, дозволить створити необхідні умови для економічної передачі електричної енергії з найменшими витратами реактивної потужності та втратою активної потужності.

Необхідність регулювання напруги в системі електроспоживання, в якій вітрогенератор працює паралельно з мережею, обумовлений потребами споживачів за якістю електроенергії. Відповідно до існуючих вимог, основними параметрами, які визначають якість електроенергії, є: відхилення постійної напруги, відхилення частоти, зміна напруги, коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої фазної фази (фази) тощо. Нахил напруги в окремих вузлах електричної мережі, і її зміна має найбільший вплив на роботу споживачів. Причини виникнення та характеру впливу відхилень і коливань напруги на роботу приймачів електричної енергії різні [7].

Відхилення напруги обумовлені головним чином змінами режиму роботи споживачів і характеризують якість напруги на шині приймачів електричної енергії в статичних режимах. Відхилення напруги  $\Delta U_i$  в  $i$ -й точці мережі визначається як різниця між фактичним значенням напруги  $U_i$  і її номінальним  $U_{ном}$  для відносно повільної зміни робочого режиму, вираженої у вигляді відсотка від значення  $U_{ном}$

$$\Delta U_i = \frac{U_i - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100 \%$$

Кожен приймач електричної енергії має найкращі техніко-економічні показники при певній напрузі на своїх затискачах. Відхилення напруги від номінального значення призводить до зміни техніко-економічних показників, а при певних значеннях може викликати порушення ефективності. У той же час відхилення напруги знижує ефективність електричної мережі внаслідок зміни потужності та втрат енергії. Таким чином, відхилення напруги в окремих точках мережі впливає на всю систему електропостачання і об'єкт в цілому. Особливо важливою є якість електричної енергії, виробленої вітрогенератором, оскільки основне джерело енергії - вітер - має свою нестабільність [8].

### **2.3. Способи регулювання напруги**

Напруга мережі постійно змінюється разом з навантаженням, режимом роботи блоку живлення і опорами ланцюга. Відхилення напруги не завжди знаходиться в діапазоні допустимих значень [9]. Причини цього:

1. втрати напруги, викликані струмами навантаження, що виникають на елементах мережі;
2. неправильний вибір перетинів струмопровідних елементів і потужності силових трансформаторів;
3. неправильно побудовані схеми мереж.

Контроль відхилення напруги здійснюється трьома способами:

1. на рівні - проводиться шляхом порівняння реальних відхилень напруги з допустимими значеннями;
2. Місце в електричній системі - здійснюється в певних точках мережі, наприклад, на початку або в кінці лінії, на районній підстанції;
3. на тривалість існування відхилення напруги.

Регулювання напруги - це процес зміни рівнів напруги в характерних точках електричної системи за допомогою спеціальних технічних засобів. Історично розвиток методів і методів регулювання напруги і реактивної потужності відбувався від нижчих ієрархічних рівнів управління енергосистемою до вищих [10]. Зокрема,

спочатку регулювання напруги на центрах електропостачання розподільних мереж використовувалося на районних підстанціях, де зміна коефіцієнта перетворення підтримувала напругу споживачів при зміні режиму їх роботи. Регулювання напруги спочатку застосовувалося також безпосередньо до споживачів та електростанцій (електростанції, підстанції).

Ці методи регулювання напруги збереглися до теперішнього часу і використовуються на нижчих ієрархічних рівнях автоматизованої системи диспетчерського управління (АСДУ). З точки зору більш високих рівнів АСДУ, це локальний спосіб регулювання. Автоматизована система диспетчерського контролю національних органів здійснює координацію роботи локальних систем регулювання та оптимізації режиму енергосистеми в цілому.

Місцеве регулювання напруги можна розділити на групове та індивідуальне. Групове регулювання здійснюється для групи споживачів, а індивідуальне - для одного, як правило, особливого споживача.

Централізоване регулювання напруги в залежності від характеру графіків навантажень можна умовно розбити на три типи: стабілізація напруги; двоступеневе регулювання; зустрічне регулювання напруги.

Стабілізація використовується для споживачів з практично незмінним навантаженням, наприклад, для трьохзмінних підприємств, де рівень напруги повинен підтримуватися постійним. Щоденний графік навантаження для таких споживачів показаний на рис. 2.1.а.

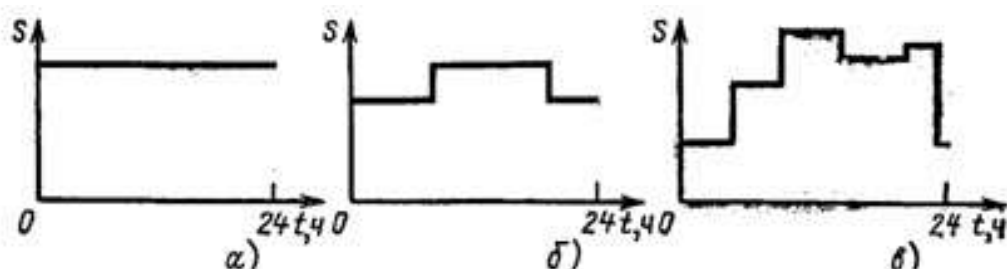


Рис 2.1. Графіки навантаження:

а - незмінний; б - двоступеневий; а – багатоступеневий.

Для споживачів з яскраво вираженим двоступеневим графіком навантаження (рис. 2.1.б), наприклад, для підприємств з однією зміною використовується двоступеневе регулювання напруги.

У цьому випадку два рівні напруги підтримуються протягом дня відповідно до графіка навантаження. У разі змінного навантаження на ніч (рис. 2.1.в) здійснюється так звана зустрічна регуляція. Для кожного значення навантаження буде мати свої власні значення і втрати напруги, отже, і сама напруга буде змінюватися при зміні навантаження. Щоб відхилення напруги не перевищували допустимі значення, необхідно регулювати напругу, наприклад, в залежності від струму навантаження.

Навантаження змінюється не тільки протягом дня, але і протягом року. Наприклад, найбільш протягом року навантаження відбувається в осінньо-зимовий пік, найменше - влітку.

Зустрічне регулювання полягає в зміні напруги, що залежить не тільки від щоденного, але і від сезонних змін навантаження протягом року. Вона передбачає підтримку високої напруги на шинах електричних станцій і підстанцій протягом періоду найбільшого навантаження та його зниження до номінальної протягом періоду найменшого навантаження.

### 2.3.1. Основні види і способи регулювання напруги в системах електропостачання при паралельній роботі с ВЕУ

Регулювання напруги в СЕС є примусовою зміною його спеціальними методами і засобами з метою забезпечення необхідної якості напруги на затискачах приймачів електричної енергії для їх ефективного використання, а також створення умов для економічної передачі електроенергії з найменша вартість реактивної потужності і втрата активної потужності. Особливо гостра потреба в регулюванні напруги відбувається в розгалужених електричних мережах при паралельній роботі з вітрогенератором [11].

Це пов'язано з такими функціями:

1. низькі питомі навантаження;



2. значна довжина повітряних і кабельних ліній;

3. Значна різниця в навантаженнях при різних режимах роботи споживачів електроенергії.

Залежно від структури електричної мережі, кількості споживачів та довжини ліній електропередач використовуються такі типи регулювання: централізовані (загальні та групові) та децентралізовані (місцеві). Загальне регулювання здійснюється в центрах електростанціями або підстанціями. Таке регулювання призводить до зміни напруги по всій розподільчій мережі і може застосовуватися до однорідних споживачів, які приблизно на рівних умовах мають графіки навантаження, що відповідають часу. Групове регулювання використовується для різнорідних споживачів. Воно здійснюється, в основному, за допомогою регульованих трансформаторів для кожної окремої лінії або декількох однорідних ліній.

Чим далі віддаляється споживач від джерела живлення, тим важче забезпечити задану напругу напруги на шинах. У цьому випадку застосовується децентралізована регуляція. Вона може бути реалізована за допомогою стабілізаторів потужності, які встановлюються на окремих ділянках лінії або безпосередньо на шинах споживачів. У той же час, відповідальні споживачі забезпечуються установками гарантованого живлення (УГЖ).

Місцеве регулювання більш складне. Тому воно використовується в тому випадку, коли необхідно забезпечити електропостачання приймачів електроенергії першої категорії.

Для реалізації регулювання напруги в СЕС використовуються такі методи:

1. примусова зміна напруги на живильному кінці лінії - генератор ВЕУ;
2. зміна параметрів електричної мережі за рахунок компенсації її реактивного опору;
3. Генерація реактивної потужності в окремих точках СЕС.

Обговорювані методи можуть бути реалізовані різними засобами. Перший метод регулювання є базовим. Це забезпечується регулюванням напруги асинхронних генераторів вітрової турбіни за допомогою батарей компенсуючих

конденсаторів і використання регульованих трансформаторів для підключення вітрової турбіни до СЕС. Останні два способи є додатковими, але їх потрібно використовувати разом з першим, оскільки в деяких випадках батареї компенсуючих конденсаторів асинхронних генераторів ВЕУ через високу дискретність регулювання не забезпечують достатню якість електроенергії.

У другому способі регулювання в лінії передачі послідовні навантаження включають реактори або конденсатори послідовно-ємнісної компенсації. Генерація реактивної потужності забезпечується підключенням паралельних навантажень різних пристроїв (конденсаторів, силових дроселів, синхронних компенсаторів). Вибір того чи іншого методу регулювання здійснюється на основі техніко-економічних розрахунків. Визначення ступеня автоматизації регулювання напруги в СЕС зводиться до вибору методів і засобів регулювання параметрів якості електроенергії.

### 2.3.2. Регулювання параметрів за рахунок зміни параметрів електричної мережі

Напруга споживачів залежить від величини втрат напруги в мережі, що в свою чергу залежить від параметрів мережі. У силових мережах, де  $x > r$ , втрата напруги значною мірою визначається реактивним опором лінії, який мало залежить від перетину. Зміна реактивного опору використовується для регулювання напруги. Втрата напруги в мережі визначається виразом:

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U_{ном}}$$

Щоб змінити реактивний опір, необхідно включити в лінію конденсатори. У цьому випадку втрати напруги в лінії:

$$\Delta U' = \frac{PR + Q(X - X_c)}{U_{ном}}$$

Послідовне включення конденсаторів у лінію називається - поздовжня компенсація. Установа поздовжньої компенсації (УПК) дозволяє компенсувати індуктивний опір і зменшити втрати напруги в лінії (рис. 2.2).

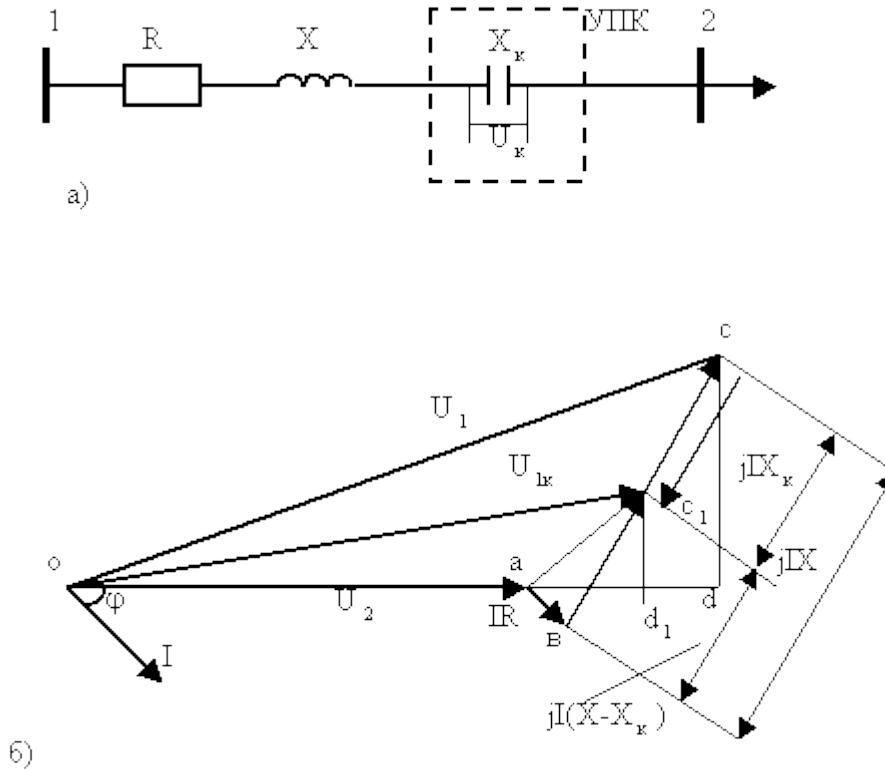


Рис 2.2. Установа поздовжньої компенсації

На рис. 2.2.б представлена векторна діаграма струмів і напруг лінії від УПК. Вектор падіння напруги на конденсаторі  $U = jIX$  (сегмент  $cc$ ) рухається у фазі 180 щодо вектора падіння напруги на індуктивному опорі лінії. Відповідно, втрати напруги в лінії визначаються сегментом  $ad$  (замість  $ad$  в рядку без конденсаторів). Таким чином, конденсатори, що складаються послідовно в лінію, компенсують частину його індуктивного опору і таким чином зменшують реактивну складову втрати напруги в лінії.

Для УПК відношення ємнісного опору конденсаторів до індуктивного опору лінії, виражене у відсотках, називається ступенем компенсації.

На практиці використовується часткова компенсація ( $C < 100\%$ ) реактивного опору лінії. Повна або надмірна компенсація ( $C > 100\%$ ) в розподільних мережах, як

правило, не використовується, оскільки це пов'язано з можливістю перенапруги в мережі.

Застосування УПК дозволяє поліпшити напруги в мережах. Найбільш ефективним є використання УПК для зменшення відхилення напруги на перевантажених радіальних лініях.

## **2.4. Відхилення частоти**

Знаходиться середнє значення частоти для періоду зміни, що дорівнює одному дню. Відхилення частоти  $Df$  є різницею між фактичним і номінальним значеннями частоти:  $\delta f = F_u - f_{ном}$ ,  $F_u$  - яке встановлено. У нормальному режимі допустиме відхилення частоти становить  $\pm 0,2$  Гц. Максимально допустимий  $\pm 0,4$  Гц. Якщо частота виходить за межі меж, особливо в напрямку зменшення, то це означає, що енергосистема порушила баланс між потужністю генераторів і споживачів, що призвело до зниження частоти [12].

Тривала робота зі зниженою частотою може призвести до таких небажаних ефектів, як:

1. Зниження продуктивності технологічних установок внаслідок зменшення частоти обертання електродвигунів;
2. Виникнення помилки в роботі індукційних лічильників електроенергії.

Зменшення продуктивності механізмів власних потреб на електростанціях призводить до зменшення потужності генераторів. Цей процес неприємний в тому, що в системі, і тому є дефіцит генераторів і накладення на нього процесу зниження потужності власних потреб може призвести до серйозного збою системи, що проявляється в різкому зниженні за частотою і припиненням нормальної роботи енергосистеми.

Для запобігання процесу зменшення частоти в енергосистемі має бути резерв потужності генератора. При виборі резервного живлення слід враховувати, що турбогенератори теплових і атомних електростанцій не можуть бути швидко

перезапущені з резервного стану. Тому як резервні потужності доцільно мати гідрогенератори або газотурбінні агрегати.

## **2.5. Заходи для зменшення впливу не симетрії**

Симетрична трифазна система напруг характеризується однаковими по модулю і фазі напруженнями у всіх трьох фазах. При несиметричних режимах напруги в різних фазах не рівні.

Несиметричні режими в електричних мережах виникають з наступних причин:

1. не однакові навантаження в різних фазах;
2. неповнофазна робота ліній або інших елементів в мережі;
3. різні параметри ліній в різних фазах.

Найбільш часто несиметрія напруг виникає через нерівності навантажень фаз. У міських і сільських мережах 0,38 кВ несиметрії напруг викликається в основному підключенням однофазних освітлювальних і побутових електроприймачів (ПЕ) малої потужності. Кількість таких однофазних ПЕ велике, і їх потрібно рівномірно розподіляти за фазами для зменшення несиметрії.

У мережах високої напруги несиметрія викликається, як правило, наявністю потужних однофазних ПЕ, а в ряді випадків і трифазних ПЕ з неоднаковим споживанням в фазах. До останніх відносяться дугові сталеплавильні печі. Основні джерела несиметрії в промислових мережах 0,38-10 кВ - це однофазні термічні установки, рудотермічні печі, індукційні плавильні печі, печі опору і різні нагрівальні установки. Крім того, несиметричні ПЕ - це зварювальні апарати різної потужності. Тягові підстанції електрифікованого на змінному струмі залізничного транспорту є потужним джерелом несиметрії, так як електровози - однофазні ПЕ. Потужність окремих однофазних ПЕ в даний час досягає декількох мегават.

Розрізняють два види несиметрії: систематичну і випадкову. Систематична несиметрія обумовлена нерівномірним постійним перевантаженням однієї з фаз, випадкова несиметрія відповідає непостійним навантаженням, при яких в різний час

перевантажуються різні фази в залежності від випадкових чинників (переміжна несиметрія).

Неповнофазна робота елементів мережі викликається короткочасним відключенням однієї або двох фаз при коротких замиканнях (КЗ) або більш тривалим відключенням при пофазних ремонтах. Одиночну лінію можна обладнати пристроями пофазного управління, які відключають пошкоджену фазу лінії. У переважній більшості стійкі КЗ однофазні.

При цьому відключення пошкодженої фази призводить до збереження двох інших фаз лінії в роботі. У мережі з заземленою нейтраллю електропостачання по неповнофазній лінії може виявляється допустимим і дозволяє відмовитися від будівництва другого ланцюга лінії. Неповнофазні режими можуть виникати і при відключенні трансформаторів. У деяких випадках для групи, складеної з однофазних трансформаторів, при аварійному відключенні однієї фази може виявитися допустимим електропостачання по двом фазам. В цьому випадку не потрібна установка резервної фази, особливо при наявності двох груп однофазних трансформаторів на підстанції.

Нерівність параметрів ліній по фазах має місце, наприклад, при відсутності транспозиції на лініях або подовження її циклів. Транспозиційні опори ненадійні і є джерелами аварій. Зменшення числа транспозиційних опор на лінії зменшує її ушкоджувальність і підвищує надійність. В цьому випадку погіршується вирівнювання параметрів фаз лінії, для яких зазвичай і застосовується транспозиція. Поява напруг і струмів зворотної та нульової послідовності  $U_2$ ,  $U_0$ ,  $I_2$ ,  $I_0$  призводить до додаткових втрат потужності і енергії, а також втрат напруги в мережі, що погіршує режими і техніко-економічні показники її роботи. Токи зворотної та нульової послідовностей  $I_2$ ,  $I_0$  збільшують втрати в поздовжніх гілках мережі, а напруги і струми цих же послідовностей - в поперечних гілках.

Накладення  $U_2$  і  $U_0$  призводить до різних додаткових відхилень напруги в різних фазах. В результаті напруги можуть вийти за допустимі межі. Накладення  $I_2$  і  $I_0$  призводить до збільшення сумарних струмів в окремих фазах елементів мережі. При цьому погіршуються умови їх нагріву і зменшується пропускна здатність.

Несиметрія негативно позначається на робочих і техніко-економічних характеристиках обертових електричних машин. Струм прямої послідовності в статорі створює магнітне поле, що обертається з синхронною частотою в напрямку обертання ротора. Токи зворотної послідовності в статорі створюють магнітне поле, що обертається щодо ротора з подвійною синхронною частотою в напрямку, протилежному обертанню. Через ці струми подвійної частоти в електричній машині виникає гальмівний електромагнітний момент і додатковий нагрів, що призводять до скорочення терміну служби ізоляції.

В асинхронних двигунах виникають додаткові втрати в статорі. У ряду випадків доводиться при проектуванні збільшувати номінальну потужність електродвигунів, якщо не вживати спеціальних заходів по симетрування напруги. У синхронних машинах, крім додаткових втрат і нагріву статора і ротора, можуть початися небезпечні вібрації. Через несиметрії скорочується термін служби ізоляції трансформаторів, а синхронні двигуни зменшують вироблення реактивної потужності.

Сумарний збиток, обумовлений несиметрією в промислових мережах, включає вартість додаткових втрат електроенергії, збільшення відрахувань на реновацію від капітальних витрат, технологічний збиток, обумовлений зниженням світлового потоку ламп, встановлених у фазах зі зниженою напругою, і скороченням терміну служби ламп, встановлених у фазах з підвищеною напругою, збиток через зменшення реактивної потужності, що генерується синхронними двигунами.

Несиметрія напруг характеризується коефіцієнтом зворотної послідовності напруг

$$K_{\text{Ж}} = \frac{U_{2(1)}}{U_{\text{ном}}} 100,$$

і коефіцієнтом нульової послідовності напруг

$$K_{0U} = \frac{U_{0(1)}}{U_{\text{ном}}} 100,$$

нормальні і максимальні допустимі значення яких складають 2 і 4%.

Симетрування напружень в мережі зводиться до компенсації струму і напруги зворотної послідовності.

При стабільному графіку навантажень зниження систематичної несиметрії напруг в мережі може бути досягнуто вирівнюванням навантажень фаз шляхом перемикання частини навантажень з перевантаженої фази на ненавантажену.

Раціональний перерозподіл навантажень не завжди дозволяє знизити коефіцієнт несиметрії напруг до допустимого значення (наприклад, коли частина потужних однофазних ЕП працює за умовами технології не весь час, а також при профілактичних і капітальних ремонтах). У цих випадках необхідно застосовувати спеціальні симетрувальні пристрої. Відома велика кількість схем симетрувальних пристроїв, частина з них виконується керованими в залежності від характеру графіка навантаження.

Для симетрування однофазних навантажень застосовується схема, що складається з індуктивності і ємності. Навантаження і включена паралельно їм ємність включаються на лінійну напругу. На дві інші лінійні напруги включаються індуктивність і ще одна ємність.

Для симетрування дво- і трифазних несиметричних навантажень застосовується схема з неоднаковими потужностями, включеними в трикутник. Іноді застосовують симетрувальні пристрої зі спеціальними трансформаторами і автотрансформаторами.

Істотний вплив на несиметрію напруг в мережі надає схема з'єднання обмоток розподільчого трансформатора (РТ) 6-10/0,4 кВ. Більшість РТ, встановлених в мережах, мають схему зірка - зірка з нулем ( $Y / Y_0$ ). Такі РТ дешевше, але у них велике  $Z_0$ . Для зниження несиметрії напруг, що викликається РТ, доцільно застосовувати схеми з'єднання трикутник-зірка з нулем ( $\Delta / Y_0$ ) або зірка-зигзаг ( $Y / Z$ ). Найбільш сприятливо для зниження несиметрії застосування схеми  $Y / Z$ . Розподільні трансформатори з таким з'єднанням дорожчі, і виготовлення їх дуже складне. Тому їх треба застосовувати при великій несиметрії, обумовленої несиметрією навантажень і  $Z_0$  ліній.



## 2.6. Забезпечення зменшення не синусоїдальності

Ряд електроспоживачів має нелінійну залежність споживаного струму від прикладеної напруги, тому вони споживають з мережі несинусоїдальний струм. Цей струм, протікаючи з системи за елементами мережі, викликає в них, несинусоїдальне падіння напруги, яке "накладається" на прикладену напругу і спотворює її. Спотворення синусоїдальності напруги відбувається у всіх вузлах від джерела живлення до нелінійного електроспоживача.

Джерелами гармонійних спотворень є:

1. дугові сталеплавильні печі;
2. вентильні перетворювачі;
3. трансформатори з нелінійними вольт-амперними характеристиками;
4. перетворювачі частоти;
5. індукційні печі;
6. обертові електричні машини;
7. ртутні лампи;
8. телевізійні приймачі;
9. люмінісцентні лампи.

Останні три групи характеризуються низьким рівнем гармонійних спотворень окремих приймачів, але їх велика кількість визначає значний рівень гармонік навіть в мережах високої напруги.

Способи зниження несинусоїдальності напруги можна розділити на три групи:

1. схемні рішення: виділення нелінійних навантажень на окрему систему шин, розосередження навантажень по різних вузлах СЕП з підключенням паралельно їм електродвигунів, групування перетворювачів за схемою множення фаз, підключення навантаження до системи з більшою потужністю;

2. використання фільтрових пристроїв, включення паралельно навантажених вузькосмугових резонансних фільтрів, включення фільтрокомпенсуючих пристроїв (ФКП), застосування фільтросиметруючих пристроїв (ФСП), застосування швидкодіючих статичних джерел реактивної потужності (ДРП), що містять ФКП;

3. застосування спеціального обладнання, що характеризується зниженим рівнем генерації вищих гармонік, використання "ненасищаємих" трансформаторів, застосування багатофазних перетворювачів з поліпшеними енергетичними показниками.

Розвиток елементної бази силової електроніки і нових методів високочастотної модуляції призвело до створення в 70-х роках нового класу пристроїв, що поліпшують якість електроенергії - активних фільтрів (АФ). Відразу ж виникла класифікація активних фільтрів на послідовні і паралельні, а також на джерела струму і напруги, що призвело до отримання чотирьох базових схем.

Кожна з чотирьох структур (рис 2.3) Визначає схему фільтра на робочій частоті: ключів в перетворювачі і вид самих ключів (двоспрямований або односпрямований ключ). Як накопичувач енергії в перетворювачі, який слугує джерелом струму (рис 2.3. а, г), використовується індуктивність, а в перетворювачі, який слугує джерелом напруги (рис 2.3. б, в), використовується ємність.

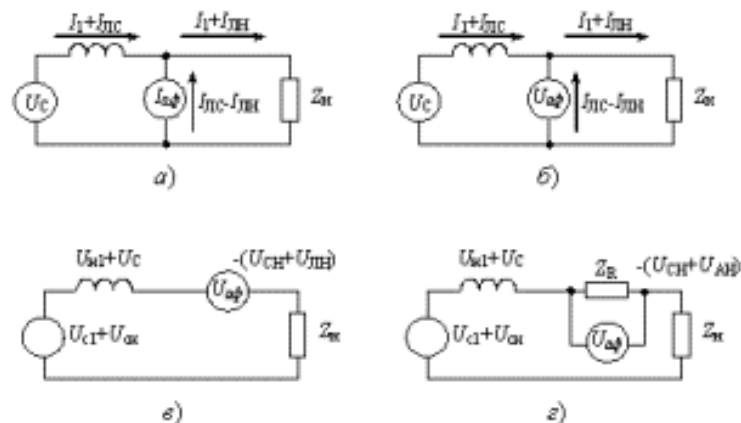


Рис 2.3 Основні типи активних фільтрів: а - паралельне джерело струму; б - паралельне джерело напруги; в - послідовне джерело напруги; г - послідовне джерело струму

Відомо, що опір фільтра  $Z$  на частоті  $\omega$  дорівнює:

$$Z = X_L - X_C = j\left(\omega L - \frac{1}{\omega C}\right)$$

При  $X_L = X_C$  або  $\omega L = (1 / \omega C)$  на частоті  $\omega$  настає резонанс напруг, що означає, що опір фільтра для гармонійної і складової напруги з частотою  $\omega$  дорівнює нулю. При цьому гармонійні складові з частотою  $\omega$  будуть поглинатися фільтром і не проникати в мережу. На цьому явищі заснований принцип побудови резонансних фільтрів.

У мережах з нелінійними навантаженнями виникають, як правило, гармоніки канонічного ряду, порядковий номер яких  $\nu$  3, 5, 7, ... .

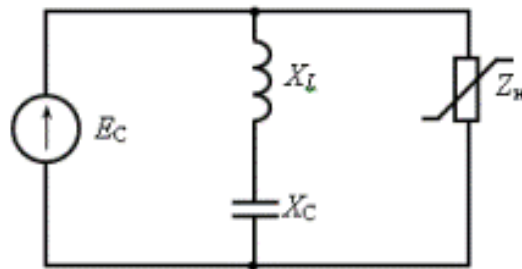


Рис 2.4. Схема заміщення силового резонансного фільтра

Враховуючи, що  $X_L \nu = X_L$ ,  $X_C \nu = (X_C / \nu)$ , де  $X_L$  і  $X_C$  - опори реактора і конденсаторної батареї на основній частоті, отримуємо:

$$X_{\phi} = X_L + X_C = X_C(1 - 1/\nu^2)$$

Такий фільтр, який, крім фільтрації гармоніки, буде генерувати реактивну потужність, і компенсувати втрати потужності в мережі і напруги, носить назву фільтрокомпенсуючого (ФКП).

Якщо пристрій, крім фільтрації вищих гармонік, виконує функції симетрування напруги, то такий пристрій називається фільтросиметруючим (ФСП). Конструктивно ФСП є несиметричним фільтром, включеним на лінійну напругу мережі. Вибір лінійних напруг, на які підключаються фільтруючі ланцюги ФСП, а також співвідношення потужностей конденсаторів, включених в фази фільтра, визначаються умовами симетрування напруги.

З вищесказаного випливає, що пристрої типу ФКП і ФСП впливають одночасно на кілька показників якості електричної енергії (несинусоїдальність,

несиметрія, відхилення напруги). Такі пристрої для підвищення якості електричної енергії отримали назву багатофункціональних оптимізуючих пристроїв (БОП).

Доцільність в розробці таких пристроїв виникла в зв'язку з тим, що різкоперемінні навантаження викликають одночасне спотворення напруги по ряду показників. Застосування БОП дозволяє комплексно вирішувати проблему забезпечення якості електроенергії, тобто одночасно за кількома показниками.

До категорії таких пристроїв відносяться швидкодіючі статичні джерела реактивної потужності (ДРП).

За принципом регулювання реактивної потужності ДРП можна розділити на дві групи: швидкодіючі статичні джерела реактивної потужності прямої компенсації, швидкодіючі статичні джерела реактивної потужності непрямої компенсації. Структури ДРП представлені відповідно на рис. 2.5 Такі пристрої, володіючи високою швидкодією, дозволяють знижувати коливання напруги. Пофазне регулювання і наявність фільтрів забезпечують симетрування і зниження рівнів вищих гармонік.

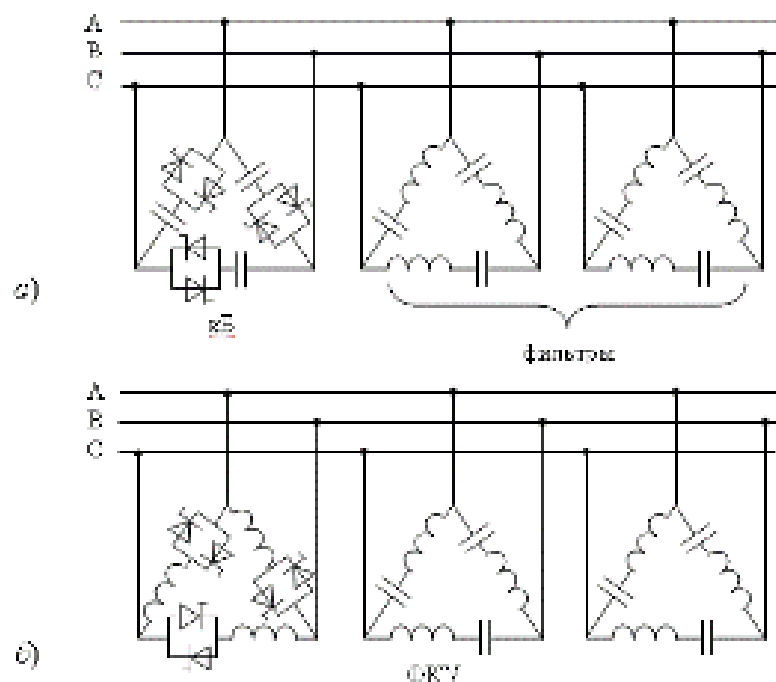


Рис 2.5. Структурні схеми багатифункціональних ДРП прямої (а) і непрямої (б) компенсації

На рис. 2.5.а представлена схема прямої компенсації, де "керованим" джерелом реактивної потужності є комутуюча за допомогою тиристорів конденсаторна батарея.

Батарея має кілька секцій і дозволяє дискретно змінювати генерується реактивну потужність. На рис. 2.5.б потужність ДРП змінюється за допомогою регулювання реактора. При такому способі управління реактор споживає надлишок реактивної потужності, що генерується фільтрами. Тому спосіб носить назву непрямої компенсації.

Непряма компенсація має два основних недоліки: поглинання надлишку потужності викликає додаткові втрати, а зміна потужності реактора за допомогою кута управління вентилів призводить до додаткової генерації вищих гармонік.

Рівень гармонік в напрузі характеризується сумарним коефіцієнтом гармонійних складових напруги  $KU$ , вираженим у відсотках по відношенню до основної гармоніки. Це, як відомо, знижує ефективність використання електричної енергії. Частка гармонік в загальному спектрі, викликана нелінійним навантаженням, досягає 20%. У зв'язку з цим необхідно контролювати розподіл гармонік в різних перетинах мережі живлення. На основі аналізу розподілу гармонік можна виробити сигнали управління роботою частото задаючих ланцюгів: керованих конденсаторних пристроїв, що компенсують, реакторів, пасивних і активних фільтрів. Пропонується в якості джерела первинної інформації в різних точках мережі використовувати наявні інфраструктури реєстраторів векторних параметрів (PMU), які вже використовуються для моніторингу режимів роботи енергосистеми. З цією метою в вузлових точках системи (генератори, розподільні підстанції, підстанції споживачів) встановлені датчики миттєвих значень струмів і напруг, які по супутниковому зв'язку надходять в центр управління для моніторингу режимів. Ці ж сигнали можна використовувати і для контролю якості електричної енергії. У центрі управління необхідно встановити інтелектуальний лічильник роздільного вимірювання енергії гармонік і енергії основної гармоніки, на вхід якого надходить інформація про токи і напруги в різних вузлах системи. Потім ця інформація обробляється, і приймається рішення про вплив за допомогою апаратури FACTS

(Flexible Alternating Current Transmission Systems - гнучкі системи передачі енергії змінним струмом) на змінні (керовані) реактивні елементи Cr і Lr.

Енергосистема нагадує живий організм, для забезпечення життєздатності якої необхідні пристрої управління її параметрами. Ці пристрої, з одного боку, автономні, а, з іншого боку, їх параметри повинні бути взаємоузгоджені. Інакше кажучи, для успішного функціонування енергосистеми необхідно створити розподілену систему моніторингу якості електроенергії. З цією метою необхідно вимірювати потоки енергії гармонік в різних перетинах системи в режимі, близькому до режиму реального часу. Для виконання цього завдання є наступні передумови. Перша полягає в тому, що існуюча інфраструктура PMU дозволяє проводити вимірювання миттєвих значень струму і напруги в різних перетинах і передачу їх в центр управління. Традиційно ця інформація використовується для реєстрації векторних параметрів енергосистеми. Друга передумова полягає в тому, що існує FACTS, що дозволяє дистанційно змінювати величини реактивних елементів ланцюга. У даній роботі розгляд цього завдання обмежується моніторингом рівня гармонік в напрузі.

Зокрема, регулювання реактивних параметрів може здійснюватися за допомогою статичних синхронних компенсаторів (СТАТКОМ). СТАТКОМи здатні регулювати вихідний струм в повному діапазоні ємнісного або індуктивного струму, незалежно від рівня напруги системи змінного струму. Зовнішня характеристика СТАТКОМа представлена на рис.3.6. У порівнянні з іншими пристроями, наприклад, зі статичним компенсатором реактивної потужності (СТК), статки має такі переваги:

1. можливі обидва режими роботи - індуктивний і ємнісний;
2. зменшується займана площа, так як зникає необхідність використання громіздких конденсаторів батарей і реакторів, використовуваних в СТК;
3. має великий динамічний діапазон регулювання;
4. високу швидкодію і кращі характеристики в перехідних процесах;
5. нечутливий до гармонійних резонансів в системі і т.д.

Оскільки система моніторингу працює в режимі реального часу, то і режим можливого мінімального вмісту частки гармонік в точках приєднання підтримується безперервно. Розглянута система регулювання може бути поширена і на більш розгалужені електричні схеми. Для цього необхідно в подальшому перед лічильником поставити мультиплексор, що дозволить оптимізувати частотні режими в багатьох точках приєднань. Зазначена процедура здійснюється в режимі поточного часу, і, таким чином, відбувається безперервна настройка системи електропостачання на режим, близький до оптимального з точки зору змісту вищих гармонік в напрузі в обраних точках з'єднання.

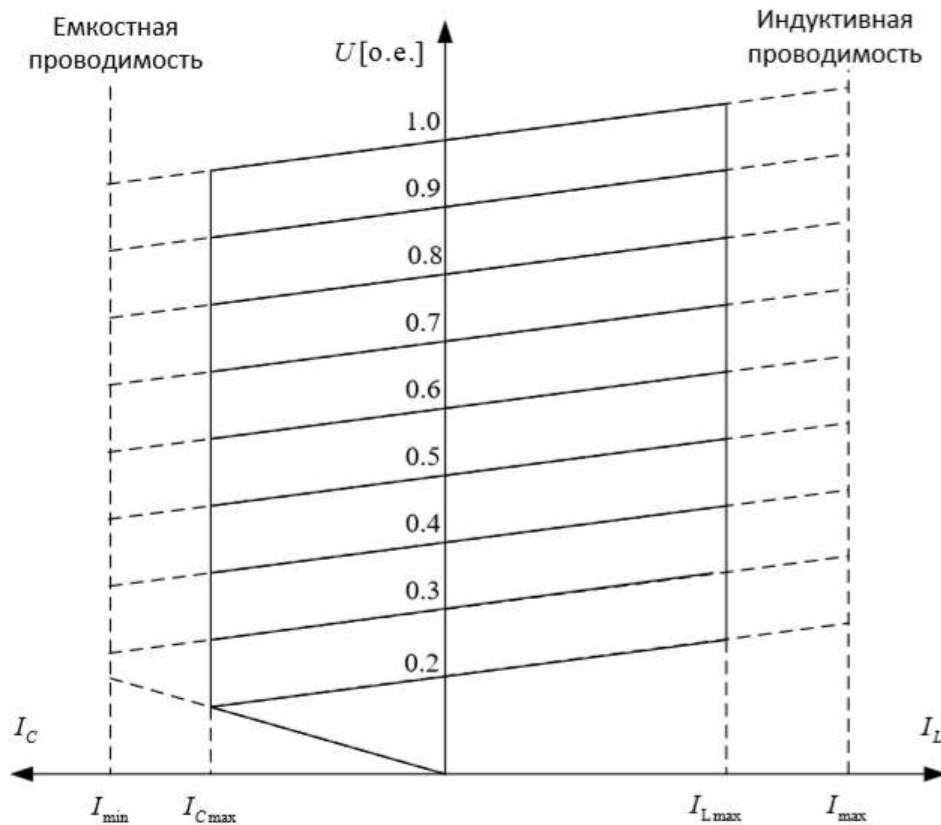


Рис 2.6. Зовнішня характеристика СТАТКОМа

## РОЗДІЛ 3

# ВПЛИВ ВЕС НА РЕЖИМИ РОБОТИ І СТІЙКІСТЬ ЕНЕРГОСИСТЕМИ

### 3.1. Особливості впливу ВЕС на енергосистему

Сучасні вітрові енергетичні турбіни (ВЕТ), на яких використовують силову електроніку (подвійне перетворення) для приєднання до електричної мережі спроможні надавати допоміжні послуги енергосистемі в частині регулювання частоти, напруги та балансу потужності [14].

Необхідність аналізу режимів роботи енергосистем при наданні сучасними ВЕС допоміжних послуг вимагає від проектних організацій та операторів магістральних і місцевих мереж адекватного моделювання ВЕТ в розрахунках електричних режимів при визначенні рівня статичної стійкості енергосистем. Стандартом МЕК 61400-27-1 для аналізу режимів роботи енергосистем пропонуються чотири стандартні моделі ВЕТ, які є широко вживаними і незалежними від будь-якого виробника їх обладнання:

1. Вітряна турбіна з фіксованою частотою обертання й асинхронним генератором, безпосередньо приєднаним до мережі – тобто без перетворювача напруги (рис. 3.1).

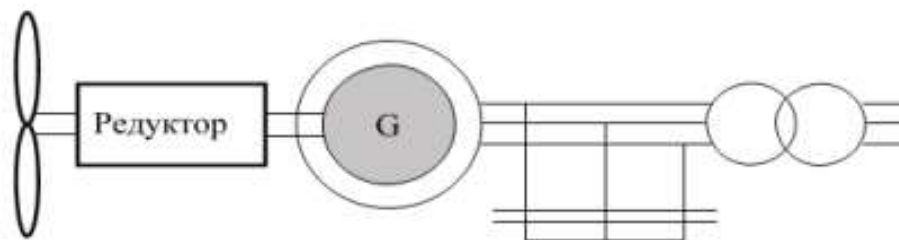


Рис 3.1. ВЕТ з фіксованою швидкістю обертання (Тип 1)

Вітряна турбіна Типу 1 поділяється на: Тип 1А – яка втрачає синхронізм і не здатна працювати при КЗ або різких змінах швидкості вітру та Тип 1В – яка має



регулювання кута нахилу лопатей, що забезпечує можливість її короткочасної роботи під час КЗ, або при різких змінах швидкості вітру.

2. Вітряна турбіна з частково змінною частотою обертання, що з'єднана з асинхронним генератором з фазним ротором, має регулювання кута нахилу лопатей та змінний опір ротора (рис. 3.2).

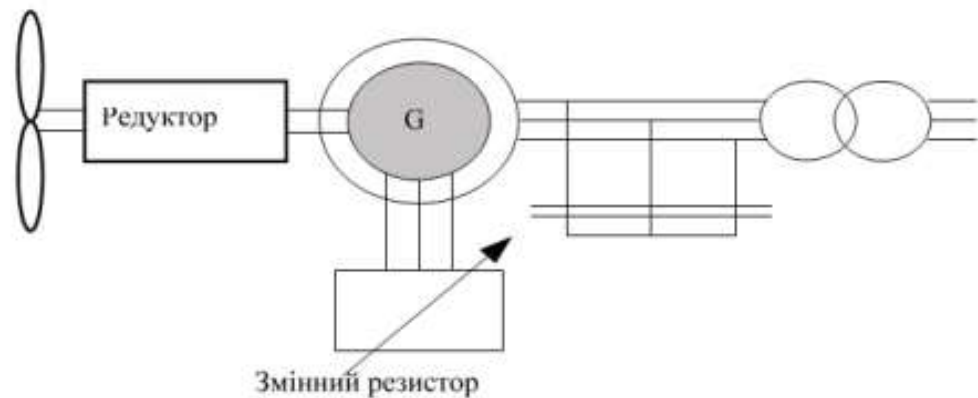


Рис 3.2. ВЕТ зі змінною швидкістю обертання та змінним опором ротора (Тип 2)

Вітряні турбіни 2 типу мають систему динамічного контролю ковзання частоти обертання ротора генератора, яка при різких змінах швидкості вітру, або при КЗ, короткочасно, на час, потрібний для розвороту лопатей турбіни, з метою збільшення або зменшення підйімальної сили, змінює ковзання генератора за рахунок підключення або відключення додаткових резисторів до обмотки ротора, що підтримує його струм і відповідно потужність генерації в мережу близькими до їх номінальних значень. Завдяки динамічному контролю ковзання, частота обертання асинхронного генератора 2 типу має можливість змінюватися у більш широкому діапазоні, ніж у вітряної турбіни типу 1 В.

Істотними недоліками вітряних турбін 1 і 2 типу є:

- 1) неможливість генерувати реактивну потужність;
- 2) наявність складного фазного ротора (2 тип);
- 3) обмежений робочий діапазон ковзання генератора (для 1 типу  $s = 0 - 0.08$ , а для 2 типу, завдяки динамічному контролю,  $s = 0.02 - 0.2$ );

4) потреба в охолодженні додаткових резисторів (для 2 типу);

5) значне споживання реактивної потужності;

б) значні динамічні навантаження на обладнання ВЕТ і вірогідність виникнення коливань напруги («флікера») при змінних поривах вітру у разі їх приєднання до відносно слабкої мережі, що пов'язано з відсутністю у них достатнього буфера, здатного компенсувати коливання вітрового потоку.

З вищезгаданих причин ВЕТ з асинхронними генераторами, що безпосередньо з'єднанні з електричною мережею (1 і 2 типу) не в змозі ефективно брати участь в протиаварійному регулюванні у енергосистемі.

3. Вітряна турбіна із змінною швидкістю обертання з асинхронним генератором, у якому статор приєднується до мережі безпосередньо, а фазний ротор через випрямний перетворювач потужності (рис. 3.3). Цей тип зазвичай називають вітряною турбіною з асинхронним генератором подвійного живлення.

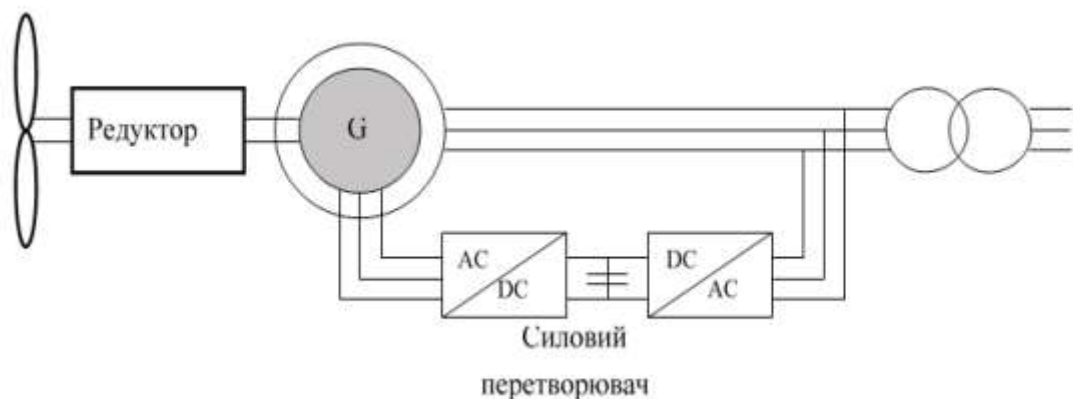


Рис 3.3. ВЕТ зі змінною швидкістю обертання на базі генератора з подвійним живленням (Тип 3)

4. Вітряна турбіна із змінною швидкістю обертання з синхронним або асинхронним генератором, який підключено до мережі через повномасштабний перетворювач потужності (рис. 3.4).

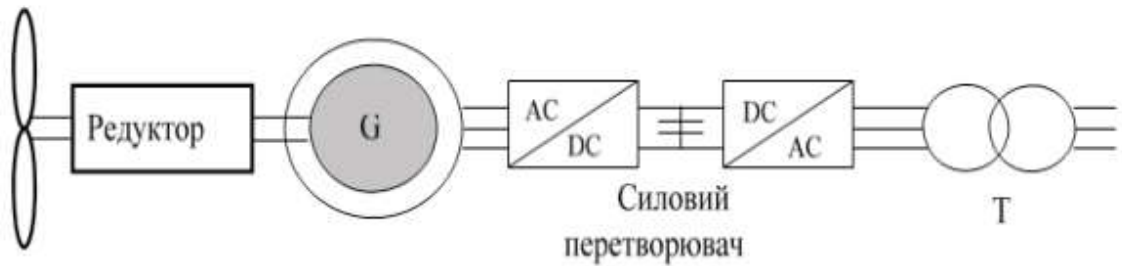


Рис 3.4. ВЕТ з повним перетворювачем (Тип 4)

Основна відмінність ВЕТ 3 і 4 типу від ВЕТ 1 і 2 типу – це наявність у ВЕТ 3 і 4 типу частотно-регульованого перетворювача (інвертора), що стало можливим в результаті досягнення сучасного розвитку силової електроніки. Необхідність розробки ВЕТ 3 і 4 типу з частотою обертання ротора генератора, відділеною від частотимережі, була пов'язана з перспективою значного росту частки сумарної потужності ВЕС у балансах енергосистем та вимогами щодо їх участі в регулюванні напруги та частоти в аварійних режимах енергосистем. На даний час на більшості існуючих та на всіх ВЕС, що плануються до будівництва в Україні, передбачено використання сучасних вітрових енергетичних турбін (4 і 3 типу), частота обертання роторів генераторів яких не залежить від частоти електричного струму загальної мережі.

### 3.2. Вимоги до системи захисту ВЕС

При приєднанні до електричної мережі потужних ВЕС існує ряд вимог, які регламентують рівні напруги на шинах станції і в ТП до мережі, та умови вибору алгоритму і уставок спрацювання станційного та системного захисту обладнання, таких як:

1. рівні напруги на шинах ЦПС ВЕС повинні підтримуватися на рівні  $\pm 10\% U_{ном}$ , в нормальній та ремонтних схемах зовнішньої мережі в ТП;
2. ВЕС не повинна відключатися від мережі дією власних захистів у разі відхилення напруги в ТП на  $\pm 10\% U_{ном}$ ;

3. системи захисту і автоматики обладнання електричної мережі в ТП, а також системи захисту обладнання ВЕС, та вхідні данні для розрахунків, що визначають алгоритми і умови роботи таких автоматичних систем, повинні відповідати вимогам:

1) чинних експлуатаційних норм і правил із захисту обладнання магістральних та місцевих мереж;

2) інструкцій виробників обладнання електростанцій для станційного обладнання ВЕС;

3) взаємного узгодження обох систем захисту (системної і станційної), з метою виключення ризику порушення надійної роботи магістральної або місцевої мережі у разі виникнення аварійного режиму на ВЕС (надійна робота магістральних і місцевих мереж має пріоритетний характер). При відсутності даних від виробників обладнання на ВЕС застосовуються такі станційні системи захисту і автоматики (табл. 3.1 – 3.3):

Таблиця 3.1

Уставки для систем захисту ВЕС потужністю менше 25 МВт

Функція захисту	Символ	Уставка		Час спрацювання	
Перенапруга (крок 2)	$U \gg \gg$	$1,20 \cdot U_n$	В	5...100	мс
Перенапруга (крок 1)	$U \gg$	$1,10 \cdot U_n$	В	200	мс
Зменшення напруги (крок 1)	$U <$	$0,90 \cdot U_n$	В	10...60	с
Підвищення частоти (граничні значення)	$f >$	$50,2 \div 52$	Гц	200	мс
Зменшення частоти	$f <$	47	Гц	200	мс

Таблиця 3.2

Уставки для систем захисту ВЕС потужністю понад 25 МВт

Функція захисту	Символ	Уставка		Час спрацювання	
Перенапруга (крок 3)	$U \gg \gg$	$1,20 \cdot U_n$	В	5...100	мс

Продовження таблиці 3.2

Перенапруга (крок 2)	$U \gg$	$1,15 \cdot U_n$	В	200	мс
Перенапруга (крок 1)	$U >$	$1,10 \cdot U_n$	В	60	с
Зменшення напруги (крок 1)	$U <$	$0,90 \cdot U_n$	В	10...60	с
Підвищення частоти (граничні значення)	$f >$	$50,2 \div 52$	Гц	200	мс
Зменшення частоти	$f <$	47	Гц	200	мс

Таблиця 3.3

Номінальне, мінімальне і найбільше значення робочої напруги в точці приєднання ВЕС до мережі

Класифікація	Номінальна напруга, $U_n$ (кВ)	Мінімальна робоча напруга, $U_{min}$ (кВ)	Найбільша робоча напруга, $U_{max}$ (кВ)
Висока напруга (ВН)	330	Не визначається, однак для контрольних точок ОЕС України може бути обмежена статичною стійкістю	363
	220		252
	150	138,6	172
	110	99	126
	35	31,5	40,5
Середня напруга (СН)	20	18	24
	10	9	12
	6	5,4	7,2
Низька напруга (НН)	0,38	0,34	0,42

### 3.3. Аварійні умови експлуатації

Всі технологічні порушення в електричних системах можна умовно розбити на три групи:

1. порушення на електростанціях;
2. порушення на підстанціях і в електричних мережах;
3. порушення, що викликають розлад роботи енергосистеми в цілому.

Переважна частина (80-90%) всього недоотпуску електроенергії припадає на аварії в електричних мережах. Аварії на електростанціях призводять до 10-20% сумарного недоотпуску і цей недоотпуск значною мірою викликаний аваріями в районах зі слабкими електричними зв'язками або на ізольовано працюючих електростанціях.

Найбільш важкими є системні аварії. Поодинокі відключення елементів зазвичай призводять до перерозподілу потоків потужності за залишеними в роботі елементами без шкоди для електро-постачання.

До системних аварій відносяться аварії з порушенням стійкості і поділом енергосистеми, що викликають відключення споживачів загальною потужністю понад 5% навантаження частини, що відділилася, а також тривала робота енергосистеми з частотою нижче встановленої межі (для звичайних умов - нижче 49,5 Гц тривалістю більше 1 години). До системних аварій віднесені також викликані стихійними явищами масові пошкодження ліній електропередачі, що призвели до відключення споживачів загальною потужністю понад 10% всього навантаження енергосистеми.

Для більшості системних аварій характерний каскадний розвиток аварійних процесів. Аналіз аварій показує, що їх переростання в системні аварії зазвичай є наслідком ряду обтяжуючих аварійні процеси факторів.

Найважливішими з них є:

1. обмеженість резервів потужності;
2. недостатня пропускна здатність електричних зв'язків;
3. неправильна робота пристроїв релейного захисту та автоматики;

4. недостатньо надійна робота вимикачів;

5. неправильні дії персоналу.

Як зазначалося раніше, висока швидкість протікання аварійних процесів практично виключає можливість участі людини в експлуатації аварійними режимами в електричних системах.

Однак персонал повинен орієнтуватися в складних аварійних ситуаціях, розуміти їх сутність і вміти правильно діяти у випадках, коли автоматична ліквідація аварії не успішна.

### **3.4. Вимоги до режимів роботи і участі ВЕС у протиаварійному управлінні з метою недопущення та ліквідації аварійних режимів в енергосистемах**

Визначення вимог до режимів роботи та участі ВЕС у протиаварійному управлінні, з метою недопущення та ліквідації аварій в енергосистемах, потрібно виконувати на підставі аналізу існуючих і перспективних балансів потужності та розрахунків усталених режимів і стійкості енергосистем, враховуючи наступне:

1. ВЕС повинні долучатися до протиаварійного управління у разі повного використання інших можливостей щодо забезпечення достатнього рівня надійності роботи енергосистем, (наприклад: залучати ВЕС до протиаварійного розвантаження перетинів та/або окремих транзитних ВЛ, якими здійснюється видача потужності з надлишкових за активною потужністю районів, можливо лише після використання резервів на розвантаження традиційних електростанцій (без відключення їх генеруючого обладнання));

2. на кожному етапі будівництва і експлуатації ВЕС не повинні порушуватися критерії надійної роботи електричної мережі (N-1), до якої вони приєднуються незалежно від того, відповідають або не відповідають цьому критерію схеми видачі потужності самих електростанцій до точки приєднання;

3. ВЕС, оснащені ВЕТ з асинхронними генераторами (1 і 2 типу), що безпосередньо з'єднанні з електричною мережею, повинні відключатися від електричної мережі станційними пристроями захисту при зниженні напруги до

рівня, встановленого виробником устаткування ВЕТ, а у разі відсутності таких вимог – при зниженні напруги в точці приєднання  $< 0.80 \cdot U_n$  ;

4. всі ВЕС потужністю більше 2 МВт, з ВЕТ, у яких частота обертання роторів генераторів, відокремлена інверторами від частоти мережі (3 та 4 тип), та всі будь-які компенсуючі пристрої цих електростанцій, повинні:

1) залишатися підключеними до мережі загального призначення, витримуючи падіння напруги в точці приєднання до рівня 20%  $U_n$  як мінімум протягом 0,5 с;

2) мати на станційному рівні відповідну функцію управління генерацією реактивної потужності, яка підтримує напругу в точці приєднання без зниження рівня активної генерації у разі падіння напруги на 10%  $U_n$ , а при більш глибокому зниженні напруги забезпечує її підтримку, виконується шляхом пріоритетної генерації реактивної потужності за рахунок зниження активної (при цьому реактивна потужність повинна знаходитися у діапазоні значень  $\cos \phi$ , передбаченому Кодексом електричних мереж (у розробці) для ВЕС різного рівня потужності);

3) у відповідності з вимогами виробника обладнання автоматично вимикатися станційними захистами при відхиленні напруги на шинах інверторів ВЕУ із заданими уставками за напругою та витримкою часу. В таблиці 3.4, як приклад, наведено умови відключення інверторів ВЕС виробництва Vestas\*.

Таблиця 3.4

Умови відключення інверторів ВЕУ

Налаштування захистів генератора та інвертора		ВЕУ з інверторами виробництва Vestas* ( $U_n = 0,65$ кВ)	
		Напруга відключення, кВ	Час вимкнення, сек
1	Напруга більше 110% від номінальної	0,715	3600
2	Напруга більше 121% від номінальної	0,787	2



Продовження таблиці 3.4

3	Напруга нижче 90% від номінальної	0,587	60
4	Напруга нижче 80% від номінальної	0,520	10

\* На сьогодні одним з найпоширеніших виробників ВЕУ в Україні є компанія Vestas.

## РОЗДІЛ 4

### РОЗРАХУНОК СТАТИЧНОЇ СТІЙКОСТІ ЕНЕРГОСИСТЕМИ

#### 4.1. Визначення коефіцієнту запасу з статичної стійкості за напругою

Відповідно до нормативного документа «Стійкість енергосистем. Керівні вказівки», граничні режими енергосистем за критерієм статичної аперіодичної стійкості та стійкості за напругою визначаються шляхом моделювання серії обтяжених усталених режимів. При цьому, межею статичної аперіодичної стійкості прийнято вважати досягнення «не збіжності» ітераційного процесу на черговому кроці обтяження режиму [14].

При дослідженні стійкості «слабких перетинів», які зв'язують потужні енергосистеми з достатніми резервами за реактивною потужністю, коли порушення збіжності ітераційного процесу пов'язано із значним збільшенням відносних кутів векторів напруги або векторів електрорушійної сили синхронних машин, що розташовані по різні боки перерізу, маємо порушення аперіодичної стійкості, на яку практично не впливають ВЕС, враховуючи їх «інверторну технологію» виробництва електроенергії.

Але якщо досліджується перетин, який зв'язує надлишкову та дефіцитну енергосистеми з вкрай малими резервами за реактивною потужністю, то втрата збіжності ітераційного процесу при обтяженні УР (в напрямку збільшення перетоку в дефіцитну енергосистему) в більшості випадків пов'язана з виникненням небалансу за реактивною потужністю (вичерпанням резервів за реактивною потужністю та стрімким зростанням її втрат в лініях електропередавання) в дефіцитній енергосистемі, що призводить до лавини напруги, яка залежить від величини дефіциту реактивної потужності і може виникати при напрузі лише на 10 – 15% нижчій від номінальної. В таких випадках має місце порушення стійкості за напругою.

Завдяки здатності ВЕС (у діапазоні відхилення напруги на інверторних шинах  $\pm 10\%$  від номінальної,) регулювати напругу в мережі шляхом контрольованого генерування або споживання реактивної потужності, вони позитивно впливають на межу статичної стійкості за напругою. Водночас необхідно враховувати, що якщо потужність ВЕС становить вагомий відсоток у балансі досліджуваних енергосистем ( $\sim 10\%$ ), їх відключення від мережі автоматичними системами захисту (табл. 6.5), при аварійному ( $U_{ав} \leq 0,90 \cdot U_{ном}$ ) зниженні напруги на інверторних шинах електростанцій (позначення «5» рис. 6.1), у багатьох випадках буде призводити до порушення стійкості у досліджуваних перетинах внаслідок лавиноподібного зменшення напруги у вузлах мережі дефіцитного району, з причини зростання перетоку потужності через перетин, викликаного вимкненням ВЕС.

Виходячи з алгоритму спрацювання систем автоматичного захисту ВЕС (в розрахунках усталених режимів, на підставі яких налаштовуються протиаварійні пристрої АЗПС), необхідно, з метою одержання більш надійних результатів, враховувати модель електричної схеми ВЕС для контролю напруги на шинах інверторів.

З метою візуального аналізу рівнів напруги в мережі ВЕС при дослідженні статичної стійкості доцільно застосовувати діаграми напруги, які автоматично створюються за допомогою програмних засобів (наприклад: програмне забезпечення DIgSILENT PowerFactory, яке використовують в ДП «НЕК «Укренерго»).

Завдяки діаграмам виконується візуальний аналіз рівнів напруги на інверторних шинах всіх ВЕС для всіх наявних рівнів напруги в місцевій мережі. Зазвичай, по осі X такої діаграми відкладають «сумарну відстань» вузла до точки приєднання, а по осі Y – рівень напруги у відносних одиницях (в.о).

Приклад таких діаграм напруги на випадок генерації повної активної потужності ВЕС без регулювання напруги ВЕУ за результатами розрахунків, що наведені в таблиці 4.1, представлено на рисунках 4.1 та 4.2.

Рівні напруги в мережі ВЕС без регулювання напруги ВЕУ для трьох режимів роботи ВЕС (розрахункові)

Рівень генерації ВЕС	Рівень напруги на шинах видачі потужності (позначення «2» на рис. 4.1) // рівень напруги на інверторних шинах (позначення «5» на рис. 4.1), в.о.		
	Рівень напруги в точці приєднання		
	$0,90 \cdot U_{ном}$	$1,00 \cdot U_{ном}$	$1,10 \cdot U_{ном}$
$P_{max}$	0,90 // 0,91	1,00 // 1,01	1,10 // 1,11
$0.2P_{max}$	0,90 // 0,90	1,00 // 1,00	1,10 // 1,10
$P_0$	0,90 // 0,90	1,00 // 1,00	1,10 // 1,10

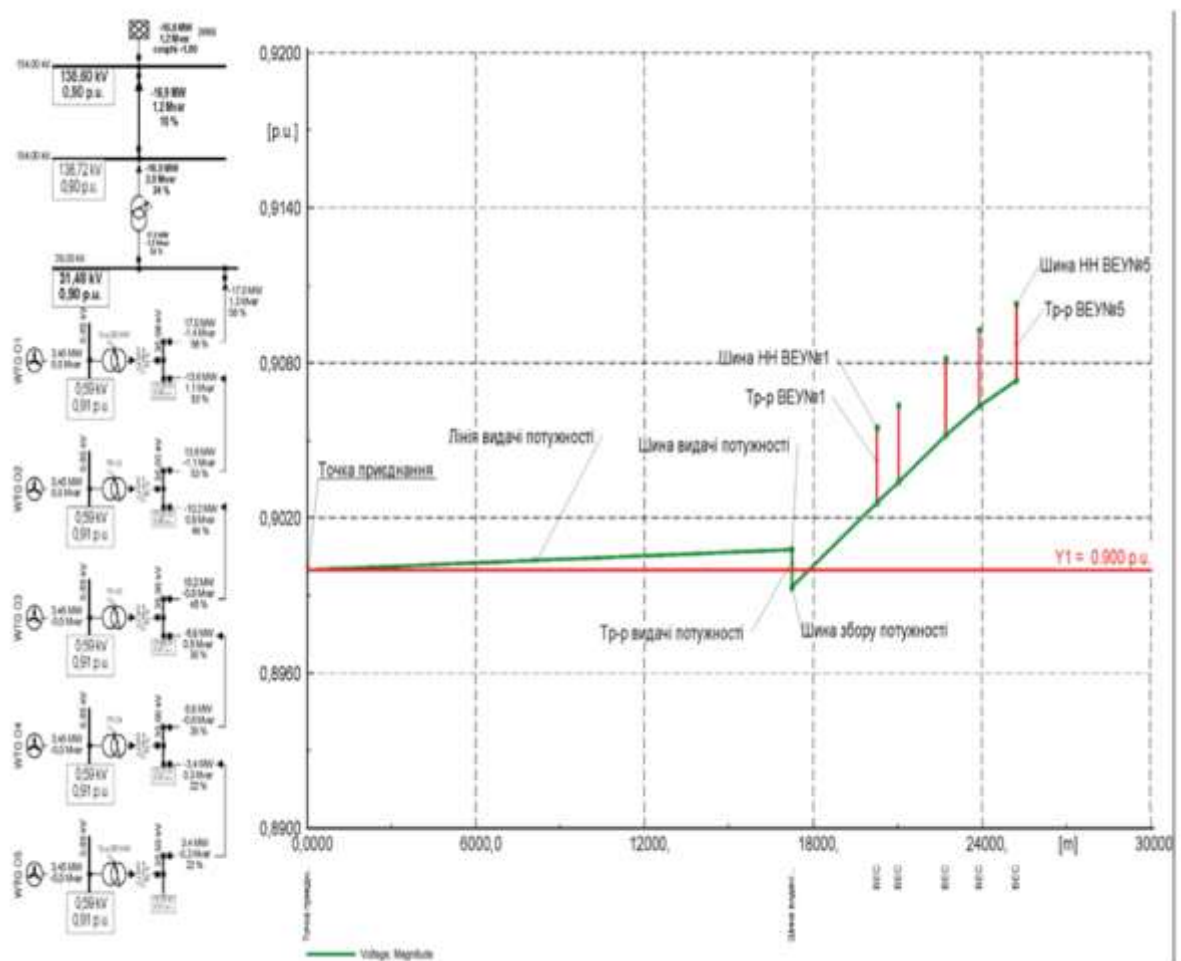


Рис 4.1. Діаграма напруги для типової ВЕС при нарузі в точці приєднання  $0,90 \cdot U_{ном}$ . Повна потужність генерації ВЕС. Без регулювання напруги ВЕУ

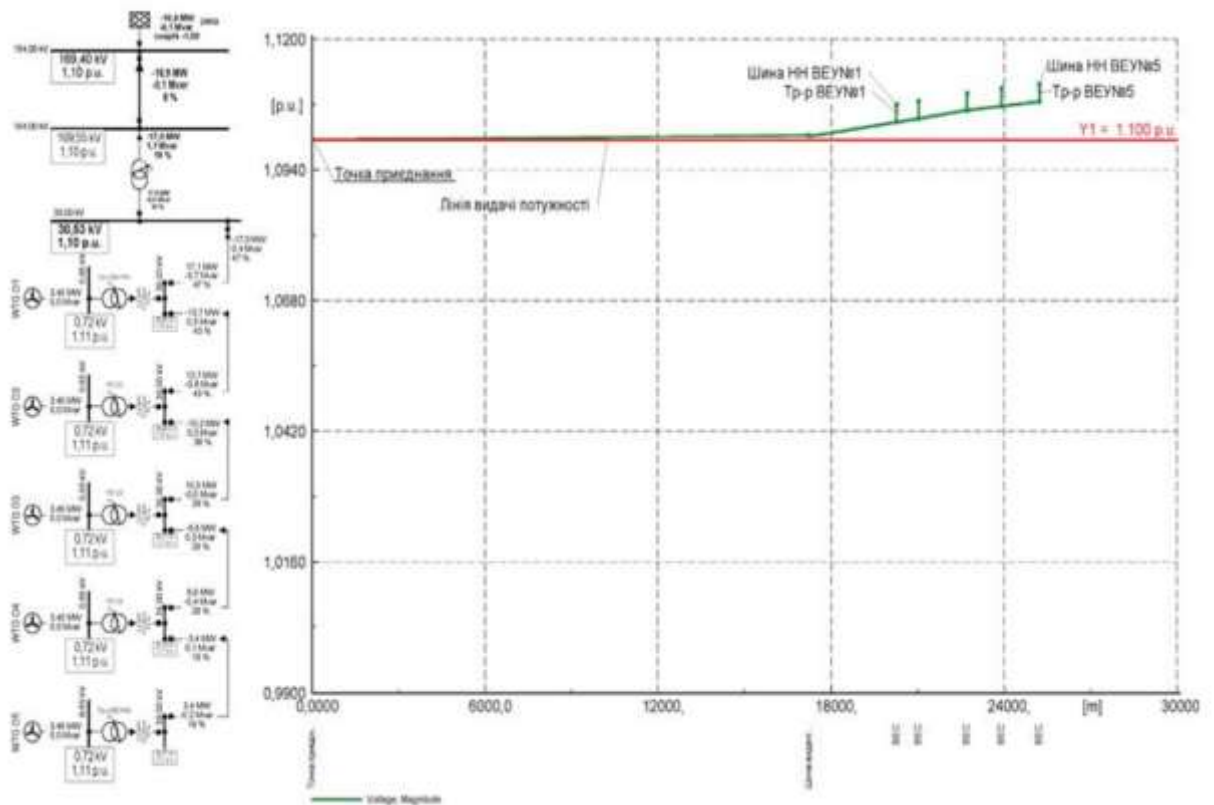


Рис 4.2. Діаграма напруги для типової ВЕС при напрузі в точці приєднання  $1,10 \cdot U_{ном}$ . Повна потужність генерації ВЕС. Без регулювання напруги ВЕУ

Як видно з таблиці 4.1 та діаграм (рис. 4.1 та 4.2) при відсутності регулювання напруги ВЕУ, напруга (в.о.) на шинах інверторів ВЕС для даної схеми видачі потужності дорівнює або близька до напруги (в.о.) в точці приєднання. Таким чином, при відхиленні напруги в точці приєднання до рівня  $0,90 \cdot U_{ном}$ , ВЕС без автоматичного регулювання напруги на інверторних шинах буде вимкнута, вимкнеться під дією власної автоматики інверторів, тому що напруга на інверторних шинах також зменшиться до  $0,90 \cdot U_{ном}$ .

Для порівняння приклад подібних діаграм для аналізу напруги з регулюванням напруги ВЕУ для трьох режимів роботи ВЕС за результатами розрахунків, що наведені в табл. 4.2, наведено на рис. 4.3 та 4.4.

Рівні напруги в мережі ВЕС з регулюванням напруги ВЕУ для трьох режимів роботи ВЕС (розрахункові)

Рівень генерації ВЕС	Рівень напруги на шинах видачі потужності (позначення «2» на рис. 4.1) // рівень напруги на інверторних шинах (позначення «5» на рис. 4.1)		
	Рівень напруги в точці приєднання		
	$0,90 \cdot U_{ном}$	$1,00 \cdot U_{ном}$	$1,10 \cdot U_{ном}$
$P_{max}$	0,90 // 0,97	1,00 // 1,01	1,10 // 1,07
$0,2P_{max}$	0,90 // 0,98	1,00 // 1,00	1,10 // 1,03
$P_0$	0,90 // 0,98	1,00 // 1,00	1,10 // 1,03

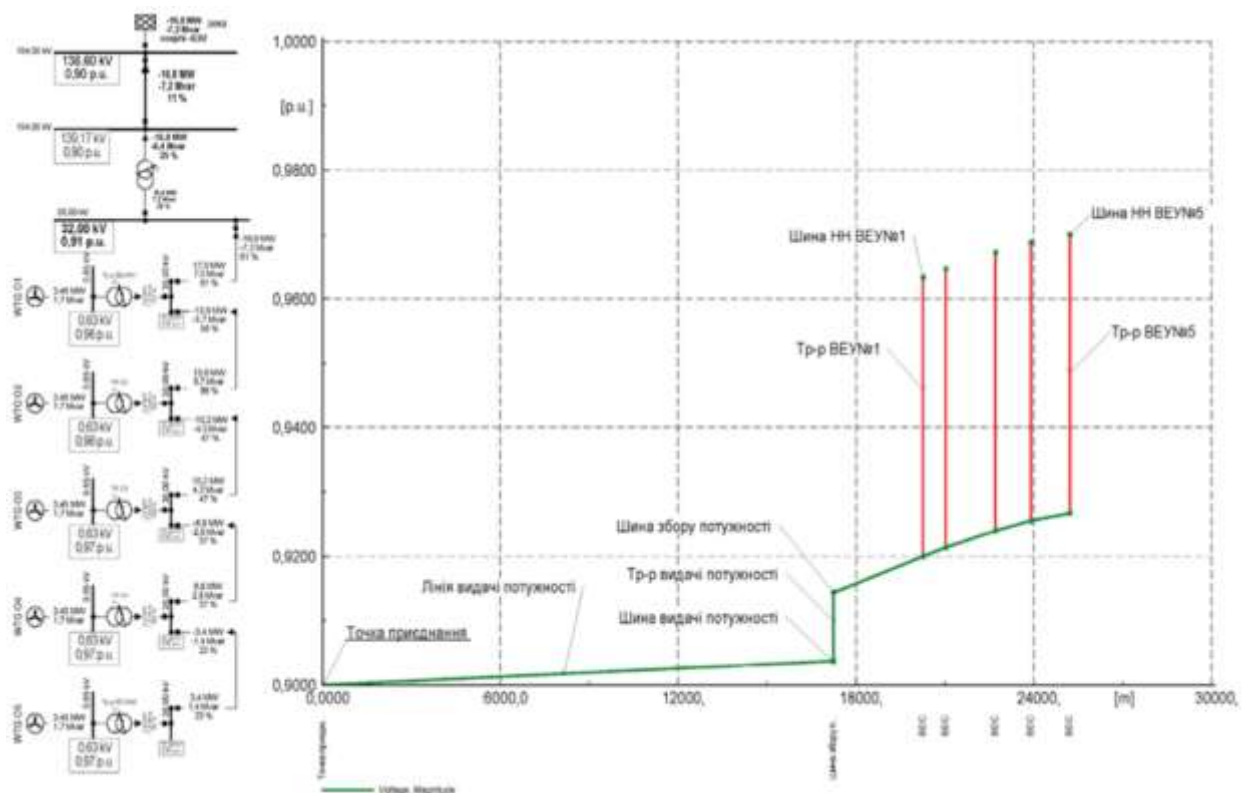


Рис 4.3. Діаграма напруги для типової ВЕС при напрузі в точці приєднання  $0,90 \cdot U_{ном}$ . Повна потужність генерації ВЕС. З регулюванням напруги ВЕУ

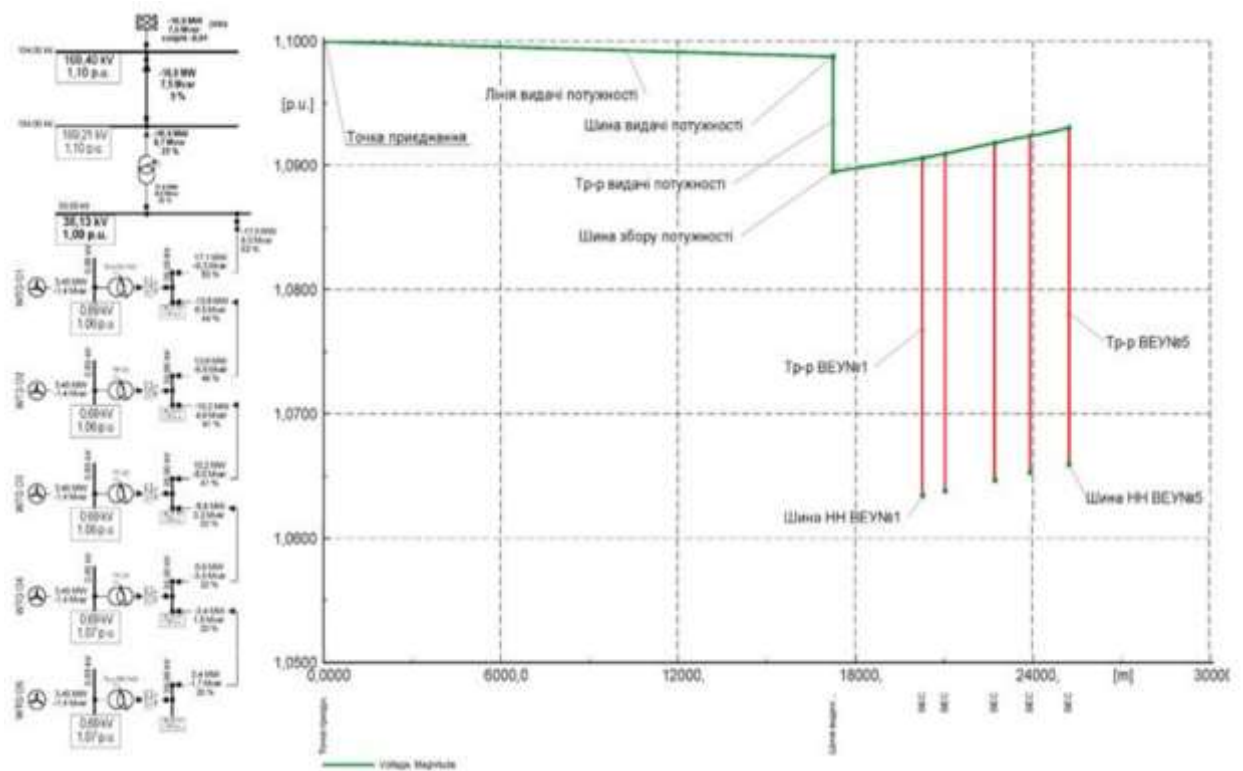


Рис 4.4. Діаграма напруги для типової ВЕС при нарузі в точці приєднання  $1.10 \cdot U_{ном}$ . Повна потужність генерації ВЕС. З регулюванням напруги ВЕУ

Як видно з таблиці 4.2 та діаграм рис. 4.3 та рис. 4.4 при відхиленні напруги в точці приєднання до рівня  $0,90/1,10 \cdot U_{ном}$ , напруги на шинах інвертора ВЕУ наближаються до встановленої уставки за напругою ( $1,00 \cdot U_{ном}$ ) внаслідок дії регулятора напруги ВЕУ.

Таким чином, при виборі налаштувань АЗПС перетинів та при обважненні режимів слід враховувати, що якщо напруга в точці приєднання ВЕС (наприклад, на збірних шинах (ЗШ) 110 кВ або 150 кВ) зменшиться до  $0,90 \cdot U_{ном}$ , то напруга на інверторі, завдяки регулюванню, зменшиться лише на 2–3%, та ВЕС буде продовжувати генерування. Тому важливо при моделюванні обважнених режимів адекватно враховувати властивості ВЕС щодо регулювання напруги. Це можливо зробити або шляхом включення моделі електричної схеми ВЕС до моделі електричних мереж енергорайону, або шляхом визначення залежності напруги на шинах інвертора ВЕС від напруги мережі в точці приєднання ВЕС.

## 4.2. Врахування характеристик ВЕС для регулювання напруги та компенсації реактивної потужності

Кожна ВЕС потужністю більше ніж 150 кВт має технічні можливості до регулювання напруги шляхом генерування і споживання реактивної потужності в межах визначеної робочої області. Приклад такої робочої області для електростанцій потужністю більше ніж 25 МВт наведено на рисунку 4.5.

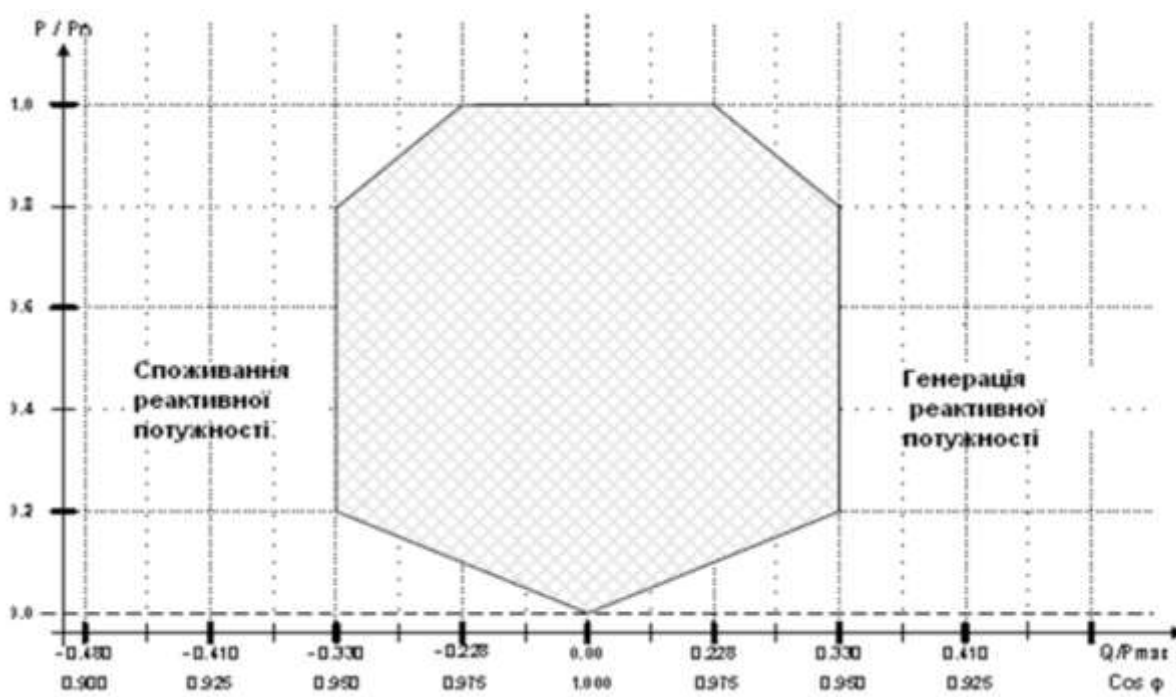


Рис 4.5. Вимоги щодо регулювання реактивної потужності електростанцій потужністю більше 25 МВт

Межі, в яких електростанція здатна регулювати реактивну потужність, визначається багатьма факторами, зокрема налаштуваннями ВЕУ (інвертора), режимом роботи станційних регуляторів, роботою інших додаткових засобів компенсації реактивної потужності, режимом роботи прилеглої мережі тощо.

Режим генерації та споживання реактивної потужності реалізується за допомогою оперативних налаштувань ВЕУ чи перетворювача потужності – інвертора.



Для прикладу, на рисунку 4.6 наведена характеристика (здатність) до генерування/споживання реактивної потужності ВЕУ Vestas з повним перетворювачем.

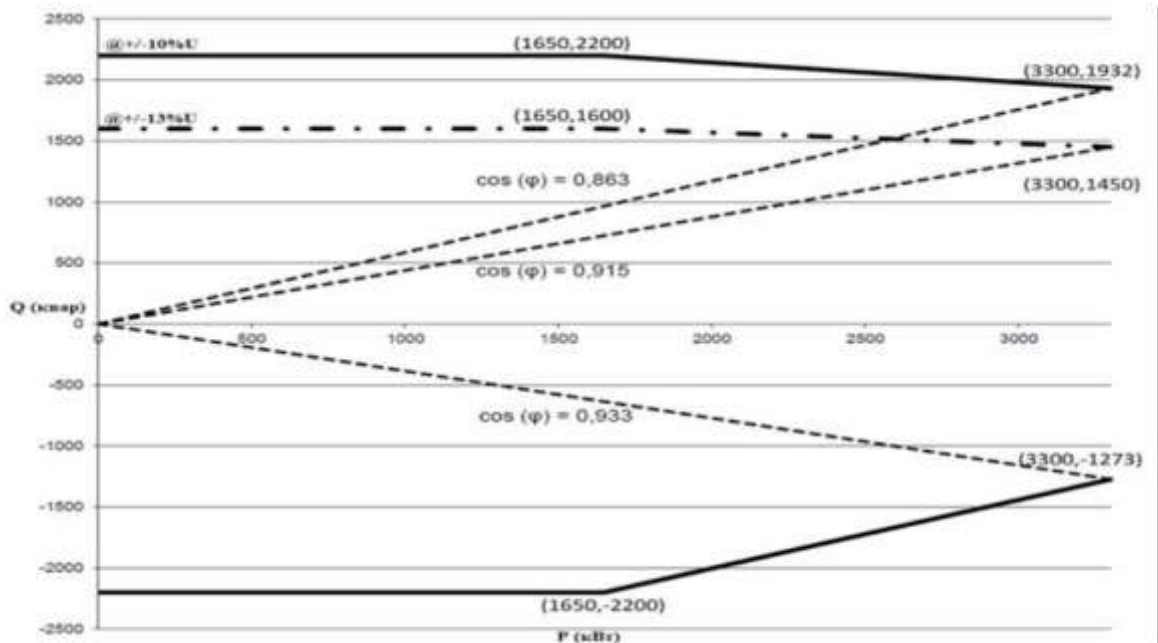


Рис 4.6. Здатність турбін Vestas Mk.2 з перетворювачем на повну потужність до генерування/споживання реактивної потужності

Інвертори ВЕУ 4-го покоління здатні до регулювання реактивної потужності навіть за умов нульової генерації активної потужності (мала швидкість вітру). Дана властивість робить ВЕУ з повним перетворювачем більш привабливими до застосування у порівнянні, наприклад, з ВЕУ подвійного живлення (рис. 4.7).

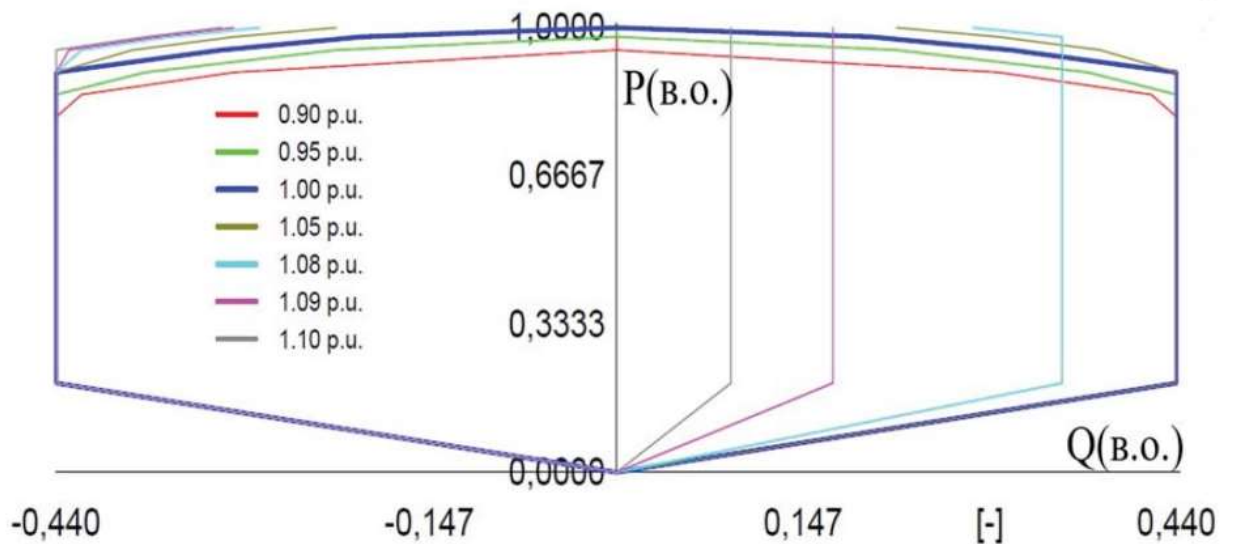


Рис 4.7. Здатність вітряних турбін подвійного живлення до генерування/споживання реактивної потужності

Вітрогенератори постійно оновлюються, а їх робочі характеристики з кожним роком покращуються. Зокрема, за останні роки до характеристики з реактивної потужності додали залежність граничних значень генерування/споживання реактивної потужності від напруги на шинах генератора (рис. 4.8). Це дозволяє в режимах низької напруги (коли саме потрібна максимальна реактивна потужність для підтримки напруги) збільшити граничну величину генерування реактивної потужності ВЕУ, що досягається за рахунок зменшення граничної величини споживання активної потужності ВЕУ.

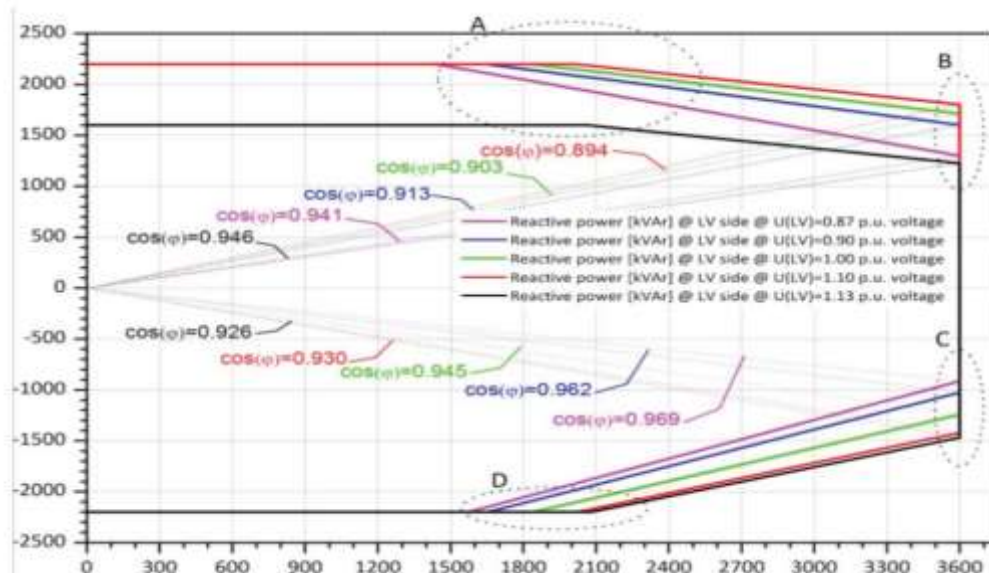


Рис 4.8. Здатність турбін Vestas Mk.3 до генерування/споживання реактивної потужності

Таке адаптивне керування діапазоном реактивної потужності ВЕУ підвищує регулюючу здатність ВЕС щодо регулювання напруги, але значно ускладнює комп'ютерне моделювання електричних режимів. На рисунку 4.9 відображено діалогове вікно налаштувань характеристики до генерування/споживання реактивної потужності ПЗ PowerFactory для одного з вітрогенераторів ВЕС.

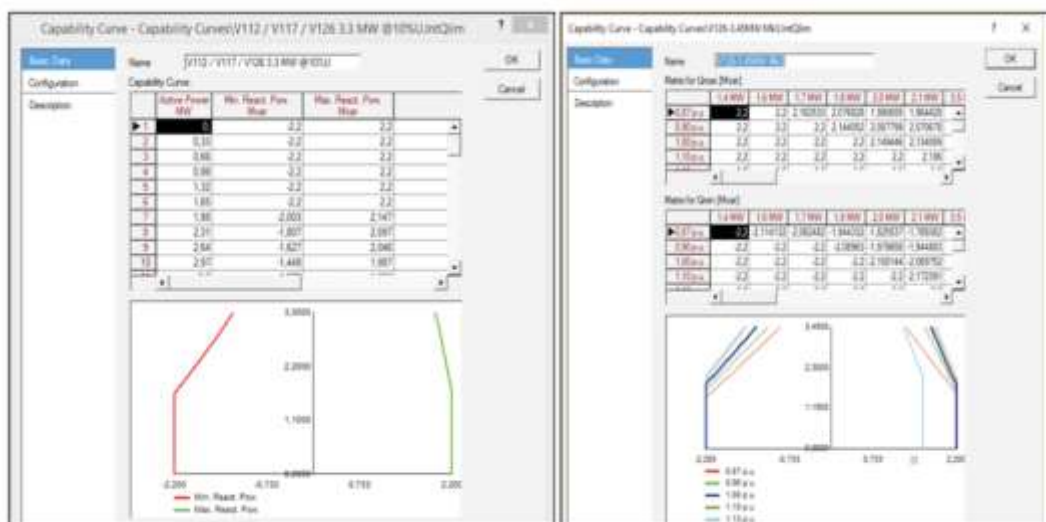


Рис 4.9. Налаштування здатності генерування/споживання реактивної потужності турбін Vestas в ПЗ PowerFactory без (а) та з урахуванням залежності від напруги (б)

Сучасні ВЕС оснащуються системами «станційний регулятор». Основною метою роботи станційного регулятора є підтримання заданих рівнів напруги на контрольованих шинах в діапазоні заданих значень. Це досягається шляхом відправки команди при досягненні уставки за напругою на вітрогенератори, та, за наявності, на інші пристрої компенсації реактивної потужності, які беруть участь у виконанні заданих налаштувань. Ці регулятори здатні інтегрувати в єдину систему та управляти не тільки вітряними турбінами, а й додатковими засобами компенсації реактивної потужності, такими як СТАТКОМ та ін. Крім того, станційний контролер здатен забезпечити регулювання в точці приєднання ВЕС до електричної мережі. На рисунку 4.10 представлено фрагмент діалогового вікна налаштування елемента «Station control» в ПЗ PowerFactory.

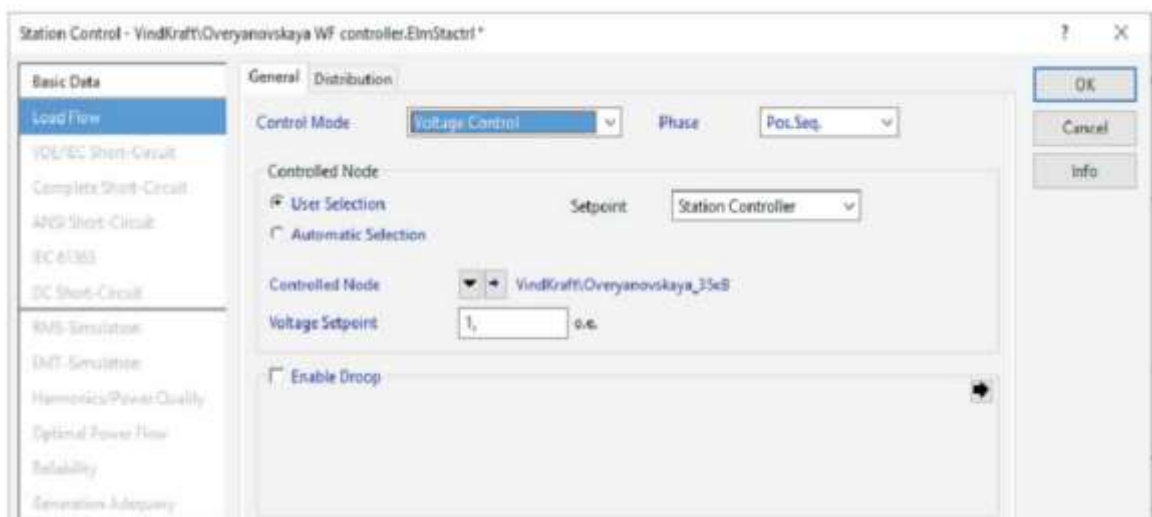


Рис 4.10. Фрагмент діалогового вікна налаштування елемента «Station control»

Регулювання напруги контролером здійснюється через регулювання реактивної потужності від вітрогенераторів і додаткового обладнання компенсації реактивної потужності, розташованого на підстанції. Керування напругою може виконуватися:

1. без регулювання – кожен вітрогенератор працює з  $\cos \varphi = 1$ ;
2. регулювання напруги без врахування «статизму» – астатичне регулювання;
3. регулювання напруги з врахуванням «статизму»;

4. регулювання напруги з врахуванням «статизму» та «зоною нечутливості».

У разі відсутності регулювання кожний вітрогенератор ВЕС генерує тільки активну потужність незалежно від напруги в точці приєднання та режиму роботи ВЕС.

При астатичному регулюванні напруги – без врахування «статизму», кожен вітрогенератор регулює напругу точно до заданої уставки в станційному регуляторі відповідно до характеристики генерації/споживання реактивної потужності вітрогенераторів. Слід зазначити, що астатичне регулювання дозволяє забезпечити максимальну точність у досягненні заданої уставки за напругою. Проте це призводить до максимального використання всіх резервів за реактивною потужністю ВЕУ, що, в свою чергу, збільшує втрати електроенергії в схемі ВЕС через перетікання значних реактивних струмів. Тому застосовують більш складні способи централізованого регулювання напруги, а саме регулювання з «статизмом» та регулювання напруги з врахуванням «статизму» та «зоною нечутливості». Це дещо зменшує якість регулювання напруги, але веде до значної економії на втратах електроенергії. При такому способі регулювання резерви реактивної потужності ВЕУ використовуються досить заощадливо, що не викликає перетікань реактивної потужності при незначних відхиленнях напруги від заданої.

У разі регулювання напруги з «статизмом», вітрогенератори регулюють напругу відповідно до заданої уставки в станційному регуляторі з врахуванням «статизму» – уставка за напругою в станційному регуляторі змінюється залежно від зміни реактивної потужності наступним чином:

$$U_{set}^* = U_{set} + \frac{Q_{meas}}{Q_{droop}};$$

де  $U_{set}^*$  – коригована уставка за напругою з урахуванням «статизму», в.о.;  $U_{set}$  – початкова уставка за напругою, в.о.;  $Q_{meas}$  – вимірне значення реактивної потужності, Мвар;  $Q_{droop}$  – значення «статизму» в Мвар/в.о.

Значення «статизму»  $Q_{droop}$  визначається за наступною формулою:

$$Q_{droop} = -\frac{\alpha_{eq} \cdot (0.45 \cdot P_{nom})}{U_{norm.exp}};$$

де  $\alpha_{eq}$  – коефіцієнт посилення, який згідно з сучасною європейською практикою лежить в діапазоні 18...25;  $P_{nom}$  – максимальне значення активної потужності, яка генерується ВЕС в точці приєднання, МВт;  $U_{norm.exp}$  – нормальне очікуване значення напруги в точці приєднання, в.о.

Наприклад, для ВЕС потужністю 70 МВт значення «статизму» буде:

$$Q_{droop} = -\frac{(18 \dots 25) \cdot (0.45 \cdot 70)}{1.00} \Rightarrow Q_{droop} = -567 \dots -787 \frac{\text{Мвар}}{\text{в.о.}}$$

Відповідно для ВЕС потужністю 70 МВт «статизм» приймається в діапазоні від «-567» Мвар/в.о до «-787» Мвар/в.о. На рисунку 4.11 представлено задання значення «статизму» в налаштуваннях станційного регулятора ВЕС.



Рис 4.11. Налаштування «статизму» в ПЗ PowerFactory

При регулюванні напруги з врахуванням «статизму» та «зони нечутливості» станційний регулятор у межах «зони нечутливості» діє як регулятор реактивної потужності з уставкою за реактивною потужністю. Якщо напруга на контрольованих шинах залишає «зону нечутливості», станційний регулятор регулює напругу відповідно до заданого «статизму» (рис. 4.12).

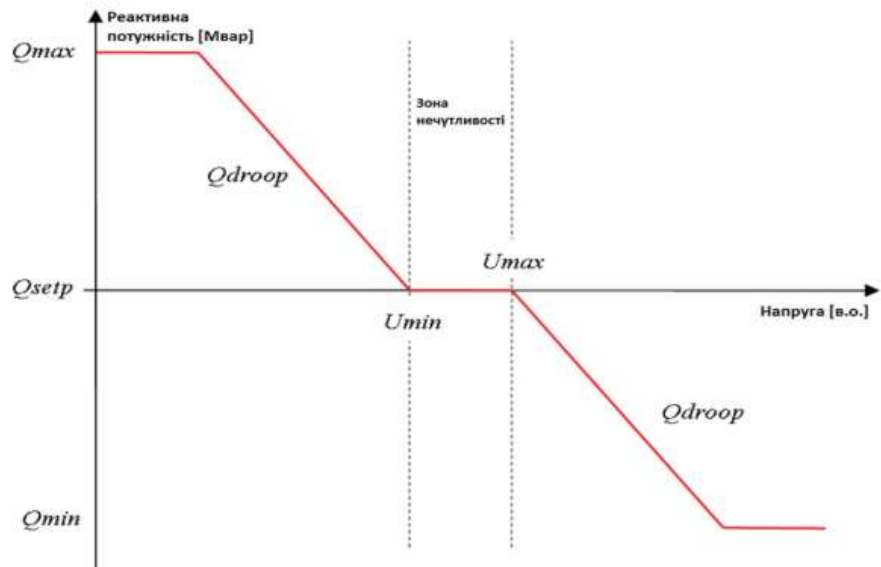


Рис 4.12.  $Q(U)$  характеристика роботи станційного регулятора при регулюванні напруги з врахуванням «статизму» та «зони нечутливості»

## РОЗДІЛ 5

### ПРИНЦИПИ ПОБУДОВИ СИСТЕМ АВТОМАТИЧНОГО РЕГУЛЮВАННЯ, УПРАВЛІННЯ І ЗАХИСТУ ВЕУ

#### 5.1. Підсистема автоматичного управління і контролю механічних параметрів

До основних завдань підсистеми відносяться [7]:

1. орієнтування захоплюваної поверхні вітродвигуна на напрям поширення вітрового потоку;
2. забезпечення надійного пуску і ефективного гальмування вітродвигуна;
3. управління кутом конусності лопатей вітродвигуна;
4. регулювання і контроль аеродинамічного крутного моменту;
5. підтримка розвиваючої потужності на заданому рівні в залежності від діапазону швидкостей вітрового потоку;
6. перекид лопатей у флюгерне положення при швидкостях вітрового потоку вище максимальної;
7. контроль кутової швидкості обертання вітродвигуна;
8. контроль швидкості вітрового потоку;
9. контроль стану лопатей вітродвигуна для своєчасного виявлення вогнищ їх деформації і руйнування;
10. аварійне відключення і гальмування ВЕУ у разі несправності механічної частини.

Блок управління кута орієнтування для ВЕУ середньої та великої потужності може являти собою блок порівняння двох сигналів, який визначає неузгодженість між сигналом, що характеризує реальний стан осі горизонтально-осьового вітродвигуна в даний момент, і сигналом дійсного напрямку вітрового потоку. При цьому управління приводом орієнтування таких ВЕУ повинно здійснюватися з зміною напрямку вітрового потоку, пов'язаного з проходженням фронту повітряної



маси, а не при його короткочасних випадкових флуктуаціях, і по найкоротшому шляху. При постійній швидкості вітрового потоку величина тиску на лопатях вітродвигуна значно змінюється через збільшення максимальної складової вектора швидкості з висотою. Тому підсистема автоматичного регулювання та контролю механічних параметрів для вітродвигунів значних розмірів повинна включати в себе блок управління кута конусності, оскільки відповідна його зміна є найбільш прийнятним методом стабілізації впливу цього явлення на механічні напруги в лопатях вітродвигуна.

Основною вимогою до підсистеми автоматичного регулювання та контролю механічних параметрів в робочому діапазоні швидкостей вітрового потоку є отримання механічної потужності на валу вітродвигуна при заданому значенні кутової швидкості обертання. Через значну інерційність вітродвигуна домогтися цього без застосування спеціального блоку управління і контролю кута установки лопатей практично неможливо, так як відсутність останнього призведе до того, що випадкові коливання швидкості вітрового потоку будуть викликати коливання кутової швидкості обертання. При цьому вітродвигун не може трансформувати енергію окремих нетривалих флуктуацій швидкості вітрового потоку, так як для цього було б необхідно, щоб підсистема автоматичного регулювання та контролю механічних параметрів регулювала крутний момент на валу пропорційно швидкості зміни вітрового потоку.

Система автоматичного регулювання повинна так регулювати вироблену потужність, щоб відстежувати тільки середні значення змін швидкості вітрового потоку (а не короткочасні пульсації швидкості вітрового потоку), а коефіцієнт швидкохідності при цьому підтримувався оптимальним у режимі змінюваної кутової частоти обертання. Таким чином, у загальному випадку, блок управління і контролю кута установки лопатей може являти собою:

1. замкнутий контур автоматичного керування положенням лопаті. При цьому він управляє приводом кута установки лопатей до тих пір, поки не досягається значення заданого коефіцієнта швидкохідності;

2. замкнутий контур автоматичного управління частоти обертання вітродрвигуна. При цьому кут установки лопатей змінюється до тих пір, поки не досягається задана частота обертання вітродрвигуна;

3. замкнутий контур автоматичного управління потужністю. Кут установки лопатей змінюється до тих пір, поки потужність, що розвивається, не стає рівною заданої.

Для підвищення ефективності регулювання і стабілізації навантажень, що діють на лопаті, контур автоматичного керування швидкістю обертання вітродрвигуна повинен включати в себе в якості підлеглого контур управління кута положення лопаті. При цьому забезпечується автоматичне регулювання, як частоти обертання, так і аеродинамічного крутного моменту.

Принципово можливе створення двох схем управління кутовою частотою обертання вітродрвигуна:

1. за швидкістю вітрового потоку  $V$  і кутовою частотою обертання вала вітродрвигуна;

2. за крутним моментом і кутовою частотою обертання вала вітродрвигуна.

Перша схема (рис. 5.1, а) регулює розвивається потужність так, щоб частота обертання вала вітродрвигуна ВД (датчик частоти обертання ДС) (сигнал  $I(\omega)$ ) змінювалася пропорційно швидкості вітрового потоку. Якщо відношення кутової частоти обертання вала вітродрвигуна і швидкості вітрового потоку (сигнал  $I(Z\phi)$ ) не відповідає заданому коефіцієнту швидкохідності  $Z3$  (сигнал  $I(Z3)$ ), то виробляється сигнал неузгодженості  $I(\Delta Z)$ . При цьому регулювання відбувається до тих пір, поки він не стане рівним нулю.

Сигнал про швидкість вітрового потоку від давача швидкості вітрового потоку (ДВ)  $I'(v)$  повинен проходити через фільтр ( $\Phi$ ), щоб у блок порівняння (БП) надходив тільки усереднений сигнал  $I(v)$ , що не залежить від турбулентної складової. Недоліком цієї схеми є труднощі вибору місця установки датчика швидкості (ДШ) вітрового потоку. Потік в околиці вітродрвигуна значно спотворюється і відрізняється високим рівнем турбулентності, тому давач ДВ необхідно встановлювати на деякій відстані від вітродрвигуна, внаслідок чого між

істинною швидкістю вітрового потоку безпосередньо перед площиною обертання вітродвигуна і показниками датчика буде певна похибка.

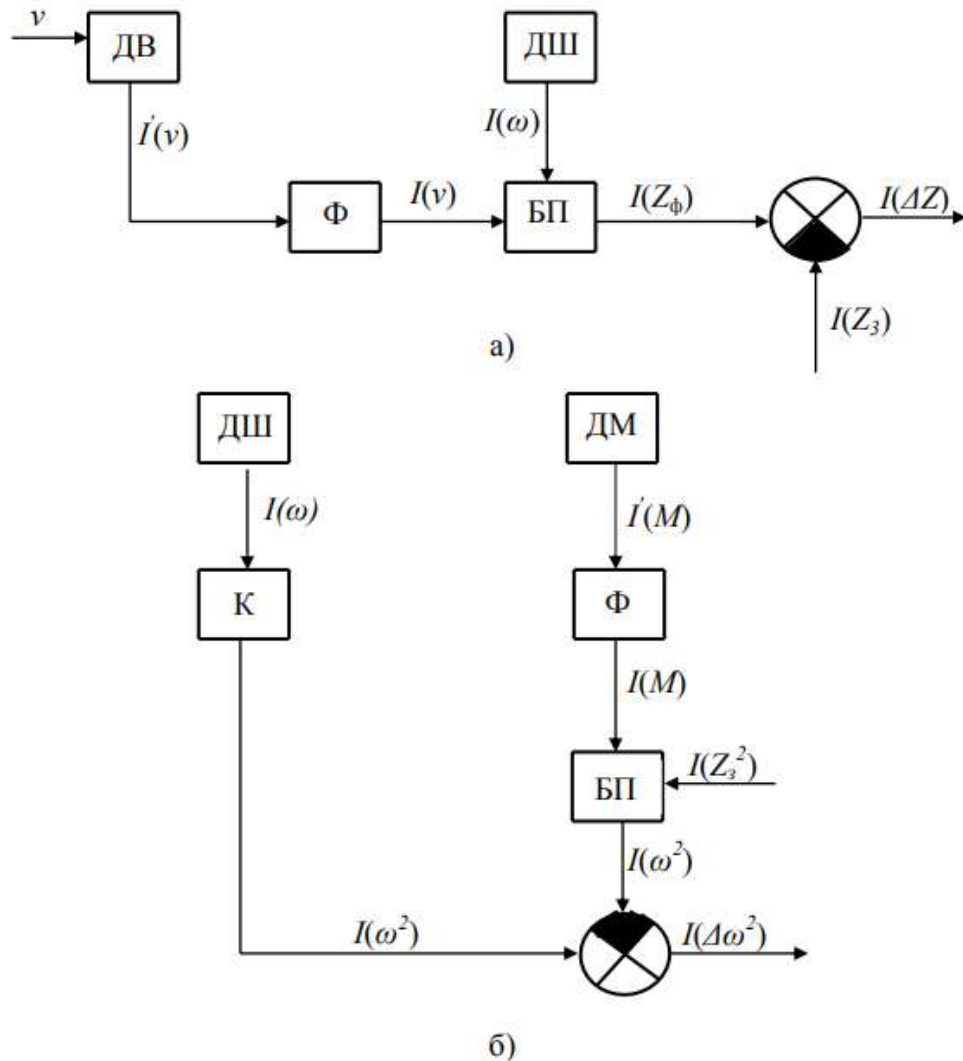


Рис 5.1. Схеми управління:

а – за швидкістю вітрового потоку і кутової частоти обертання вала ВД;

б – за крутним моментом і кутовою швидкістю обертання вала ВД

Друга схема (рис. 5.1, б) дозволяє уникнути похибки, пов'язаної з розташуванням датчика швидкості вітрового потоку. При цьому, оскільки крутний момент вала вітродвигуна змінюється пропорційно квадрату швидкості потоку, сигнал датчика крутного моменту (ДМ) слід усереднювати за допомогою фільтру (Ф) і надалі узгоджувати його з сигналом датчика кутової швидкості обертання вала вітродвигуна (ДШ) за допомогою квадратора (К). Недолік цієї схеми полягає в тому,

що різке збільшення швидкості вітрового потоку призводить до зниження коефіцієнта використання енергії вітру, а, отже, до зменшення крутного моменту замість його збільшення. В результаті можлива помилка в роботі системи автоматичного регулювання. Для того, щоб позбутися цього недоліку, необхідно, щоб механічна система ВЕУ забезпечувала демпфіруючий вплив, вітровий потік володів пологою характеристикою, а фільтр мав спеціально розроблену для цієї схеми конструкцію і характеристики.

На підставі наведеного порівняння двох попередніх схем доцільно використовувати систему, в якій вхідними сигналами є швидкість вітрового потоку  $I(v)$ , крутний момент на валу вітрогенератора  $I(M)$  і кутова частота обертання вала вітрогенератора  $I(\omega)$  (рис. 5.2). При цьому датчик вітрового потоку ДВ повинен встановлюватися не тільки перед площиною обертання вітрогенератора, але і над нею.

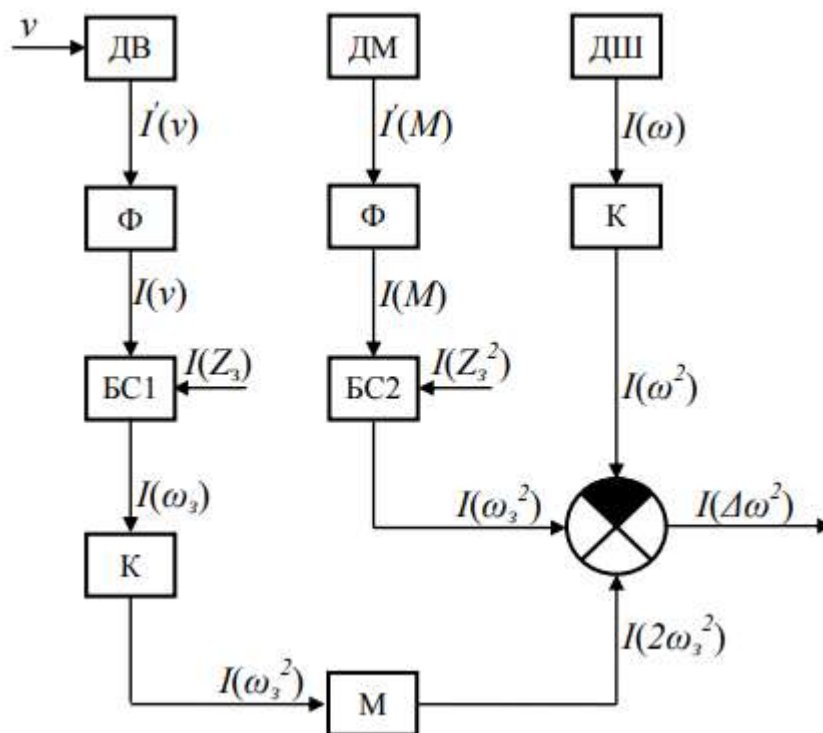


Рис 5.2. Багатоканальна схема управління режимом роботи ВЕУ (М – множник)

При регулюванні частоти обертання вітрогенератора повинен визначатися сигнал неузгодженості  $I(\Delta\omega^2)$  між заданою частотою обертання  $\omega_3$  та істинним її

значенням  $\omega_3$ . Така побудова підсистеми автоматичного регулювання та контролю механічних параметрів забезпечує безпосереднє регулювання потужності, що передається на вал електрогенератора. При цьому вона повинна виробляти сигнал на припинення обертання вітродвигуна у випадку занадто високої швидкості вітрового потоку і автоматично відновлювати роботу ВЕУ, коли його швидкість лежить у встановленому діапазоні експлуатації.

## **5.2. Підсистема автоматичного управління і контролю електромагнітних параметрів**

До основних завдань підсистеми відносяться:

1. регулювати і контролювати параметри електричних кіл ВЕУ;
2. забезпечувати зміну амплітуди, частоти і фази напруги збудження;
3. підтримувати якість вироблюваної електроенергії відповідно до встановлених норм;
4. забезпечити синхронізацію ВЕУ з енергосистемою;
5. здійснювати при необхідності роботу ВЕУ в автономному режимі;
6. контролювати температуру електричного генератора;
7. забезпечувати захист для запобігання нестійкої роботи і аварії, а також відключати ВЕУ при несправності електричної частини.

Незважаючи на те, що контур управління кута установки лопаті являє собою надійну систему запобігання генератора від перевантажень в результаті різких змін швидкості вітрового потоку і обмежує при цьому механічну потужність номінальним значенням, поліпшення роботи ВЕУ на енергосистему може бути досягнуто тільки за рахунок ефективного регулювання відповідних електромагнітних параметрів.

Необхідність підсистеми автоматичного управління і контролю електромагнітних параметрів насамперед пояснюється тим, що для енергосистеми неприпустимі стрибкоподібні зміни частоти вироблюваної ВЕУ потужності, а, отже, і неможливості підсистеми автоматичного регулювання та контролю механічних

параметрів самостійно згладжувати ці коливання. Тому регулювання останніх повинне використовуватися додатково до управління кута установки лопатей, що забезпечить прийнятну якість вироблюваної електричної енергії.

Найбільш ефективне регулювання забезпечується, коли керуючий вплив пропорційно квазіоптимальної комбінації відповідних змін швидкості, прискорення й крутного моменту валу електричного генератора ВЕУ. При цьому забезпечується мінімальний час на відпрацювання необхідного керуючого впливу. Така система повинна використовуватися, в основному, в синхронних ВЕУ, що забезпечить підтримання оптимальних експлуатаційних режимів і запобіжить перевантаженню генератора. Спрощення регулювання та використання, зокрема, тільки управління кута установки лопатей або кута установки зі зворотним зв'язком по частоті обертання, безумовно, реалізується трохи легше, але призводить до істотного погіршення якості перехідних процесів в електромеханічній системі ВЕУ. Крім того, ефективне регулювання параметрів електричних кіл ВЕУ забезпечить істотне згладжування характеристик вироблюваної електромагнітної потужності при пульсаціях кутової частоти обертання і крутного моменту на валу електричного генератора.

Для забезпечення точної синхронізації ВЕУ з енергосистемою в режимі змінюваної кутової частоти обертання вітродвигуна необхідно, за допомогою інвертора або перетворювача частоти, привести частоту вироблюваної електричної енергії до частоти промислової і при стійких і співпадаючих фазах з напругою лінії електропередачі ВЕУ повинна підключатися до енергосистеми. Причому синхронізацію можна набагато вдосконалити при обмеженні перехідних процесів за рахунок ефективності управління частотою обертання і застосування автоматичного синхронізатора. При досягненні вітродвигуном швидкості фіксації підсистема автоматичного регулювання та контролю механічних параметрів повинна виробити сигнал на переключення системи автоматичного управління режимами роботи ВЕУ з режиму управління швидкістю в режим управління потужністю. У режимі керування потужністю повинен сформуватися сигнал корекції, який надходить до

блоку управління і контролю кута установки лопатей і призводить до відповідної зміни стратегії регулювання кута установки лопатей.

Перевантаження електричного генератора веде до його перегріву, тому сигнал про це повинен надходити в підсистему автоматичного управління і контролю електромагнітних параметрів, яка, в свою чергу, або знижує вироблювану потужність, або, в екстрених випадках, відключає ВЕУ від навантаження.

Підсистема автоматичного управління і контролю електромагнітних параметрів повинна обмежувати граничні коливання напруги, що викликаються пуском, гальмуванням, розсинхронізацією та пульсаціями швидкості вітрового потоку для забезпечення прийнятних експлуатаційних параметрів, має спрацьовувати автоматична система захисту.

### **5.3. Аварійне вимикання вітроагрегата**

В екстрених випадках, залежно від характеру аварійної ситуації, що склалась, можна використовувати відключення ВЕУ від енергосистеми, механічне гальмування вітродвигуна, динамічне гальмування електричного генератора.

Під час відключень і перемикань необхідно оберігати обладнання ВЕУ і навантаження від кидків струму, надлишкових напруг і зміни частоти. Тому в системі захисту широко використовуються плавкі запобіжники, автоматичні вимикачі та реле для управління напругою і контролю перемикань в колі.

## РОЗДІЛ 6

### ОРГАНІЗАЦІЯ ТА ВИКОНАННЯ ЕЛЕКТРОМОНТАЖНИХ РОБІТ, ЗАЗЕМЛЕННЯ І ЗАНУЛЕННЯ В ЕЛЕКТРОУСТАНОВКАХ

#### 6.1. Поняття про заходи захисту людей і тварин від ураження електричним струмом

При безпосередньому впливі на людину, сільськогосподарську тварину, електричного струму або електричної дуги вони можуть отримати ушкодження, тобто електричну травму, яка призводить до загибелі або тяжким порушенням діяльності організму [15].

Для запобігання електротравматизму використовують систему забезпечення електробезпеки, яка об'єднує електрозахистні заходи, способи і засоби.

Електрозахисні заходи розподіляють на організаційні та технічні.

Під організаційними заходами розуміють виконання загальних правил, які направлені на запобігання електротравматизму при роботі або знаходженні в електроустановках:

1. встановлення особистої відповідальності осіб, які організують і виконують роботи;
2. оформлення наряду – допуску;
3. нагляд під час роботи;
4. оформлення закінчення робіт.

Технічні заходи направлені на попередження небезпечних ситуацій і представляють собою сукупність дій: відключення усієї установки, виключення помилкової подачі напруги, встановлення знаків безпеки.

Електрозахисні способи об'єднують використання технічних прийомів і пристроїв:

1. захисне заземлення;
2. занулення;



3. вирівнювання електричного потенціалу;
4. автоматичне захисне відключення;
5. застосування малих напруг;
6. ізоляцію струмопровідних частин;
7. використання огорожувальних пристроїв;
8. використання попереджувальної сигналізації.

Електрозахисні засоби:

1. переносні вироби;
2. діелектричні боти;
3. рукавички;
4. вказівники напруги.

## **6.2. Заземлення**

Заземлення - навмисне електричне з'єднання якої-небудь частини електроустановки із заземлюючим пристроєм, що складається із заземлювача і заземлюючих провідників.

Заземлення виконує дві основні функції:

1. утворення умов швидкого відключення замикання на землю;
2. зменшення до необхідних меж можливої напруги дотику.

Ідеальним заземленням вважають еквіпотенційну поверхню, за яку може правити поверхня землі або велика металева плита, внаслідок чого різниця потенціалів між довільною точкою цієї поверхні та будь-яким заземленим устаткуванням дорівнюватиме нулю. Якщо через систему заземлення та ґрунт (землю) протікає струм, то різниця потенціалу буде нульовою лише в тому випадку, коли нульовим буде імпеданс на шляху протікання струму. У реальних умовах спроба досягти добрих параметрів системи заземлення є намаганням досягти якнайменших значень цього імпедансу, однак у реальних умовах цей імпеданс відрізняється від нуля. Величина імпедансу, або найчастіше активного опору заземлення, визначається передусім властивостями та конструкцією елементів системи заземлення, головним

чином заземлювачів й характером та провідністю ґрунту, але також параметрами струму, що протікає: його амплітудою, частотою або швидкістю наростання струму, коли йдеться про блискавку.

Вимоги до заземлень містяться у відповідних вітчизняних та міжнародних нормах й передусім стосуються граничних припустимих значень активного опору, або імпедансу заземлення, котре залежить від функції, яку це заземлення має виконувати, - захист від ураження електричним струмом, забезпечення нормального функціонування електроустаткування чи надійний захист від блискавки та перенапруг.

Відповідно до вимог, яким мають відповідати заземлення, вони поділяються на:

1. захисне заземлення, яке має на меті захист людей та тварин від ураження електричним струмом;

2. робоче заземлення, яке забезпечує належне функціонування електричних, телекомунікаційних та радіоустановок, що також має назву функціонального заземлення;

3. заземлення системи блискавкозахисту, що має на меті безпечне розпливання у ґрунті струмів розрядів блискавки.

Окремі види заземлень почасти об'єднуються в одну спільну систему заземлення, зокрема в будівельних об'єктах, які потребують захисту від блискавки та перенапруг внутрішньо будинкової мережі живлення та устаткування низької напруги разом із приєднаними до них технічними пристроями.

Основним елементом заземлення є заземлювачі, або розташовані у ґрунті струмопровідні елементи, які призначено для безпечного розтікання струму, що відводиться.

Найбільш розповсюджені на практиці штучні заземлювачі, тобто метало-профілі, пруті, проводи або смуги, що розташовані у ґрунті вертикально - шпилькові заземлювачі, або горизонтально - контурні заземлювачі. Заземлювачі можуть бути виготовлені із окремих вертикальних чи горизонтальних елементів - вони називаються зосередженими заземлювачами, або у випадку, коли вони поєднані між

собою, утворюють системи складених заземлювачів розгалуженої конфігурації - наприклад, променеві, контурні чи ґратоподібні заземлювачі (рис. 6.1).

Характеристичним параметром, що окреслює електричні властивості заземлення, є опір заземлення, тобто опір об'єму ґрунту у зоні між заземлювачем та довільним пунктом верхнього шару ґрунту, потенціал котрого не підлягає змінам під впливом струму, що протікає через даний заземлювач або систему заземлювачів, або так звана земля віднесення. Властивості заземлень при протіканні постійного або змінного струму частотою 50 Гц називаються статичними властивостями, а опір заземлення - статичним опором.

Припустимі значення статичного опору визначаються нормами та рекомендаціями й стосуються як вимог до заземлень, які забезпечують захист від ураження електричним струмом, так й заземлювачів систем захисту від блискавки. Деякі значення статичного опору заземлення згідно з вітчизняними нормами наведені у таблиці 6.1.

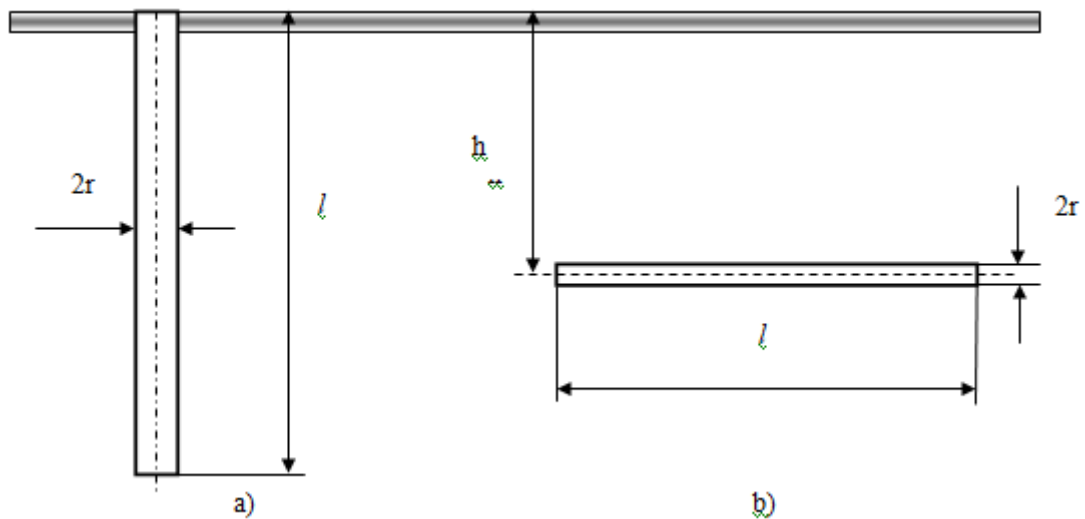


Рис 6.1. Шпильовий (а) та горизонтальний заземлювач (b) довжиною  $l$

## Допустимі значення опору заземлення

Вид заземлення	Допустимі значення опору заземлення, Ом	Нормативний документ
Захист від статичної електрики	$\leq 100,0$	ДНАОП 0.00-1.24-97 «Правила захисту від статичної електрики»
Робоче заземлення	$\leq 4,0$	ДНАОП 0.00-1.32-01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок»
Медичні установи:		
повторне заземлення	$\leq 10 (4,0)$	СНиП 2.08.02-89
технологічне для медустаткування	$\leq 2,0$	СНиП 2.08.02-89

Вертикальні заземлювачі з'єднують один з одним за допомогою круглої або смужової сталі зварюванням на хльост. Величина нахльосту - не менш шести діаметрів круглої сталі або подвійної ширини смуги. Проводку, що заземлює, усередині будинку (внутрішній контур заземлення) приєднують до зовнішнього контуру не менш чим у двох протилежних місцях.

Протяжні горизонтальні заземлювачі (промені) прокладають на глибині не менш 0,5 м, на орній землі - 1 м. Вони раціональні в тих випадках, коли електропровідність верхнього шару ґрунту забезпечує потрібну провідність променевого заземлювача. Перевіряють це виміром електричного опору заземлення. Якщо опір струму розтікання при вимірі в найбільш несприятливий час року виявляється в межах норм, то не слід робити зайвої роботи з пристрою додаткових заземлювачів.

У сухих пісках і інших погано провідних ґрунтах контури заземлення з вертикальних електродів малої довжини (2-3 м) і променевих заземлювачів виходять

громіздкими й трудомісткими. Застосування глибинних електродів скорочує витрати металу і засобів у багато разів. При цьому найбільш раціональна глибина занурення може скласти в суглинку 5 - 6 м, у сухому піску 10 - 18 м, у скельному ґрунті 20 - 25 м.

Роботи по споруді заземлюючої системи закритого розподільного пристрою КТП складаються з двох основних етапів: монтажу зовнішнього заземлюючого контуру і монтажу смуг (шин) заземлення усередині будівлі.

При пристрої зовнішнього заземлюючого контуру спочатку розмічають і влаштовують траншеї. Відстань від стін будівель до центру траншеї повинна бути не меншою 2-2,5 м, глибина траншеї - 0,6-0,7 м. Після пристрою траншеї занурюють електроди - заземлювачі в ґрунт. Найбільш продуктивним є спосіб, заснований на застосуванні електродів сталевих стрижнів діаметром 12 мм, що вкручуються в ґрунт на глибину приблизно 5 м. Для занурення стрижнів служить пристосування ПЕВ, показане на мал. 138. Як електроди - заземлювачі застосовують також кутову сталь розміром 50 x 50 мм і завдовжки 2,5-3 м. Електроди цього типу занурюють в ґрунт електровібратором або автояробуром з приставкою для забивання електроду.

Як стрижні, так і кутову сталь вводять в ґрунт так, щоб їх кінці виступали над дном траншеї на 150-200 мм. До виступаючих кінців електродів приварюють стрічкові заземлювачі. Стрічковим заземлювачем зазвичай є смугова сталь розміром 40x4 мм, яку виправляють, укладають в траншеї на ребро, прикріплюють до забитих в землю електродів хомутами і приварюють. Якість приварювання стрічкових заземлювачів до електродів перевіряють ударами кувалди масою до 2 кг. Введення в будівлі укладають у відрізки сталевих труб.

### **6.3. Занулення**

Занулення – навмисне електричне з'єднання з нульовим захисним провідником металевих неструмоведучих частин, які можуть опинитися під напругою при ушкодженні ізоляції або при падінні на ці частини фазного проводу, що обірвався.

Захист від ураження електричним струмом заснований на неухильному дотриманні двох принципів електробезпеки, перший з яких свідчить, що небезпечні струмоведучі частини електроустановки повинні бути недоступні, а другий - що доступні провідні частини не повинні бути небезпечними як в нормальних експлуатаційних, так і в аварійних умовах за наявності несправності.

Основним призначенням занулення є забезпечення відключення ділянки мережі, на якій відбулося замикання провідників, що знаходилися під напругою, на занулені частини установки.

При напрузі до 1000 В в електроустановках з глухо-заземленою нейтраллю або з глухо заземленим виведенням джерела однофазного струму, або з глухо заземленою середньою точкою постійного струму повинне бути виконане занулення.

Застосування в таких електроустановках заземлення корпусів електроприймачів без їх занулення забороняється.

У електроустановках з ізолюваною нейтраллю повинне бути виконане заземлення і передбачена можливість виявлення і швидкого знаходження замикання на землю.

Застосування занулення в електроустановках з ізолюваною нейтраллю не допускається.

Заземленню або зануленню підлягають:

1. корпуси електричних машин, трансформаторів, апаратів, світильників, приводи електричних апаратів;
2. вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів;
3. каркаси розподільних щитів, щитів і пультів управління, щитків і шаф;
4. металеві конструкції розподільних пристроїв, металеві, кабельні конструкції, металеві кабельні сполучні муфти, металеві оболонки і броня силових і контрольних кабелів, металеві оболонки проводів, сталеві труби електропроводки, корпуси шинопроводів, лотки, короби і сталеві смуги, на яких укріплені кабелі і дроти (окрім тросів і смуг, по яких прокладені кабелі із заземленою або зануленою

оболонкою або бронею), і інші металеві конструкції, пов'язані з установкою електроустаткування;

1. металеві корпуси пересувних і переносних електроприймачів.

Заземленню або зануленню не підлягають:

2. корпуси електроприймачів з подвійною ізоляцією, а також корпуси електроприймачів, що підключаються до мережі через розділовий трансформатор;

3. рейкові шляхи (окрім кранів), що виходять за територію електростанцій, підстанцій, розподільних пристроїв і промислових підприємств.

Слід зазначити, що в електричних мережах напругою нижче 1000 В з системами заземлення TN-C-S, TN-S, TT і IT для усунення небезпеки ураження людини електричним струмом у разі його дотику до відкритих провідних струмоведучих частин, що опинилися під напругою унаслідок порушення ізоляції струмоведучих частин, окрім захисного заземлення з нормованим опором, згідно вимогам ПУЕ ЕСУ повинен застосовуватися також пристрій захисного відключення від прямого випадкового дотику і до струмоведучих частин електроустановки.

#### **6.4. Пристрої вирівнювання електричних потенціалів**

Вирівнювання електричних потенціалів між струмопровідною підлогою або ґрунтом, з одного боку і доступними для торкання металевих неструмоведучих частин електроустановки і технологічного обладнання з іншого боку – один із основних способів електричного захисту.

Цей спосіб застосовується для забезпечення електричної безпеки тварин на тваринницьких фермах.

Принцип дії ВЕП полягає в зменшенні до допустимих значень різниці електричного потенціалу, який приходить на тіло людини або тварини, яка знаходиться на підлозі і торкається до металевих не струмоведучих частин, які знаходяться під напругою.

У даний час розроблена і широко застосовується для дослідження і прогнозування аварійного стану заземлюючих пристроїв об'єктів електроенергетики

методика розрахунку на ЕОМ складних заземлюючих пристроїв з урахуванням неоднорідної структури ґрунту і ряду інших чинників. Саме за допомогою металевих сіток на території електричної підстанції, де зосереджено багато одиниць високовольтного електроустаткування, простіше і найефективніше вдається здійснити потрібне за умовами електробезпеки, рівномірний розподіл електричних потенціалів, як би «підперши» їх і тим самим вирівнявши в окремих крапках підстанції. В принципі, аналогічний ефект може бути отриманий (правда, з набагато меншим успіхом) також шляхом істотної зміни конфігурації самого заземлювача і його заглиблення в ґрунт, а при застосуванні групових заземлюючих електродів - шляхом їх оптимального розміщення. Проте такий спосіб отримання рівномірного розподілу потенціалів є дорогим і на практиці не застосовується. Металеві сітки, що розміщуються в ґрунті на території відкритого розподільного пристрою (або під підлогою виробничого приміщення), призначені для вирівнювання електричного потенціалу, прийнято називати вирівнюючими сітками. Такі сітки зазвичай виконують з тих, що перехрещуються під поверхнею ґрунту і сполучених між собою металевих голих проводів або шин. Це дозволяє найбільш природним чином створити на всій території електричної підстанції і в безпосередній близькості від неї по зовнішньому периметру розподіл електричних потенціалів, що плавно змінюється, забезпечує необхідний ступінь безпеки.

У середині виробничих приміщень вирівнювання електричних потенціалів в більшості випадків відбувається природним чином за рахунок наявності в них металоконструкцій, трубопроводів, кабелів і т. д., які пов'язані з розгалуженою мережею заземлення. У випадку недостатньо розгалуженої мережі заземлення по контуру приміщення розміщують сталеву або мідну смугу заземлення, пов'язану із заземлювачем. Конструкції, що заземляються, з'єднуються з шиною заземлюючими провідниками, перетин яких вибирається з умов механічної міцності або термічної стійкості до струмів замикання.

Розташування заземлюючих магістралей уздовж рядів встановленого на електричній підстанції електроустаткування визначає план підстанції. Ці магістралі, по суті, і складають основу вирівнюючих сіток. Звичайне електроустаткування на



підстанції розташовують на стороні високої напруги у вигляді наступних рядів: лінійні роз'єднувачі, лінійні вимикачі, шинні роз'єднувачі ліній, що відходять, шинні роз'єднувачі трансформаторів, вимикачі трансформаторів. Приблизно таким же чином розташовують електроустаткування і на стороні напруги нижче 1000 В. Вздовж всього фронту устаткування, на кожній лінії його установки, прокладають систему паралельних смуг (шин), службовців для підключення заземлюючої проводки, що йде до устаткування, що заземляється. В той же час ці смуги (шини) забезпечують вирівнювання потенціалів на території підстанції. У разі недостатньої кількості вирівнюючих смуг для вирівнювання електричних потенціалів прокладають додаткові смуги.

Враховуючи основне призначення вирівнюючих заземлюючих смуг, їх слід укладати не ближче ніж на відстані 0,8-1 м від устаткування, що заземляється, і від стін. При такому укладанні смуг людина зможе торкнутися цього устаткування, знаходячись тільки за цими смугами, а не перед ними.

З метою максимального зменшення напруги дотику вирівнюючу сітку мають в своєму розпорядженні якомога ближче до поверхні землі. Для набуття ж найменших значень напруги кроку сітку необхідно заглиблювати. Тому там, де вирішується завдання забезпечення необхідних значень напруги дотику, сітку треба розташувати можливо ближче до поверхні землі, а там, де ця вимога відсутня (територія ж підстанції тісна), сітку слід заглибити. Такі рішення найбільш раціональні, проте на практиці для спрощення будівельно-монтажних робіт в більшості випадків вдаються до «уніфікації», що полягає в тому, що всю вирівнюючу сітку на всій території підстанції укладають на одній глибині, зазвичай на відстані від 0,5 до 0,9 м від поверхні ґрунту.

## ВИСНОВКИ

У дипломній роботі була проведена оцінка зростання вимог щодо участі ВЕС в аварійних режимах для підтримання частоти та напруги енергосистеми:

1. Був проведений аналітичний огляд сектору відновлюваної енергетики, який показав загальний стан розвитку вітрової енергетики в Україні, її енергетичний ресурс та переваги. Також було обґрунтовано, що підвищення якості електроенергій можна здобути шляхом зниження відхилення частоти, зменшення впливу не симетрії і не синусоїдальності та зниження коливань напруги, які викликані змінним навантаженням в розподільних електромережах високої напруги.

2. Показано переваги при електрифікації підприємств або локальних мереж електропостачання ефективного використання відновлюваних джерел енергії, які добре вписуються в концепцію розподіленої генерації. При цьому збільшується надійність електропостачання, незалежність від центральної мережі. Було здійснено співставний аналіз структури вітрової електроустановки у складі VPP. Виконано аналіз впливу вітроустановок на показники якості електроенергії в локальних мережах. Виділено переваги та недоліки при роботі вітроустановок у складі VPP, як з боку споживача, так і мережі.

3. Були розглянуті особливості впливу ВЕС на енергосистему, необхідність аналізу режимів роботи енергосистем при наданні сучасними ВЕС допоміжних послуг, типи вітрових турбін та їх вплив на енергосистему та встановили вимоги до системи захисту ВЕС. Сформулювали аварійні умови експлуатації в електричних системах, групи технологічних порушень, ряд обтяжуючих аварійні процеси факторів та дії персоналу в складних аварійних ситуаціях. Визначили вимоги до режимів роботи та участі ВЕС у протиаварійному управлінні, з метою недопущення та ліквідації аварій в енергосистемах на підставі аналізу існуючих і перспективних балансів потужності та розрахунків усталених режимів і стійкості енергосистем, враховуючи допущення ВЕС до протиаварійного управління, дотримання критеріїв надійності роботи електричної мережі та вимог виробника обладнання.

4. Розглянуто, що завдяки здатності ВЕС регулювати напругу в мережі шляхом контрольованого генерування або споживання реактивної потужності, вони позитивно впливають на межу статичної стійкості за напругою. Також важливо при моделюванні обважнених режимів адекватно враховувати властивості ВЕС щодо регулювання напруги. Це можливо зробити або шляхом включення моделі електричної схеми ВЕС до моделі електричних мереж енергорайону, або шляхом визначення залежності напруги на шинах інвертора ВЕС від напруги мережі в точці приєднання ВЕС. Виходячи з стохастичної природи генерації ВЕС, з метою отримання надійних результатів при обваженні режимів, потужні ВЕС недоцільно використовувати для обваження режимів в розрахунках стійкості, проте ВЕС рекомендується враховувати незмінною потужністю для отримання найбільш «важкого» режиму обваження, за наступним алгоритмом:

1) у надлишковій частині енергосистеми – враховувати повну номінальну потужність ВЕС (за виключенням режимів для нічного часу доби, коли інвертори вимкнені від мережі);

2) у дефіцитній частині енергосистеми – враховувати нульову потужність ВЕС.

Межі, в яких електростанція здатна регулювати реактивну потужність, визначається багатьма факторами, зокрема налаштуваннями ВЕУ, режимом роботи станційних регуляторів, роботою інших додаткових засобів компенсації реактивної потужності, режимом роботи прилеглої мережі. Регулювання напруги контролером здійснюється через регулювання реактивної потужності від вітрогенераторів і додаткового обладнання компенсації реактивної потужності, розташованого на підстанції. При астатичному регулюванні напруги – без врахування «статизму», кожен вітрогенератор регулює напругу точно до заданої уставки в станційному регуляторі відповідно до характеристики генерації/споживання реактивної потужності вітро- генераторів. При регулюванні напруги з врахуванням «статизму» та «зони нечутливості» станційний регулятор у межах «зони нечутливості» діє як регулятор реактивної потужності з уставкою за реактивною потужністю. Якщо

напруга на контрольованих шинах залишає «зону нечутливості», станційний регулятор регулює напругу відповідно до заданого «статизму».

5. Доведено, що при регулюванні частоти обертання вітродвигуна повинен визначатися сигнал неузгодженості між заданою частотою обертання та істинним її значенням. Така побудова підсистеми автоматичного регулювання та контролю механічних параметрів забезпечує безпосереднє регулювання потужності, що передається на вал електрогенератора. При цьому вона повинна виробляти сигнал на припинення обертання вітродвигуна у випадку занадто високої швидкості вітрового потоку і автоматично відновлювати роботу ВЕУ, коли його швидкість лежить у встановленому діапазоні експлуатації. Перевантаження електричного генератора веде до його перегріву, тому сигнал про це повинен надходити в підсистему автоматичного управління і контролю електромагнітних параметрів, яка, в свою чергу, або знижує вироблювану потужність, або, в екстрених випадках, відключає ВЕУ від навантаження. В екстрених випадках, залежно від характеру аварійної ситуації, що склалась, можна використовувати відключення ВЕУ від енергосистеми, механічне гальмування вітродвигуна, динамічне гальмування електричного генератора.

6. Для запобігання електротравматизму використовують систему забезпечення електробезпеки, яка об'єднує електрозахисті заходи, способи і засоби. Припустимі значення статичного опору визначаються нормами та рекомендаціями й стосуються як вимог до заземлень, які забезпечують захист від ураження електричним струмом, так й заземлювачів систем захисту від блискавки. Слід зазначити, що в електричних мережах для усунення небезпеки ураження людини електричним струмом у разі його дотику до відкритих провідних струмоведучих частин, що опинилися під напругою унаслідок порушення ізоляції струмоведучих частин, окрім захисного заземлення з нормованим опором, згідно вимогам ПУЕ ЕСУ повинен застосовуватися також пристрій захисного відключення від прямого випадкового дотику і до струмоведучих частин електроустановки. Вирівнювання електричних потенціалів між струмопровідною підлогою або ґрунтом, з одного боку і доступними для торкання

металевих неструмоведучих частин електроустановки і технологічного обладнання з іншого боку – один із основних способів електричного захисту.

7. Основними електрозахисними засобами називаються засоби, ізоляція яких тривалий час витримує робочу напругу, що дозволяє дотикатися до струмопровідних частин, які знаходяться під напругою. До них відносяться: ізолювальні штанги; ізолювальні та струмовимірювальні кліщі; покажчики напруги; діелектричні рукавиці; слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками. Додатковими електрозахисними засобами називаються засоби, які захищають персонал від напруги дотику, напруги кроку та попереджають персонал про можливість помилкових дій. До них відносяться: діелектричні калоші; діелектричні килимки; переносні заземлення; ізолювальні накладки і підставки; захисні пристрої; плакати і знаки безпеки. Для забезпечення складу повітря робочої зони передбачені наступні рішення: застосування пиловідсмоктуючих агрегатів з рукавними фільтрами, які встановлені безпосередньо на дільницях біля обладнання із яких очищене повітря поступає у виробниче приміщення; необхідно проводити контроль за ГДК шкідливих речовин у приміщенні; застосовувати природну вентиляцію: організовану і неорганізовану. При експлуатації здійснюється контроль за рівнем напруги освітлювальної мережі, своєчасна заміна перегорілих ламп, забезпечується чистота повітря у приміщенні. Для зменшення рівня шуму до допустимого в цеху двигуни виконуються в металевому кожусі, а також виконують змащення, застосовують пластмасові деталі, використовують протишумні навушники, які закривають вушну раковину. Основними методами віброзахисту є зниження вібрації шляхом дії на джерело виникнення: відстрочка від режиму резонанс; динамічне гасіння коливань, заміна конструктивних елементів уставок і будівельних конструкцій. Засоби індивідуального захисту діляться на засоби для ніг, рук та тіла працюючого.

8. При аналізі екологічного впливу було з'язовано що на сьогоднішній день, найбільш перспективною з екологічної та економічної точки зору серед відновлюваних видів енергії є вітрова енергетика. Робота вітрогенератора потужністю 1 МВт за 20 років дозволяє заощадити приблизно 29 тис. тонн вугілля

або 92 тис. барелів нафти. Щорічно застосування такого генератора запобігає потраплянню в атмосферу 1800 т CO<sub>2</sub>, 9 т SO<sub>2</sub>, 4 т оксидів азоту. За експертними оцінками до 2050 року світова вітроенергетика дозволить скоротити річне забруднення атмосферного повітря вуглекислим газом на 1,5 мільярда тонн. Орієнтуючись на ці прогнози, останнє десятиліття світовий ринок вітроенергетики розвивався швидше, ніж будь-який інший вид відновлюваної енергетики. Слід мати на увазі, що вітроенергетика має локальний вплив на навколишнє середовище. Це означає, що ніякі аварійні ситуації на вітростанції не можуть призвести до загибелі значної кількості людей і не можуть мати катастрофічних наслідків для середовища проживання людини на відміну від атомних електростанцій і гідроелектростанцій з високими греблями.

Утворені будівельні відходи при спорудженні ВЕС включають: деревні відходи від підготовки території, забруднений ґрунт, відходи бетону в кусковій формі, відходи бітуму та асфальту, будівельний щебінь, що втратив споживчі властивості, брухт кольорових і чорних металів, залишки і огарки сталевих зварювальних електродів, відходи ізольованих проводів та кабелів, сміття від побутових приміщень, тара.

Основне навантаження на повітряне середовище в процесі будівництва визначається викидами забруднюючих речовин автотранспортними засобами, будівельними машинами та механізмами, забрудненням атмосфери при проведенні зварювальних та фарбувальних робіт, при використанні сипких будівельних матеріалів та ін. У навколишнє середовище при цьому потрапляють: оксид вуглецю, оксид і діоксид азоту, діоксид сірки, бензин, гас, сажа, неорганічний пил, 10- 20% діоксиду кремнію, оксиди заліза і марганцю, фтористі з'єднання і деякі інші речовини.

Практично завжди є можливість для великих ВЕУ вибирати землі, непридатні для господарської діяльності. Якщо ж під ВЕС займаються родючі землі, то вони можуть використовуватися для рослинництва і тваринництва. У цьому полягає докорінна відмінність землевідведення під ВЕС від землевідведення під теплові станції та гідроелектростанції.

## СПИСОК БІБЛЮГРАФІЧНИХ ПОСИЛАНЬ ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Відновлювана енергетика. Вітрові електростанції. Організація експлуатації та технічного обслуговування. Норми та вимоги / І. В. Плачков, А. Є. Конеченков. - ГС «Українська вітроенергетична асоціація», 2016. – 48 с.
2. «Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии» Л.В. Хахалева, Ульяновск, 2008
3. ГОСТ 23875-88. Качество электрической энергии. Термины и определения [Текст]. – Введ. 1989–07–01. – М. : Изд-во стандартов, 2003. – 15 с.
4. ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. - Киев: Госстандарт Украины, 1999. - 31 с. Введ. с 01.01.2000.
5. Дерев'янюк Д.Г., Горенко Д.С. Особливості побудови та функціонування віртуальних електростанцій в умовах розвитку ОЕС України. Енергетика: економіка, технології, екологія. 2016. №3. С. 61-69.
6. Степанов В.С. К вопросу повышения качества электроэнергии в сетях электроснабжения / В.С. Степанов, Н.Н. Солонина, К.В. Суслов // Вестник ИрГТУ. - 2015. - № 12 (107). - С. 197–203.
7. Основи вітроенергетики: підручник / Г. Півняк, Ф. Шкрабець, Н. Нойбергер, Д. Циценков ; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – Д.: НГУ, 2015. – 335 с.
8. «Нетрадиційна енергетика: основи теорії та задачі» навчальний посібник. Львів – 2008.
9. Зорин В.В., Тисленко В.В. Надежность систем электроснабжения. - К.: Вища шк. Головное изд-во, 1984. - 192 с.
10. Козирський В.В., Гай О.В. Метода та моделі розрахунку надійності систем електропостачання: монографія. - К.: Гнозіс, 2013. -563 с.

11. Ролик Ю. А. Обеспечение качества электрической энергии в системе электроснабжения при параллельной работе с ветроустановкой / Ю. А. Ролик, А. В. Горноста́й // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. - 2016. - Т. 59, № 3. - С. 225–234.

12. Ананичева С.С. Качество электроэнергии. Регулирование напряжения и частоты в энергосистемах: учебное пособие / С. С. Ананичева, А. А. Алексеев, А. Л. Мызин.; 3-е изд., испр. - Екатеринбург: УрФУ, 2012. - 93 с.

13. Визначення необхідних умов і алгоритмів врахування ВЕС та СЕС при налаштуванні протиаварійних автоматичних пристроїв, призначених для запобігання порушенню стійкості (АЗПС) у перетинах ОЕС України, на режим роботи яких вони мають вплив. Методичні рекомендації.

14. СОУ НЕК 20.571:2018. Визначення необхідних умов і алгоритмів врахування ВЕС та СЕС при налаштуванні протиаварійних автоматичних пристроїв, призначених для запобігання порушенню стійкості (АЗПС) у перетинах ОЕС України, на режим роботи яких вони мають вплив. Методичні рекомендації. – Київ: Державне підприємство «Національна енергетична компанія «Укренерго», 2018. – 53 с.

15. Правила Улаштування Електроустановок. – Київ: Міненерговугілля України, 2017. – 617 с.

16. Міждержавний стандарт ГОСТ 12.0.003-74 (1999) ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

17. НПАОП 0.00-8.24-05 «Перелік робіт з підвищеною небезпекою». Наказ Держнаглядодохоронпраці від 26.01.2005 р. № 15.

18. НПАОП 0.00-1.29-97 «Правила захисту від статичної електрики». Наказ Держнаглядодохоронпраці України від 22.04.1997 р. № 103.

19. ДСН 3.3.6.042-99 «Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень».

20. ДБН В.2.5-28-2006 «Природне і штучне освітлення».

21. СН 32.23-85 «Санітарні норми допустимого шуму на робочих місцях».

22. НАПБ Б.03.002-2007. «Норми визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою».



23. ГКД 341.003.003.007-2001 (ПІ 1.1.10-326-2004) «Примірна інструкція з охорони праці під час виконання робіт на вітряних електричних станціях».