

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ  
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ  
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

**Факультет електроенерготехніки та автоматики**

**Кафедра автоматизації енергосистем**

«На правах рукопису»  
УДК 621.316

До захисту допущено:  
В.о. завідувача кафедри  
\_\_\_\_\_ Денис ДЕРЕВ'ЯНКО  
«16» грудня 2025 р.

**Магістерська дисертація**

**на здобуття ступеня магістра**

**за освітньо-професійною програмою «Управління, захист та автоматизація енергосистем»**

**зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»**

**на тему: «Система регулювання напруги та реактивної потужності на підстанції 110/10 кВ із підключення відновлювального джерела енергії»**

Виконав:

студент II курсу, групи ЕК-41мп  
Дишлюк Богдан Віталійович \_\_\_\_\_

Науковий керівник:

к.т.н., ст. викл.  
Лавренова Д.Л. \_\_\_\_\_

Рецензент: \_\_\_\_\_

Засвідчую, що у цій магістерській дисертації немає запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.

Студент \_\_\_\_\_

**Національний технічний університет України**  
**«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»**  
**Факультет електроенерготехніки та автоматики**  
**Кафедра автоматизації енергосистем**

Рівень вищої освіти – другий (магістерський)

Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Управління, захист та автоматизація енергосистем»

ЗАТВЕРДЖУЮ

В.о. завідувача кафедри

\_\_\_\_\_ Денис ДЕРЕВ'ЯНЕНКО

«16» грудня 2025 р.

**ЗАВДАННЯ**  
**на магістерську дисертацію студенту**

Дишлюку Богдану Віталійовичу

1. Тема дисертації «Система регулювання напруги та реактивної потужності на підстанції 110/10 кВ із підключення відновлювального джерела енергії», науковий керівник дисертації Лавренова Д.Л., к.т.н., ст. викл., затверджені наказом по університету від «03» листопада 2025 р. №4768-с
2. Термін подання студентом дисертації «14» грудня 2025 р.
3. Об'єкт дослідження – підстанція 110/10 кВ з підключеною вітровою електростанцією потужністю 30 МВт в нормальних та аварійних режимах роботи.
4. Предмет дослідження (Вихідні дані – для магістерської дисертації за освітньо-професійною програмою) роботи \_\_\_\_\_ система регулювання напруги та реактивної потужності на базі статичного синхронного компенсатора (STATCOM) та координованого керування РПН трансформаторів, БСК та інверторів ВЕС
5. Перелік завдань, які потрібно розробити:
  - 1) проаналізувати схему та обладнання підстанції 110/10 кВ
  - 2) дослідити вплив підключення ВЕС на зміни активної та реактивної потужності на підстанції
  - 3) змоделювати режими роботи підстанції 110/10 кВ із підключеним ВЕС
  - 4) розробити систему регулювання напруги та реактивної потужності для підстанції 110/10 кВ із підключенням відновлювального джерела енергії ;

6. Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу:

- 1) Схема підстанції 110/10 кВ;
- 2) Структурна схема системи регулювання напруги та реактивної потужності;
- 3) Порівняльна характеристика типів генераторів ВЕС (SCIG, DFIG, PMSG);
- 4) Характеристика Q(U) регулювання STATCOM;
- 5) Таблиці техніко-економічних показників проекту;
- 6) Маркетингова програма стартап-проекту GridOptima Wind.

7. Орієнтовний перелік публікацій – Дишлок Б.В., Лавренова Д.Л.

Кластеризація енергосистеми при підключенні вітроенергетичних станцій // Міжнародний науково-технічний журнал «Сучасні проблеми електроенергетичної та автоматики».

8. Дата видачі завдання «03» листопада 2025 р.

#### Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів	Примітка
1	Аналіз літературних джерел та нормативної документації	02.09 – 11.11.2025	
2	Технічний опис підстанції 110/10 кВ, розрахунок струмів КЗ та вибір обладнання	11.11 – 19.11.2025	
3	Аналіз впливу підключення ВЕС на режими напруги та реактивної потужності	19.11 – 25.11.2025	
4	Вибір STATCOM та розрахунок параметрів системи регулювання	25.11 – 30.11.2025	
5	Техніко-економічне обґрунтування проекту	30.11 – 06.12.2025	
6	Розробка стартап-проекту GridOptima Wind	06.12 – 11.12.2025	
7	Оформлення пояснювальної записки та графічного матеріалу	11.12 – 13.12.2025	
8	Подання дисертації на кафедру	14.12.2025	

Студент

Богдан ДИШЛЮК

Науковий керівник

Дарина ЛАВРЕНОВА

## РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація містить пояснювальну записку, що складається з 78 сторінок та містить в своєму складі 24 рисунки, 18 таблиць, 8 листів графічної частини, 33 літературних посилань і 5 додатків.

**Актуальність теми** – сучасний етап розвитку електроенергетики України характеризується активною інтеграцією відновлюваних джерел енергії, зокрема вітрових електростанцій (ВЕС), до об'єднаної енергосистеми. Синхронізація ОЕС України з європейською мережею ENTSO-E у 2022 році створила нові вимоги до якості регулювання напруги та реактивної потужності на підстанціях з підключеними ВЕС. Нестабільність вітрової генерації призводить до значних коливань напруги, що загрожує надійності електропостачання споживачів. Традиційні засоби регулювання не забезпечують необхідної швидкодії для компенсації швидких змін потужності ВЕС, що обумовлює необхідність застосування сучасних пристроїв FACTS, зокрема STATCOM.

**Мета дослідження** – підвищення надійності та якості електропостачання споживачів підстанції 110/10 кВ шляхом розроблення комплексної системи регулювання напруги та реактивної потужності в умовах підключення вітрової електростанції потужністю 30 МВт.

**Об'єкт дослідження** – підстанція 110/10 кВ з підключеною вітровою електростанцією потужністю 30 МВт в нормальних та аварійних режимах роботи.

**Предмет дослідження** – система регулювання напруги та реактивної потужності на базі статичного синхронного компенсатора (STATCOM) та координованого керування РПН трансформаторів, БСК та інверторів ВЕС.

**Методи дослідження** – методи математичного та комп'ютерного моделювання електроенергетичних систем, методи розрахунку ustalених режимів та перехідних процесів, методи аналізу якості електроенергії. Моделювання виконано в програмному середовищі DIgSILENT PowerFactory.

**Результати роботи** – на основі досліджуваного фрагменту підстанції 110/10 кВ розроблено комплексну систему регулювання напруги та реактивної потужності з багаторівневою ієрархічною структурою. Обґрунтовано вибір STATCOM ABB PCS6000  $\pm 30$  MVar зі швидкодією 5-20 мс. Виконано техніко-економічне обґрунтування проєкту з NPV +1,2 млн € та IRR 8,3%.

**Практичне значення одержаних результатів** – отримані результати можуть бути використані при проектуванні та модернізації підстанцій 110/10 кВ з підключенням вітрових електростанцій потужністю 20-50 МВт в умовах України. Технічні рішення забезпечують виконання вимог Grid Code ENTSO-E та можуть бути масштабовані для більших потужностей ВЕС (до 100 МВт).

**Публікації за тематикою досліджень** – Дишлок Б.В., Лавренова Д.Л. Кластеризація енергосистеми при підключенні вітроенергетичних станцій // Міжнародний науково-технічний журнал "Сучасні проблеми електроенергетехніки та автоматики".

**Ключові слова:** ПІДСТАНЦІЯ 110/10 КВ, ВІТРОВА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ, РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ, РЕАКТИВНА ПОТУЖНІСТЬ, STATCOM, GRID CODE ENTSO-E, РПН ТРАНСФОРМАТОРА, БСК, DFIG, LVRT, ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ.

## ABSTRACT

The master's thesis contains an explanatory note consisting of 78 pages and includes 24 figures, 18 tables, 8 sheets of graphic materials, 33 literature references and 5 appendices.

**Relevance of the topic** – the current stage of Ukraine's power industry development is characterized by the active integration of renewable energy sources, particularly wind power plants (WPP), into the unified power system. The synchronization of Ukraine's UPS with the European ENTSO-E network in 2022 created new requirements for voltage and reactive power regulation quality at substations with connected WPPs. Wind generation instability leads to significant voltage fluctuations threatening the reliability of consumer power supply. Traditional regulation means do not provide the necessary speed to compensate for rapid WPP power changes, necessitating the use of modern FACTS devices, particularly STATCOM.

**Research objective** – to improve the reliability and quality of power supply to consumers of a 110/10 kV substation by developing a comprehensive voltage and reactive power regulation system under conditions of connecting a 30 MW wind power plant.

**Object of research** – a 110/10 kV substation with a connected 30 MW wind power plant in normal and emergency operating modes.

**Subject of research** – voltage and reactive power regulation system based on static synchronous compensator (STATCOM) and coordinated control of transformer OLTC, capacitor banks and WPP inverters.

**Research methods** – methods of mathematical and computer modeling of power systems, methods for calculating steady-state modes and transient processes, power quality analysis methods. Modeling was performed in DIgSILENT PowerFactory software environment.

**Research results** – based on the studied fragment of the 110/10 kV substation, a comprehensive voltage and reactive power regulation system with a multi-level hierarchical structure was developed. The selection of ABB PCS6000 STATCOM  $\pm 30$  MVar with a response time of 5-20 ms was justified. A technical and economic feasibility study was performed with NPV +1.2 M€ and IRR 8.3%.

**Practical significance of obtained results** – the obtained results can be used in the design and modernization of 110/10 kV substations with wind power plants of 20-50 MW capacity in Ukraine. Technical solutions ensure compliance with ENTSO-E Grid Code requirements and can be scaled for larger WPP capacities (up to 100 MW).

**Publications on the research topic** – Dyshliuk B.V., Lavrenova D.L. Power system clustering when connecting wind power plants // International Scientific and Technical Journal "Modern Problems of Electrical Power Engineering and Automation".

**Keywords:** 110/10 KV SUBSTATION, WIND POWER PLANT, VOLTAGE REGULATION, REACTIVE POWER, STATCOM, ENTSO-E GRID CODE, TRANSFORMER OLTC, CAPACITOR BANK, DFIG, LVRT, POWER QUALITY.

## ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ І УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	13
ВСТУП.....	14
1 ТЕХНІЧНИЙ ОПИС ПІДСТАНЦІЇ 110/10 кВ .....	17
1.1 Загальна характеристика підстанції .....	17
1.2 Структура первинної мережі та обладнання .....	18
1.3 Навантаження підстанції та вибір потужності трансформаторів.....	19
1.3.1 Вимикачі на стороні 110 кВ .....	20
1.3.2 Вимикачі на стороні 10 кВ .....	20
1.3.3 Роз'єднувачі.....	21
1.3.4 Вимірювальні трансформатори струму .....	21
1.4 Система релейного захисту та автоматики.....	22
1.4.1 Захист сторони 110 кВ .....	22
1.4.2 Захист сторони 10 кВ .....	22
1.4.3 Селективність захисту .....	23
Висновки до розділу 1 .....	23
2 РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ ТА РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ НА ПІДСТАНЦІЇ 110/10 кВ. ЗМІНА ПАРАМЕТРІВ ПРИ ПІДКЛЮЧЕННІ ВЕС..	24
2.1 Основи регулювання напруги в електричних мережах.....	24
2.2 Вплив підключення ВЕС на режими напруги та реактивної потужності...26	26
2.2.1 Вплив підключення ВЕС на режими напруги та реактивної потужності підстанції 110/10 кВ .....	27
2.2.2 Зміна потоків потужності в мережі.....	28
2.2.3 Коливання напруги та фліккер.....	29
2.2.4 Гармонічні спотворення.....	31
2.2.5 Вплив на роботу РПН трансформаторів.....	33
2.2.6 Зміна втрат електроенергії.....	34
2.3 Вимоги Grid Code до підключення ВЕС та регулювання напруги.....	35
2.3.1 Вимоги до регулювання реактивної потужності.....	35
2.3.2 Вимоги до підтримання напруги при порушеннях (LVRT/HVRT).....	37

2.3.3	Вимоги до якості електроенергії.....	38
2.4	Методи та засоби регулювання напруги.....	39
2.4.1	Регулювання напруги трансформаторами.....	39
2.4.2	Компенсація реактивної потужності.....	42
2.4.3	Системи гнучкої передачі змінного струму (FACTS).....	47
2.4.4	Статичний тиристорний компенсатор (SVC).....	48
2.4.5	Статичний синхронний компенсатор (STATCOM).....	52
	Висновки до розділу 2 .....	59
	<b>3 РОЗРАХУНОК ТА НАЛАШТУВАННЯ СИСТЕМ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ ТА РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ .....</b>	<b>61</b>
3.1	Концепція побудови системи регулювання .....	61
3.2	Вибір статичного синхронного компенсатора (STATCOM) .....	63
3.2.1	Обґрунтування вибору технології STATCOM.....	63
3.2.2	Вибір виробника та моделі STATCOM.....	63
3.2.3	Технічні характеристики обраного обладнання.....	66
3.2.4	Розрахунок параметрів силової частини STATCOM .....	69
3.3	Додаткове обладнання системи регулювання.....	73
3.3.1	Цифрові регулятори РПН трансформаторів.....	73
3.3.2	Батареї статичних конденсаторів (БСК) .....	76
3.4	Система керування та моніторингу.....	77
3.4.1	Інтеграція в SCADA підстанції.....	77
3.4.2	Кібербезпека системи керування.....	79
3.5	Економічне обґрунтування.....	80
3.6	Розрахунок уставок РПН трансформаторів підстанції.....	82
3.6.1	Вихідні дані для розрахунку .....	82
3.6.2	Розрахунок діапазону регулювання напруги .....	82
3.6.3	Розрахунок уставок регулятора напруги .....	83
3.6.4	Алгоритм роботи автоматичного регулятора РПН.....	84
3.7	Розрахунок уставок системи регулювання реактивної потужності STATCOM.....	84

3.7.1 Вихідні дані та потреба в компенсації .....	84
3.7.2 Розрахунок параметрів регулятора Q-control .....	85
3.7.3 Розрахунок параметрів регулятора U-control .....	85
3.8 Розрахунок уставок регулювання реактивної потужності вітрогенераторів	90
3.8.1 Параметри вітрової електростанції .....	91
3.8.2 Режим $\cos \varphi$ -control .....	91
3.8.3 Режим Q(U) — статична характеристика .....	92
3.8.4 Розподіл уставок між турбінами.....	92
3.8.5 Розрахунок втрат при регулюванні Q .....	92
3.9 Координація систем регулювання .....	93
3.10 Функція LVRT та її параметри .....	93
3.10.1 Вимоги Grid Code до LVRT .....	94
3.10.2 Розрахунок підтримуючої реактивної потужності .....	94
3.11 Приклади розрахунку характерних режимів роботи.....	94
3.11.1 Режим максимального навантаження без генерації ВЕС .....	95
3.11.2 Критичний режим: мінімум навантаження з максимумом ВЕС .....	95
3.11.3 Збалансований режим .....	95
3.11.4 Порівняльна таблиця режимів .....	95
3.12 Аналіз перехідних процесів при зміні режимів .....	95
3.12.1 Перехідний процес при ступінчастій зміні навантаження.....	95
3.12.2 Перехідний процес при різкій зміні генерації ВЕС.....	95
3.12.3 Оцінка запасу стійкості системи регулювання .....	96
3.12.4 Вплив часових констант на динаміку системи .....	96
Висновки до розділу 3 .....	96
<b>4 РОЗРОБЛЕННЯ МАРКЕТИНГОВОЇ ПРОГРАМИ            СТАРТАП-ПРОЕКТУ .....</b>	<b>99</b>
4.1 Визначення ключових переваг концепції потенційного товару .....	99
4.2 Опис трьох рівнів моделі товару .....	101
4.2.1 Товар за задумом.....	101
4.2.2 Товар у реальному виконанні .....	103

4.2.3 Товар із підкріпленням .....	105
4.2.4 Захист від копіювання .....	106
4.3 Визначення меж встановлення ціни .....	106
4.3.1 Аналіз цін на товари-замінники та аналоги .....	107
4.3.2 Економічний ефект для клієнта .....	107
4.3.3 Цінова модель .....	108
4.4 Формування системи збуту .....	108
4.4.1 Специфіка закупівельної поведінки цільових клієнтів .....	109
4.4.2 Оптимальна система збуту .....	109
4.4.3 Процес продажу .....	110
4.4.4 План продажів .....	111
4.5 Концепція маркетингових комунікацій .....	111
4.5.1 Аналіз поведінки цільової аудиторії .....	111
4.5.2 Позичонування та ключові меседжі .....	112
4.5.3 Структура маркетингового бюджету .....	113
4.5.4 Метрики ефективності .....	113
Висновки до розділу 4 .....	113
<b>5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....</b>	<b>115</b>
5.1 Технічні характеристики і вибір місць розміщення нового енергетичного устаткування .....	116
5.2 Визначення та оцінка показників умов праці на робочих місцях .....	118
5.3 Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників.....	119
5.4 Розробка і розрахунок технічних та організаційних заходів з охорони праці .....	120
5.5 Вибір засобів індивідуального захисту .....	121
5.6 Вибір технічних та організаційних заходів для унеможливлення і ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій .....	123
5.7 Розрахунок параметрів захисного заземлення системи регулювання.....	125
Висновки до розділу 5 .....	127
<b>ВИСНОВКИ.....</b>	<b>129</b>

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	131
ДОДАТОК А Розрахунок струмів короткого замикання та вибір обладнання	134
ДОДАТОК Б Теплова та електродинамічна стійкість обладнання .....	136
ДОДАТОК В Моделювання ВЕС .....	137
ДОДАТОК Г Детальний опис моделі товару .....	140
ДОДАТОК Д Деталізація цінової моделі .....	142
ДОДАТОК Е Розрахунки струмів короткого замикання .....	144
ДОДАТОК Є Перевірка обладнання на стійкість.....	146

## ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ І УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АРЗ	– автоматичне регулювання збудження
АРН	– автоматичне регулювання напруги
БСК	– батарея статичних конденсаторів
ВЕС	– вітрова електростанція
ВН	– висока напруга
ЕЕС	– електроенергетична система
КЗ	– коротке замикання
ЛЕП	– лінія електропередачі
МСЗ	– максимальний струмовий захист
НН	– низька напруга
ПС	– підстанція
РЗА	– релейний захист та автоматика
РПН	– регулювання під навантаженням
DFIG	– doubly-fed induction generator (асинхронний генератор з подвійним живленням)
ENTSO-E	– European Network of Transmission System Operators for Electricity
FACTS	– Flexible AC Transmission Systems (гнучкі системи передачі змінного струму)
IRR	– internal rate of return (внутрішня норма дохідності)
LVRT	– Low Voltage Ride Through (здатність проходження провалів напруги)
NPV	– net present value (чиста приведена вартість)
PMSG	– permanent magnet synchronous generator (синхронний генератор на постійних магнітах)
SCADA	– Supervisory Control and Data Acquisition
SCIG	– squirrel cage induction generator (асинхронний генератор з короткозамкненим ротором)
SLA	– Service Level Agreement (угода про рівень обслуговування)
STATCOM	– Static Synchronous Compensator (статичний синхронний компенсатор)
SVC	– Static VAR Compensator (статичний компенсатор реактивної потужності)

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Сучасний етап розвитку електроенергетики України характеризується активною інтеграцією відновлюваних джерел енергії, зокрема вітрових електростанцій (ВЕС), до об'єднаної енергосистеми. Станом на 2024 рік загальна встановлена потужність ВЕС в Україні перевищує 1,5 ГВт, при цьому значна частина цієї потужності підключена до електричних мереж напругою 35-330 кВ через розподільчі підстанції.

Синхронізація об'єднаної енергосистеми України з європейською мережею ENTSO-E у 2022 році створила нові вимоги до якості регулювання напруги та реактивної потужності на підстанціях з підключеними ВЕС. Нестабільність вітрової генерації призводить до значних коливань напруги, що загрожує надійності електропостачання споживачів та стабільності роботи енергосистеми в цілому.

Особливої актуальності набуває проблема регулювання напруги на підстанціях 110/10 кВ, які є ключовими вузлами розподільчих мереж. Традиційні засоби регулювання, такі як РПН трансформаторів та батареї статичних конденсаторів, не забезпечують необхідної швидкодії для компенсації швидких змін потужності ВЕС. Це обумовлює необхідність застосування сучасних пристроїв гнучкої передачі змінного струму (FACTS), зокрема статичних синхронних компенсаторів (STATCOM).

Вимоги Grid Code ENTSO-E до підключення генеруючих установок на базі відновлюваних джерел енергії передбачають обов'язкове регулювання реактивної потужності в діапазоні  $\pm 0,33 P_{ном}$  з швидкістю менше 1 секунди, підтримку функції LVRT (Low Voltage Ride Through) при провалах напруги до  $0,15 U_{ном}$ , а також можливість роботи в режимах Q-control, U-control та Q(U). Виконання цих вимог потребує комплексного підходу до проектування систем регулювання.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.** Магістерська дисертація виконана на кафедрі «Управління, захист та автоматизація енергосистеми» Національного технічного університету України

«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» відповідно до пріоритетних напрямів розвитку науки і техніки в галузі енергетики та енергоефективності.

**Мета і задачі дослідження.** Метою роботи є підвищення надійності та якості електропостачання споживачів підстанції 110/10 кВ шляхом розроблення комплексної системи регулювання напруги та реактивної потужності в умовах підключення вітрової електростанції.

**Об'єкт дослідження** – підстанція 110/10 кВ з підключеною вітровою електростанцією потужністю 30 МВт в нормальних та аварійних режимах роботи.

**Предмет дослідження** – система регулювання напруги та реактивної потужності на базі статичного синхронного компенсатора (STATCOM) та координованого керування РПН трансформаторів, БСК та інверторів ВЕС.

**Методи дослідження.** У роботі використано методи математичного та комп'ютерного моделювання електроенергетичних систем, методи розрахунку усталених режимів та перехідних процесів, методи аналізу якості електроенергії. Моделювання виконано в програмному середовищі DIgSILENT PowerFactory.

**Наукова новизна одержаних результатів.** Удосконалено методику комплексного регулювання напруги та реактивної потужності на підстанціях з підключеними ВЕС, яка, на відміну від існуючих, передбачає багаторівневу ієрархічну структуру з чітким розподілом функцій між STATCOM (швидкодія 5-20 мс), інверторами ВЕС (0,5-1 с), БСК (1-3 с) та РПН (30-90 с), що забезпечує координоване регулювання на всіх часових масштабах без взаємних конфліктів між рівнями.

**Практичне значення одержаних результатів.** Розроблена система регулювання напруги та реактивної потужності може бути використана при проектуванні та модернізації підстанцій 110/10 кВ з підключенням вітрових електростанцій потужністю 20-50 МВт в умовах України. Технічні рішення забезпечують виконання вимог Grid Code ENTSO-E та можуть бути

масштабовані для більших потужностей ВЕС (до 100 МВт) шляхом збільшення потужності STATCOM без зміни архітектури системи.

**Апробація результатів дисертації.** Основні положення та результати роботи доповідались міжнародній науково-технічній конференції молодих учених, аспірантів і студентів «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики».

**Публікація.** Дишлюк Б.В., Лавренова Д.Л. Кластеризаці енергосистеми при підключення вітроенергетичних станцій // Міжнародний науково-технічний журнал "Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики".



## 1.2 Структура первинної мережі та обладнання

**Сторона 110 кВ.** На стороні високої напруги використана схема двох блоків «лінія-трансформатор» з вимикачами на стороні ліній. Ця схема є простою та економічною в реалізації, однак при виникненні пошкоджень як у лінії, так і у трансформаторі, обидва елементи одночасно відключаються від мережі.

Основне обладнання на стороні 110 кВ містить два силові трансформатори типу ТРДН-40000/110 з розщепленими обмотками низької напруги та примусовою циркуляцією масла. Основні характеристики трансформаторів:

- номінальна потужність кожного:  $S_T = 40$  МВА;
- номінальна напруга обмотки ВН:  $U_{ВН} = 115$  кВ;
- номінальна напруга обмотки НН:  $U_{НН} = 10,5$  кВ (розщеплена);
- напруга короткого замикання:  $U_K = 10,5\%$ ;
- втрати холостого ходу:  $P_{xx} = 34$  кВт;
- регулювання під навантаженням:  $\pm 9 \times 1,78\%$ ;
- система охолодження: ОДЦН.

Основні технічні характеристики трансформатору типу ТРДН-40000/110 наведено в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 — Паспортні дані трансформатора ТРДН-40000/110

Параметр	Значення
Номінальна потужність, кВА	40000
Номінальна напруга ВН, кВ	115
Номінальна напруга НН, кВ	10,5
Схема з'єднання обмоток	Y <sub>н</sub> /Δ-Δ-11-11
Напруга короткого замикання, %	10,5
Втрати холостого ходу, кВт	34
Втрати короткого замикання, кВт	240
Система охолодження	ОДЦН

**Сторона 10 кВ.** Збірні шини 10 кВ розділені на чотири секції для забезпечення гнучкості керування режимами роботи. Секції 1 і 2 живляться від першого трансформатора Т-1, секції 3 і 4 — від другого трансформатора Т-2. Секції розділені розсічними вимикачами ВМПЕ-10/1500. Загальна кількість відходящих ліній становить 56 фідерів.

На кожному фідері встановлені: вимикач ВМПЕ-10/630 для комутації та захисту, трансформатор струму ТПЛ-10 для вимірювання та захисту, розділювач та заземлювач.

Живлення власних потреб підстанції здійснюється від 2-ї та 3-ї секцій через вимикачі ВМП-10/630 на два трансформатори ТМ-160, які живлять системи освітлення, сигналізації, автоматики, релейного захисту, вентиляторів охолодження та обігріву.

### 1.3 Навантаження підстанції та вибір потужності трансформаторів

При відсутності резервних зв'язків по мережах низької напруги потужність кожного трансформатора визначається за формулою:

$$S_{\text{тр}} = 0,7 \cdot S_{\text{МАХ}}$$

де  $S_{\text{тр}}$  — встановлена потужність трансформатора, МВА;

$S_{\text{МАХ}}$  — максимальне навантаження на шинах НН, МВА.

Максимальне навантаження:  $S_{\text{МАХ}} = 32$  МВА. Розрахунок:

$$S_{\text{Н}} = 0,7 \times 32 = 22,4 \text{ МВА}$$

Обґрунтування вибору двох трансформаторів потужністю 40 МВА:

1. Надійність: два трансформатори забезпечують живлення при виході одного з ладу.
2. Перевантажувальна здатність: кожен може тримати 95-100% навантаження 3-4 години.
3. Температурні режими: система охолодження забезпечує стабільність.
4. Перспектива розвитку: потужність 40 МВА дозволяє розвиток на 10-15 років.

5. Економічність: оптимальний баланс капітальних та експлуатаційних витрат.

### 1.3.1 Вимикачі на стороні 110 кВ

Розрахунок робочого струму при зниженні напруги на 5%:

$$I_{\text{утж}} = S_{\text{н}} / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot 0,95) = 212,7 \text{ А}$$

Вибраний вимикач: МКП-110Б-630 — масляний вимикач з магнітним гасінням дуги. Переваги: надійна конструкція, перевірена експлуатацією, легкість обслуговування, доступність запчастин.

Розрахунки КЗ та вибір обладнання наведені в Додатку А

Таблиця 1.3 — Перевірка вимикача МКП-110Б-630

Параметр	Каталог	Вимога	Статус
$U_{\text{МАХ}}$ (кВ)	126	$\geq 115$	+
$I_{\text{НОМ}}$ (А)	630	$\geq 212,7$	+
$I_{\text{ОТКЛ}}$ (кА)	20	$\geq 5,7$	+
$i_{\text{ДИН}}$ (кА)	52	$\geq 13,2$	+
$t_{\text{ОТКЛ}}$ (с)	0,08	—	—

Перевірка термічної стійкості:

$$B_{\text{К.РОЗР}} = 5,7^2 \cdot 0,14 = 4,55 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < B_{\text{К.КАТ}} = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

### 1.3.2 Вимикачі на стороні 10 кВ

Потужність навантаження  $S_{\text{н}} = 1,12$  МВА. Робочий струм:

$$I_{\text{утж}} = 1120 / (\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,95) = 64,8 \text{ А}$$

Вибраний вимикач: ВМПЕ-10-630 — маломасляний вимикач з електромагнітним приводом. Переваги: компактність, простота керування, економічність.

Таблиця 1.4 — Перевірка вимикача ВМПЕ-10-630

Параметр	Каталог	Вимога	Статус
$U_{НОМ}$ (кВ)	10	$\approx 10,5$	+
$I_{НОМ}$ (А)	630	$\geq 64,8$	+
$I_{ОТКЛ}$ (кА)	20	$\geq 15,0$	+
$i_{ДИН}$ (кА)	64	$\geq 34,3$	+

Перевірка термічної стійкості:

$$B_{К.РОЗР} = 15^2 \cdot 0,16 = 36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < B_{К.КАТ} = 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Розрахунки термічної стійкості наведені у Додатку Б.

### 1.3.3 Роз'єднувачі

**Роз'єднувачі 110 кВ:** РНДЗ 2-СК-110/1000У1

Таблиця 1.5 — Перевірка роз'єднувача 110 кВ

Параметр	Каталог	Вимога	Статус
$U_{НОМ}$ (кВ)	110	= 110	+
$I_{НОМ}$ (А)	1000	$\geq 212,7$	+
$i_{МАХ}$ (кА)	80	$\geq 13,2$	+

**Роз'єднувачі 10 кВ:** РВЗ-10/630

Таблиця 1.6 — Перевірка роз'єднувача 10 кВ

Параметр	Каталог	Вимога	Статус
$U_{МАХ}$ (кВ)	12	$\geq 10,5$	+
$I_{НОМ}$ (А)	630	$\geq 64,8$	+
$i_{МАХ}$ (кА)	52	$\geq 34,3$	+

### 1.3.4 Вимірювальні трансформатори струму

Призначення: зменшення первинного струму до 1-5 А, гальванічна розв'язка, живлення захисту та вимірювання.

Типи ТС на підстанції: ТПЛ-10, ТПШЛ-10 3000/5, ТПОЛ-10 1000/5, ТПД-10, ТВПМ-300/5.

Вибраний для фідерів: ТПОЛ-10 1000/5

Таблиця 1.7 — Параметри трансформатора струму ТПОЛ-10

Параметр	Значення
Первинний струм, А	1000
Коефіцієнт трансформації	1000/5
Клас точності	0,5S

Продовження таблиці 1.7

Параметр	Значення
Гранична кратність	20
Термічна стійкість	36

#### 1.4 Система релейного захисту та автоматики

Система РЗА забезпечує: захист від КЗ (МСЗ), захист від перевантаження, захист від замикань на землю, диференціальний захист трансформаторів, АПВ, синхронізм.

##### 1.4.1 Захист сторони 110 кВ

**МСЗ першого ступеня:**  $I_1 = 1,3 \cdot I_{ном}$ ,  $t_1 = 0,5-1,0$  с — захист від перевантажень.

**МСЗ другого ступеня:**  $I_2 = 2,5 \cdot I_{ном}$ ,  $t_2 = 0,3-0,5$  с — КЗ на 50-70% довжини ЛЕП.

**МСЗ третього ступеня:**  $I_3 = 5,0 \cdot I_{ном}$ ,  $t_3 = 0,08-0,15$  с — близьке КЗ.

Додатково: диференціальний захист лінії, захист від замикань на землю, пристрої синхронізму.

##### 1.4.2 Захист сторони 10 кВ

**МСЗ на фідерах:**  $I_1 = 1,5 \cdot I_{ном}$ ,  $t_1 = 1,5-2,0$  с;  $I_3 = 3-5 \cdot I_{ном}$ ,  $t_3 = 0,08-0,15$  с.

**Захист від замикань на землю:**  $I_0 = 0,3-0,5$  А,  $t_0 = 2,0-3,0$  с.

АПВ — автоматичне повторне включення після КЗ.

### 1.4.3 Селективність захисту

Селективність по струму:

$$I_{1\text{лінія}} = 1,3 \cdot 630 = 819 \text{ А}$$

$$I_{1\text{трансф}} = 1,5 \cdot 630 = 945 \text{ А} > I_{1\text{лінія}}$$

Селективність по часу забезпечується ступеневим принципом з витримками часу.

### Висновки до розділу 1

У даному розділі виконано комплексний технічний опис та аналіз підстанції 110/10 кВ, призначеної для живлення споживачів першої та другої категорій надійності.

#### Основні результати:

1. Виконано аналіз структури підстанції: двомісна схема живлення від ДТЕЦ №1 та ДТЕЦ №2, два трансформатори ТРДН-40000/110, чотирьохсекційна система шин 10 кВ з 56 фідерами.
2. Розраховано струми КЗ (Додаток Е): на шинах 10 кВ  $I_{П1} = 15 \text{ кА}$ ,  $i_{y1} = 34,3 \text{ кА}$ ; на шинах 110 кВ  $I_{П2} = 5,7 \text{ кА}$ ,  $i_{y2} = 13,2 \text{ кА}$ .
3. Обрано та перевірено обладнання: вимикачі МКП-110Б-630 та ВМПЕ-10-630, роз'єднувачі РНДЗ-110/1000У1 та РВЗ-10/630, трансформатори струму ТПОЛ-10 1000/5.
4. Перевірено теплову та електродинамічну стійкість обладнання (Додаток Є). Розраховано температурні режими трансформаторів.

Все вибране обладнання задовольняє вимогам термічної та електродинамічної стійкості, забезпечує надійну та безпечну роботу підстанції в нормальних та аварійних режимах.

## 2 РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ ТА РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ НА ПІДСТАНЦІЇ 110/10 КВ. ЗМІНА ПАРАМЕТРІВ ПРИ ПІДКЛЮЧЕННІ ВЕС

### 2.1 Основи регулювання напруги в електричних мережах

Регулювання напруги є одним із найважливіших завдань в електроенергетичних системах, що безпосередньо впливає на надійність електропостачання, ефективність роботи обладнання та якість електричної енергії. Згідно з ДСТУ EN 50160:2014, напруга у точках приєднання споживачів повинна перебувати в межах  $\pm 10\%$  від номінального значення протягом не менше 95% тижневого інтервалу часу.

Фізична сутність процесу регулювання напруги полягає в управлінні балансом реактивної потужності в мережі. Відхилення напруги в будь-якому вузлі енергосистеми визначається співвідношенням між активною (P) та реактивною (Q) потужністю, що протікає через опір лінії електропередачі. Залежність зміни напруги від параметрів мережі описується наближеним виразом:

$$\Delta U \approx (P \cdot R + Q \cdot X) / U_{ном}$$

де R і X – активна та реактивна складові опору мережі відповідно;  $U_{ном}$  – номінальна напруга мережі.

Для мереж середньої напруги (6-35 кВ) переважає реактивний опір, тому втрати напруги визначаються переважно потоком реактивної потужності. У мережах високої напруги (110 кВ і вище) співвідношення X/R зростає до 3-5, що ще більше посилює вплив реактивної потужності на рівень напруги.

Точніший розрахунок зміни напруги в лінії можна виконати за формулою:

$$\Delta U = (P \cdot R + Q \cdot X) / U_{ном} + (P \cdot X - Q \cdot R) / 2U_{ном}^2$$

де другий доданок враховує поперечну складову падіння напруги. Однак у більшості практичних розрахунків цим доданком можна знехтувати через його малу величину.

Підтримання оптимального рівня напруги необхідне з кількох причин:

- 1) Забезпечення нормальних умов роботи споживачів. Більшість електроприймачів розраховані на роботу при номінальній напрузі. Відхилення напруги призводить до зниження ефективності, погіршення техніко-економічних показників, прискореного зносу обладнання. Наприклад, при зниженні напруги на 10% потужність асинхронних двигунів зменшується на 19-20%, а при підвищенні на 10% струм намагнічування трансформаторів зростає на 30-40%.
- 2) Зменшення втрат електроенергії. При зниженні напруги зростають струми в мережі, що призводить до підвищення втрат потужності, пропорційних квадрату струму ( $\Delta P = 3I^2R$ ). Підвищення напруги понад номінальне також збільшує втрати у сталі трансформаторів та реактивних елементах. Існує оптимальний рівень напруги, при якому сумарні втрати в мережі мінімальні.
- 3) Забезпечення статичної та динамічної стійкості енергосистеми. Глибокі просідання напруги можуть призвести до порушення стійкості роботи синхронних двигунів, асинхронних електродвигунів, систем збудження генераторів. Критичним є рівень напруги 0,7-0,75 Uном, при якому можливе лавиноподібне зниження напруги через збільшення споживання реактивної потужності.
- 4) Дотримання нормативних вимог щодо якості електроенергії відповідно до національних та міжнародних стандартів. Згідно з Grid Code ENTSO-E, до якого Україна приєдналась у 2022 році, оператори мереж повинні забезпечувати підтримання напруги у визначених межах навіть при змінах генерації та навантаження.

5) Забезпечення електромагнітної сумісності. Відхилення та коливання напруги можуть негативно впливати на роботу чутливого електронного обладнання, систем автоматики, засобів зв'язку та інформаційних технологій.

В електричних мережах розрізняють два основних види регулювання напруги:

**Централізоване (автоматичне) регулювання** – здійснюється на електростанціях за допомогою автоматичних регуляторів збудження (АРЗ) синхронних генераторів та на підстанціях через пристрої автоматичного регулювання напруги трансформаторів (АРН). Централізоване регулювання забезпечує підтримання заданого рівня напруги в ключових вузлах енергосистеми.

**Місцеве регулювання** – виконується в розподільних мережах за допомогою пристроїв компенсації реактивної потужності (конденсаторні батареї, синхронні компенсатори, FACTS-пристрої), регулювальних трансформаторів і автотрансформаторів.

Ефективна система регулювання напруги повинна забезпечувати:

- підтримання напруги у всіх вузлах мережі в допустимих межах при різних режимах роботи (максимального, мінімального та післяаварійного навантаження);
- мінімізацію втрат електроенергії в мережі;
- забезпечення стійкості енергосистеми;
- оптимальний розподіл реактивної потужності між джерелами;
- координацію роботи різних засобів регулювання.

## **2.2 Вплив підключення ВЕС на режими напруги та реактивної потужності підстанції 110/10 кВ**

Підключення вітрових електростанцій до підстанцій 110/10 кВ суттєво змінює режими роботи електричної мережі. Ці зміни обумовлені специфічними

характеристиками вітрогенераторів та нестабільністю первинного джерела енергії – вітру.

### 2.2.1 Зміна потоків потужності в мережі

До підключення ВЕС підстанція 110/10 кВ працює в типовому режимі споживача: активна та реактивна потужність надходять з мережі 110 кВ через трансформатори до споживачів на стороні 10 кВ. Напрямок потоків потужності – від високої напруги до низької.

Після підключення ВЕС потужністю, порівнянною з навантаженням підстанції, виникає кілька нових режимів:

Режим 1: Генерація ВЕС менша за навантаження ( $P_{ВЕС} < P_{навант}$ )

Підстанція продовжує споживати потужність з мережі 110 кВ, але в меншій кількості. Дефіцит потужності становить  $P_{навант} - P_{ВЕС}$ . Напрямок потоків залишається традиційним, але їх величина зменшується. Втрати в трансформаторах та лініях знижуються.

Режим 2: Генерація ВЕС дорівнює навантаженню ( $P_{ВЕС} \approx P_{навант}$ )

Підстанція працює в балансі – генерація ВЕС повністю покриває місцеве навантаження. Потік активної потужності через трансформатори близький до нуля (залишаються лише втрати). Однак потік реактивної потужності залежить від типу генераторів ВЕС та наявності компенсуючих пристроїв.

Режим 3: Генерація ВЕС перевищує навантаження ( $P_{ВЕС} > P_{навант}$ )

Виникає зворотний потік активної потужності – від низької напруги до високої. Надлишок потужності  $P_{ВЕС} - P_{навант}$  видається в мережу 110 кВ. Це призводить до підвищення напруги на шинах 10 кВ та потребує регулювання РПН трансформаторів.

Особливо критичним є режим 3 при мінімальному навантаженні (нічні години, вихідні дні) та максимальній генерації ВЕС (сильний вітер). У таких випадках

напруга на шинах 10 кВ може підвищитись до 11-11,5 кВ, що перевищує допустимі відхилення (+10%). Це вимагає:

- регулювання РПН трансформаторів у бік зниження коефіцієнта трансформації;
- споживання реактивної потужності для зниження напруги;
- обмеження генерації ВЕС (curtailment) як крайній захід.

### **2.2.2 Вплив на баланс реактивної потужності**

Споживання/генерація реактивної потужності ВЕС залежить від типу генераторів:

#### **Асинхронні генератори з короткозамкненим ротором (SCIG)**

Завжди споживають реактивну потужність для створення обертового магнітного поля. Споживання становить 30-60% від активної потужності. При потужності ВЕС 50 МВт споживання реактивної потужності може сягати 15-30 МВар. Це призводить до зниження напруги в мережі та вимагає компенсації за допомогою БСК або STATCOM.

#### **Асинхронні генератори з подвійним живленням (DFIG)**

Найпоширеніший тип у сучасних ВЕС (60-70% світового ринку). Через перетворювач у колі ротора можуть регулювати реактивну потужність в діапазоні  $\pm 30\%$  від номінальної активної потужності. Коефіцієнт потужності може змінюватись від 0,9 відставання до 0,9 випередження. При потужності 50 МВт DFIG може генерувати до 15 МВар або споживати до 15 МВар реактивної потужності залежно від уставок контролера.

#### **Синхронні генератори з постійними магнітами (PMSG) з повнопотужним перетворювачем**

Найсучасніший тип, частка якого зростає (особливо в офшорних ВЕС). Повнопотужний перетворювач забезпечує повну розв'язку генератора від мережі. Можливості регулювання реактивної потужності обмежені лише потужністю інвертора. Зазвичай діапазон становить  $\pm 40\% \dots \pm 50\%$  від номінальної

активної потужності. При номінальній активній потужності 50 МВт PMSG може генерувати до 20-25 МВар реактивної потужності.

Крім генераторів, споживачами реактивної потужності є:

- трансформатори ВЕС (0,35-0,70/10 кВ) – споживають 2-5% реактивної потужності від номінальної;
- кабельні лінії від турбін до збірної підстанції ВЕС – споживають реактивну потужність пропорційно довжині та струму навантаження (для 10 км кабелю 10 кВ при струмі 500 А споживання становить близько 1-2 МВар);
- повітряна лінія від ВЕС до підстанції 110/10 кВ – може генерувати реактивну потужність через ємнісний ефект (для лінії 35 кВ довжиною 20 км генерація становить 2-4 МВар).

Сумарний баланс реактивної потужності визначає напругу в точці підключення ВЕС до підстанції 110/10 кВ. Grid Code України та ENTSO-E вимагають, щоб ВЕС забезпечувала коефіцієнт потужності в точці підключення не нижче 0,95 (індуктивний або ємнісний) при всіх режимах роботи від 20% до 100% потужності.

### **2.2.3. Коливання напруги та фліккер**

Одним з найбільш проблемних наслідків підключення ВЕС є коливання напруги, спричинені змінністю вітру. Розрізняють кілька типів коливань:

**Повільні коливання (періодом 10-60 хвилин)** – пов'язані зі зміною середньої швидкості вітру через фронти атмосферного тиску. Амплітуда зміни потужності може сягати 30-50% номінальної. Такі коливання можуть компенсуватися РПН трансформаторів.

**Швидкі коливання (періодом 1-10 хвилин)** – викликані проходженням хмар або локальними метеоявищами. Зміна потужності 10-20% за 1-2 хвилини. РПН не встигає відреагувати через часову затримку (30-90 с), потрібні БСК або STATCOM.

**Дуже швидкі коливання (періодом 1-60 секунд)** – пов'язані з турбулентністю вітрового потоку, ефектом вежової тіні (tower shadow), взаємодією між турбінами у вітропарку. Амплітуда 2-5%, але висока частота. Можуть викликати фліккер – видиме мерехтіння ламп освітлення.

Фліккер оцінюється показниками Pst (короткочасний фліккер, вимірюється за 10 хвилин) та Plt (довгочасний фліккер, за 2 години) і залежить від частоти (рис.2.1). Згідно з ДСТУ EN 50160, в мережах середньої напруги Plt не повинен перевищувати 1,0 протягом 95% тижня.

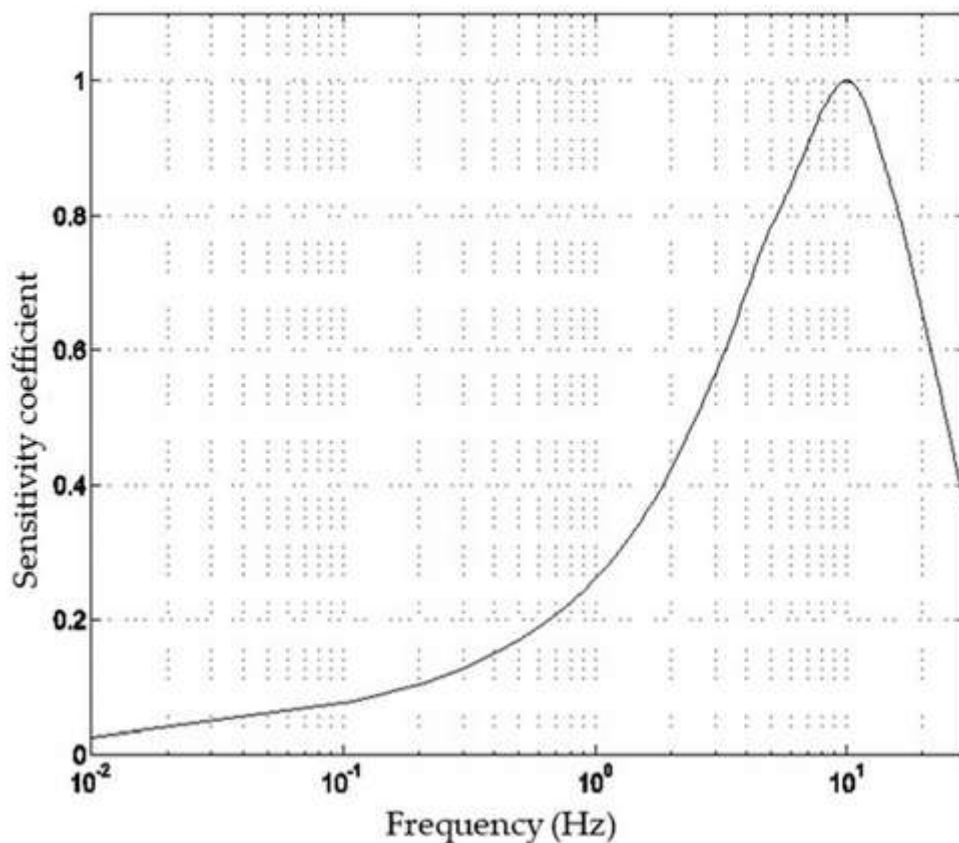


Рисунок 2.1 - Коефіцієнт чутливості флікера

Для зменшення фліккера застосовуються:

- система керування тангажем (pitch control) лопатей турбін з високою швидкістю (1-2°/с);
- STATCOM з функцією згладжування коливань напруги;

- системи зберігання енергії (BESS) для компенсації короточасних змін потужності;
- підключення до "жорсткої" точки мережі з малим опором короткого замикання. Величина коливань напруги визначається відношенням потужності ВЕС до потужності короткого замикання в точці підключення ( $S_{K3}$ ). Рекомендується, щоб  $S_{BES} / S_{K3}$  не перевищувало 0,1-0,15 для забезпечення прийняттого рівня фліккера (рис. 2.1).

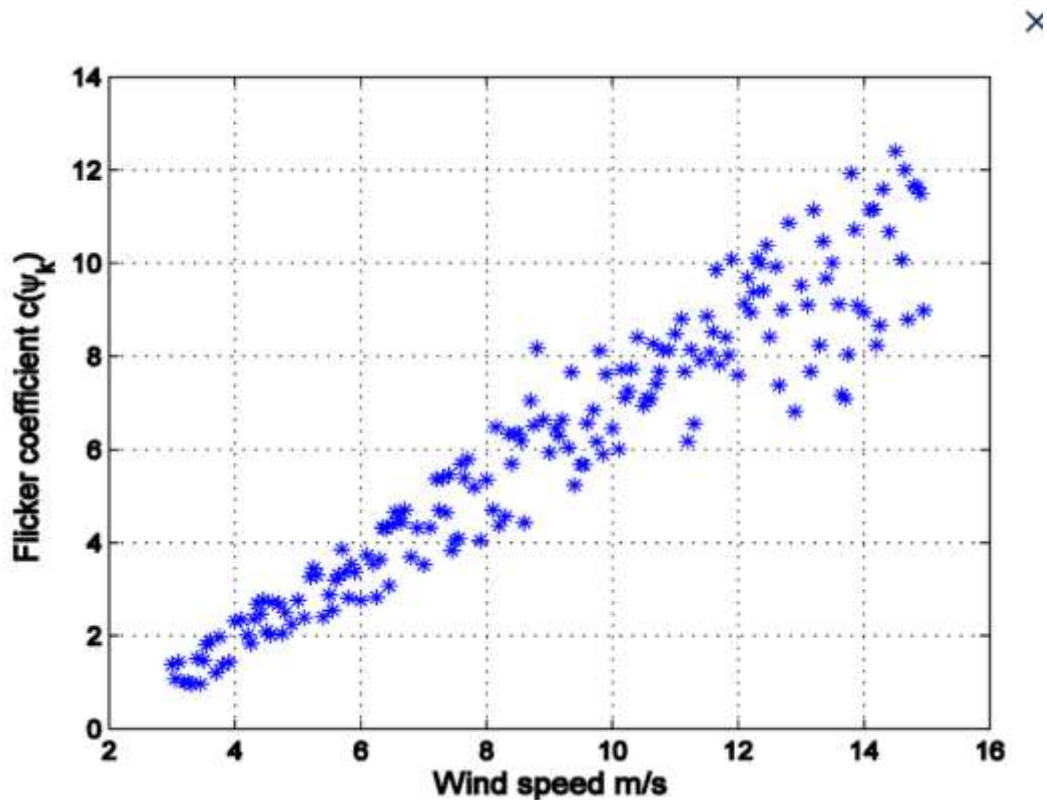


Рисунок 2.2 - Коефіцієнт мерехтіння  $c(\Psi_k)$  до швидкості вітру при  $\Psi_k = 30^\circ$

#### 2.2.4. Гармонічні спотворення

Сучасні вітрові турбіни використовують силові електронні перетворювачі (інвертори) для підключення до мережі. Ці перетворювачі генерують вищі гармоніки струму та напруги, що погіршує якість електроенергії.

Типовий спектр гармонік від вітрових турбін:

- домінуючі гармоніки: 5-та (250 Гц), 7-ма (350 Гц), 11-та (550 Гц), 13-та (650 Гц);
- високочастотні гармоніки (до 2 кГц) від широтно-імпульсної модуляції інверторів;
- інтергармоніки (нецілочислові кратності основної частоти) через змінну швидкість обертання турбін.

Сумарний коефіцієнт гармонічних спотворень (THD) для окремої турбіни зазвичай становить 3-5%. Однак при підключенні великої кількості турбін до однієї підстанції гармоніки можуть підсумовуватись, особливо якщо всі турбіни працюють синхронно.

Згідно з ДСТУ EN 50160, THD напруги в мережах середньої напруги не повинен перевищувати 8% протягом 95% тижня. Окремі непарні гармоніки обмежені: 5-та < 6%, 7-ма < 5%, 11-та < 3,5%, 13-та < 3%.

Наслідки підвищеного рівня гармонік:

- додаткові втрати в трансформаторах, кабелях, конденсаторних батареях;
- перегрів обладнання через скін-ефект та додаткові втрати в сталі;
- резонансні перенапруги при взаємодії з ємністю кабелів та БСК;
- помилкові спрацювання релейного захисту;
- перешкоди в системах зв'язку та автоматики;
- зменшення терміну служби конденсаторів.

Заходи для обмеження гармонік:

- використання сучасних інверторів з багаторівневою топологією та високою частотою ШІМ (> 5 кГц);
- встановлення пасивних LC-фільтрів, налаштованих на домінуючі гармоніки (зазвичай 5-та та 7-ма);
- використання STATCOM з функцією активної фільтрації гармонік;

- розподіл турбін на кілька груп з різними частотами ШІМ для зменшення синхронізації гармонік;
- встановлення фільтруючих дроселів на виході інверторів турбін.

### **2.2.5. Вплив на роботу РПН трансформаторів**

Підключення ВЕС суттєво змінює роботу пристроїв РПН трансформаторів підстанції 110/10 кВ:

**Збільшення кількості перемикачів.** До підключення ВЕС РПН зазвичай виконує 2-5 перемикачів на добу, реагуючи на плавні добові зміни навантаження. Після підключення ВЕС кількість перемикачів може зрости до 10-20 на добу через змінність генерації. Це призводить до прискореного зносу механізму РПН та необхідності частішого технічного обслуговування.

**Коливальні режими.** При неправильному налаштуванні часових затримок АРН можливі коливальні процеси: РПН підвищує відпайку → напруга зростає → через деякий час знову знижується через зміну генерації ВЕС → РПН знижує відпайку → цикл повторюється. Для уникнення потрібно збільшити часову затримку АРН до 60-120 с та зону нечутливості до 2-3%.

**Необхідність координації з компенсуючими пристроями.** При наявності БСК або STATCOM на підстанції необхідна координація їх роботи з РПН. Зазвичай швидкодіючі пристрої (STATCOM, БСК) реагують першими на зміни напруги, а РПН підключається лише якщо вони не можуть забезпечити нормалізацію напруги.

**Зміна діапазону регулювання.** При зворотних потоках потужності (РВЕС > Рнавант) РПН може працювати в нетиповому діапазоні відпайок. Якщо раніше використовувались відпайки +3...+9, то з ВЕС можуть знадобитись відпайки -3...-9 для зниження напруги.

Рекомендації щодо налаштування РПН при підключенні ВЕС:

- збільшення часової затримки до 90-120 с;

- розширення зони нечутливості до  $\pm 2,5\%$ ;
- обмеження кількості перемикачів (не більше 15 на добу);
- встановлення пріоритету дій (спочатку БСК/STATCOM, потім РПН);
- застосування адаптивного регулювання з урахуванням прогнозу вітру;
- використання цифрових АРН з можливістю координованого керування кількома трансформаторами.

### **2.2.6. Зміна втрат електроенергії**

Підключення ВЕС може як збільшити, так і зменшити втрати електроенергії в мережі підстанції 110/10 кВ залежно від режиму роботи:

**Зменшення втрат** відбувається, коли генерація ВЕС покриває місцеве навантаження (режим 1 та 2). Потік потужності через трансформатори зменшується, відповідно знижуються втрати в обмотках ( $\Delta P \sim I^2$ ). При зменшенні потужності вдвічі втрати знижуються вчетверо. Додатково зменшуються втрати в лініях електропередачі 110 кВ.

**Збільшення втрат** можливе при зворотних потоках (режим 3) через:

- додаткові втрати від вищих гармонік (на 10-20% вищі ніж при синусоїдальному струмі);
- втрати від циркуляції реактивної потужності при неоптимальному регулюванні;
- втрати в перетворювачах ВЕС (1-2% від передаваної потужності);
- втрати в додатковому обладнанні (STATCOM, БСК).

Оптимізація втрат досягається:

- мінімізацією перетоків реактивної потужності через правильне налаштування Q-контролерів ВЕС;
- відключенням одного з паралельних трансформаторів при малих навантаженнях;

- оптимальним вибором напруги на шинах 10 кВ (зазвичай 10,5-10,7 кВ);
- використанням високоефективних трансформаторів класу А0 або АА0;
- застосуванням систем оптимального керування режимами на базі прогнозування генерації та навантаження.

### **2.3 Вимоги Grid Code до підключення ВЕС та регулювання напруги**

З 2022 року Україна є членом ENTSO-E, що передбачає виконання вимог європейського Grid Code (Кодексу мережі) для всіх нових генеруючих потужностей, включаючи вітрові електростанції. Ці вимоги регламентують технічні характеристики генераторів, можливості регулювання напруги та реактивної потужності, а також поведінку при порушеннях в мережі.

#### **2.3.1 Вимоги до регулювання реактивної потужності**

Згідно з Grid Code ENTSO-E (Network Code on Requirements for Generators - RfG), вітрові електростанції типу С та D (потужністю понад 12 МВт для наземних та понад 0,8 МВт для офшорних) повинні забезпечувати наступні можливості регулювання реактивної потужності:

##### **Діапазон регулювання Q при номінальній активній потужності:**

- для ВЕС типу С (12-75 МВт): від  $-0,33 P_{ном}$  до  $+0,33 P_{ном}$  (що відповідає  $\cos \phi$  від 0,95 індуктивний до 0,95 ємнісний);
- для ВЕС типу D (понад 75 МВт): від  $-0,40 P_{ном}$  до  $+0,40 P_{ном}$  (що відповідає  $\cos \phi$  від 0,93 індуктивний до 0,93 ємнісний).

Наприклад, ВЕС потужністю 50 МВт (тип С) повинна забезпечувати регулювання реактивної потужності в діапазоні від -16,5 МВар (споживання) до +16,5 МВар (генерація) при роботі на номінальній потужності.

При зниженій активній потужності (20-100%  $P_{ном}$ ) вимоги дещо м'якші, але діапазон регулювання Q не повинен бути меншим за  $\pm 0,20 P_{ном}$ . Це означає, що навіть при потужності 20% ВЕС повинна мати можливість генерувати або споживати не менше 10 МВар (для номінальної потужності 50 МВт).

### Режими керування реактивною потужністю:

ВЕС повинна підтримувати наступні режими регулювання:

**1) Режим Q-control (Reactive Power Control)** – підтримання заданого значення реактивної потужності незалежно від напруги. Оператор системи (НЕК "Укренерго") задає уставку  $Q_{ref}$ , яку ВЕС повинна підтримувати з точністю  $\pm 5\%$  від  $P_{ном}$ . Цей режим використовується для планового керування потоками реактивної потужності в магістральних мережах.

**2) Режим U-control (Voltage Control)** – автоматичне регулювання реактивної потужності для підтримання заданої напруги в точці підключення. Це аналог роботи синхронного генератора з автоматичним регулятором збудження. Статизм (droop) встановлюється в межах 2-7%, що означає зміну реактивної потужності на 100% при відхиленні напруги на 2-7%.

**3) Режим  $\cos \phi$ -control (Power Factor Control)** – підтримання заданого коефіцієнта потужності незалежно від активної потужності. Наприклад, при уставці  $\cos \phi = 0,95$  інд., ВЕС повинна споживати реактивну потужність  $Q = P \cdot \operatorname{tg}(\arccos 0,95) \approx 0,33P$  при будь-якій активній потужності.

**4) Режим Q(U) (Reactive Power-Voltage characteristic)** – реактивна потужність змінюється залежно від напруги згідно з заданою характеристикою. При зниженні напруги ВЕС генерує реактивну потужність, при підвищенні – споживає. Це найбільш ефективний режим для локальної підтримки напруги без втручання диспетчера.

Типова характеристика Q(U) має мертву зону  $\pm 3-5\%$  навколо номінальної напруги, де реактивна потужність не змінюється. При відхиленні напруги за межі мертвої зони реактивна потужність змінюється лінійно до досягнення максимального значення  $\pm Q_{max}$  при відхиленні напруги на  $\pm 10\%$ .

### Швидкодія регулювання:

ВЕС повинна забезпечувати зміну реактивної потужності від 0 до 90%  $Q_{max}$  не більше ніж за 1 секунду після отримання команди або зміни напруги. Це вимагає

використання швидкодіючих систем керування та силових перетворювачів з високою пропускнуою здатністю каналу реактивної потужності.

### 2.3.2 Вимоги до підтримання напруги при порушеннях (LVRT/HVRT)

Одна з найважливіших вимог Grid Code – здатність ВЕС залишатися підключеною до мережі при короткочасних провалах або підвищеннях напруги. Ця функція називається Fault Ride Through (FRT) і включає:

**LVRT (Low Voltage Ride Through)** – здатність витримувати провали напруги.

Згідно з Grid Code, ВЕС повинна залишатися підключеною при провалах напруги згідно з наступним профілем:

- при зниженні напруги до 0 (повне короткочасне відключення) ВЕС повинна залишатися підключеною протягом 150 мс;
- при напрузі  $0,25 U_{ном}$  – витримувати до 700 мс;
- при напрузі  $0,70 U_{ном}$  – витримувати необмежено довго;
- при напрузі  $0,90 U_{ном}$  – витримувати необмежено довго з можливістю нормальної роботи.

Під час провалу напруги ВЕС повинна генерувати максимально можливу реактивну потужність для підтримки напруги в мережі. Мінімальна вимога – генерація не менше 2% від номінального струму на кожний відсоток зниження напруги. Наприклад, при провалі напруги до  $0,5 U_{ном}$  (зниження на 50%) ВЕС повинна генерувати струм не менше 100% номінального, при провалі до  $0,25 U_{ном}$  – не менше 150%  $I_{ном}$ .

**HVRT (High Voltage Ride Through)** – здатність витримувати підвищення напруги.

ВЕС повинна залишатися підключеною при підвищенні напруги до:

- $1,20 U_{ном}$  протягом необмеженого часу;
- $1,30 U_{ном}$  протягом не менше 60 секунд.

При перенапругах ВЕС повинна споживати реактивну потужність для зниження напруги в мережі. Це досягається шляхом зменшення амплітуди вихідної напруги інвертора або переходу в індуктивний режим роботи.

Реалізація LVRT/HVRT вимагає:

- швидкодіючих систем детектування порушень ( $< 10$  мс);
- силових перетворювачів з можливістю короткочасного перевантаження (1,5-2,0 Іном);
- надійних систем захисту силових модулів від перенапруг;
- підсилених DC-ланок з додатковими конденсаторами або Crowbar-схем;
- координації з системою керування тангажем лопатей для обмеження механічних навантажень на турбіну.

### **2.3.3 Вимоги до якості електроенергії**

ВЕС не повинна погіршувати якість електроенергії в точці підключення понад допустимі межі:

#### **Гармонічні спотворення:**

- сумарний коефіцієнт гармонічних спотворень напруги THDU  $< 8\%$  (95% тижневого інтервалу);
- окремі непарні гармоніки: 5-та  $< 6\%$ , 7-ма  $< 5\%$ , 11-та  $< 3,5\%$ , 13-та  $< 3\%$ ;
- парні гармоніки  $< 1,5\%$  (їх рівень зазвичай мінімальний в сучасних перетворювачах).

#### **Фліккер (мерехтіння):**

- довгочасний показник фліккера Plt  $< 1,0$  (99% тижневого інтервалу);
- короткочасний показник Pst не повинен перевищувати 1,0 більше ніж в 5% 10-хвилинних інтервалів.

#### **Несиметрія напруги:**

- коефіцієнт несиметрії напруги зворотної послідовності  $K_{2U} < 2\%$  (95% тижневого інтервалу);
- максимальне значення  $K_{2U} < 3\%$  (100% часу).

ВЕС з сучасними трифазними інверторами зазвичай не створюють проблем з несиметрією. Однак при роботі в аварійних режимах або при несиметричних коротких замиканнях система керування повинна забезпечувати симетрування струмів.

## **2.4 Методи та засоби регулювання напруги**

Існує декілька основних методів регулювання напруги в електричних мережах, кожен з яких має свої переваги, недоліки та сферу застосування.

### **2.4.1 Регулювання напруги трансформаторами**

Трансформатори з пристроєм регулювання під навантаженням (РПН) є найпоширенішим засобом регулювання напруги на підстанціях всіх класів напруги. Принцип дії РПН полягає у зміні коефіцієнта трансформації шляхом перемикання відпайок обмотки трансформатора без його відключення від мережі.

Сучасні трансформатори класу напруги 110 кВ зазвичай мають діапазон регулювання  $\pm 9 \times 1,78\%$  ( $\pm 16\%$ ) з нейтральним положенням, що забезпечує 17 ступенів регулювання. Для підстанцій 110/10 кВ типовими є трансформатори потужністю 16-63 МВА з РПН на стороні високої напруги.

Конструктивно РПН складається з наступних основних елементів:

- регулювальної обмотки з відпайками, розташованої на магнітопроводі трансформатора;
- перемикального пристрою (перемикача відпайок), що забезпечує комутацію без розриву струму навантаження;

- приводного механізму, що здійснює механічне переміщення контактів перемикача;
- системи керування та захисту.

Процес перемикання відбувається за схемою з перехідним резистором або реактором, що обмежує струм циркуляції між відпайками. Типовий цикл перемикання включає:

- 1) Відключення від поточної відпайки та підключення до резистора;
- 2) Підключення наступної відпайки паралельно через резистор;
- 3) Відключення резистора та попередньої відпайки.

Весь процес займає 3-8 секунд залежно від типу приводу. Сучасні РПН можуть виконувати до 200-300 тисяч перемикань без капітального ремонту.

Автоматичне регулювання напруги трансформатором здійснюється за допомогою пристрою автоматичного регулювання напруги (АРН), який виконує наступні функції:

- вимірювання напруги на регульованій стороні трансформатора через вимірювальні трансформатори напруги;
- порівняння виміряного значення з заданою уставкою (зазвичай 10,5 кВ для мережі 10 кВ);
- формування керуючого сигналу для приводу РПН при виході напруги за межі зони нечутливості;
- введення часової затримки для уникнення надмірної кількості перемикань при короткочасних коливаннях напруги;
- обмеження кількості перемикань у часі для забезпечення ресурсу РПН;
- контроль технічного стану РПН (тиск масла, температура, кількість перемикань);
- передачу даних до диспетчерського центру через протоколи MEK 61850 або DNP3.

Типові параметри АРН: зона нечутливості  $\pm 1-2,5\%$ , часова затримка 30-90 секунд, обмеження – не більше 10-15 перемикань на добу. Сучасні цифрові АРН мають можливість координованого регулювання напруги кількома трансформаторами, роботи за графіком напруги залежно від часу доби та сезону року, інтеграції в систему SCADA.

Для підстанцій 110/10 кВ типовою є схема з двома трансформаторами, обладнаними РПН. При паралельній роботі трансформаторів необхідна координація їх АРН для уникнення зустрічного регулювання. Це досягається за допомогою:

- встановлення однакових уставок напруги на обох АРН;
- введення додаткової часової затримки для другого трансформатора;
- використання схем взаємної блокування;
- застосування централізованих систем управління з координацією РПН.

Переваги РПН:

- надійність та випробуваність технології;
- широкий діапазон регулювання напруги (зазвичай  $\pm 16\%$ );
- відсутність додаткових втрат потужності при регулюванні;
- можливість автоматичного регулювання;
- відносно низька вартість у порівнянні з іншими засобами регулювання;
- можливість дистанційного керування та моніторингу.

Недоліки РПН:

- обмежена швидкодія (час перемикання 5-10 секунд плюс часова затримка АРН 30-90 с);
- дискретний характер регулювання (ступінь регулювання 1,5-2%);
- обмежений механічний ресурс (зазвичай до 100-200 тисяч перемикань);

- необхідність регулярного технічного обслуговування та заміни масла в РПН (кожні 3-5 років);
- неефективність при швидких коливаннях напруги (наприклад, при підключенні ВЕС);
- можливість виникнення коливального процесу при неправильному налаштуванні АРН.

#### **2.4.2 Компенсація реактивної потужності**

Компенсація реактивної потужності є ефективним методом підвищення напруги в електричних мережах. Основними пристроями для компенсації є:

##### **а) Батареї статичних конденсаторів (БСК)**

БСК є найпростішим та найдешевшим засобом компенсації реактивної потужності. На підстанціях 110/10 кВ зазвичай встановлюються конденсаторні батареї на стороні 10 кВ потужністю від 1,8 до 10,8 МВар. Батареї можуть бути нерегульованими (постійно підключеними) або регульованими – з можливістю ступінчастого вмикання-вимикання секцій.

Конструктивно БСК складається з:

- силових конденсаторів, з'єднаних у зірку або трикутник;
- розрядних резисторів для розряду конденсаторів після відключення;
- комутаційної апаратури (вимикачі або контактори);
- захисної апаратури (запобіжники, реле захисту);
- струмообмежувальних реакторів для обмеження пускових струмів;
- системи автоматичного керування.

Генерована конденсаторною батареєю реактивна потужність залежить від квадрата напруги:

$$Q_C = U^2 \omega C = U^2 / X_C$$

де  $\omega$  – кутова частота мережі,  $C$  – ємність конденсаторної батареї,  $X_C$  – ємнісний опір батареї.

Ця залежність означає, що при зниженні напруги в мережі на 10% генерована БСК реактивна потужність зменшується на 19%, що частково обмежує їх ефективність у критичних режимах. Тому при виборі потужності БСК необхідно враховувати можливі відхилення напруги.

Для вітрових електростанцій, підключених до мережі 10 кВ через підстанцію 110/10 кВ, потужність БСК визначається з урахування:

- споживання реактивної потужності трансформаторами ВЕС;
- споживання реактивної потужності лінією електропередачі від ВЕС до підстанції;
- характеристики генераторів вітрових турбін (DFIG споживають реактивну потужність, PMSG з повнопотужними перетворювачами можуть її генерувати);
- вимог Grid Code щодо підтримання коефіцієнта потужності в точці підключення.

Автоматичне регулювання БСК здійснюється за допомогою пристроїв автоматичної компенсації реактивної потужності (АРКП), які вимірюють напругу та/або реактивну потужність і підключають або відключають секції конденсаторів відповідно до заданих уставок. Комутація секцій зазвичай виконується вакуумними або елегазовими вимикачами.

Типові алгоритми керування АРКП:

- 1) Регулювання за напругою – підключення секцій при зниженні напруги нижче заданої уставки (наприклад, 10,0 кВ) та відключення при підвищенні (наприклад, вище 10,8 кВ).
- 2) Регулювання за коефіцієнтом потужності – підтримання  $\cos \phi$  в заданих межах (зазвичай 0,92-0,95 індуктивний).

- 3) Регулювання за реактивною потужністю – мінімізація перетоку реактивної потужності через трансформатор підстанції.
- 4) Комбіноване регулювання – одночасне врахування кількох параметрів з пріоритетами.

При підключенні секцій БСК виникають пускові струми, які можуть перевищувати номінальний струм в 5-10 разів. Для обмеження пускових струмів застосовуються:

- струмообмежувальні реактори;
- синхронізоване вмикання вимикачів у момент переходу напруги через нуль;
- попередній розряд конденсаторів через резистори перед повторним підключенням.

Переваги БСК:

- низька вартість установки та експлуатації (питома вартість 20-40 €/кВАр);
- високий ККД (втрати активної потужності не перевищують 0,3-0,5%);
- простота конструкції та обслуговування;
- тривалий термін служби (25-30 років);
- можливість модульної побудови з поетапним нарощуванням потужності;
- відсутність необхідності у зовнішньому джерелі живлення;
- компактність установки.

Недоліки БСК:

- ступінчастий характер регулювання (зазвичай кратність секцій 1:1:2 або 1:1:1);
- обмежена швидкодія (час комутації 1-3 секунди плюс затримка контролера 5-30 с);
- можливість резонансних явищ при наявності в мережі вищих гармонік (особливо 5-ї та 7-ї);

- необхідність обмеження кількості комутацій (не більше 10-15 на добу для збереження ресурсу вимикачів);
- зниження ефективності при зниженні напруги в мережі ( $Q \sim U^2$ );
- чутливість до перенапруг та короткочасних імпульсних впливів;
- можливість виходу з ладу конденсаторів при тривалих перенапругах;
- необхідність використання фільтрів вищих гармонік у мережах з нелінійними навантаженнями.

### **б) Синхронні компенсатори**

Синхронні компенсатори – це синхронні двигуни, що працюють в режимі холостого ходу без механічного навантаження на валу. Регулюючи струм збудження, можна змінювати характер споживаної або генерованої машиною реактивної потужності.

При перезбудженні (підвищеному струмі збудження) синхронний компенсатор працює з випереджальним струмом і генерує реактивну потужність в мережу, підвищуючи напругу. При недозбудженні – споживає реактивну потужність, знижуючи напругу. Таким чином, синхронний компенсатор є джерелом плавно регульованої реактивної потужності.

Залежність генерованої/споживаної реактивної потужності від струму збудження описується U-подібною характеристикою. При номінальному струмі збудження машина працює з  $\cos \varphi \approx 1$  і не споживає реактивну потужність з мережі. При збільшенні струму збудження понад номінальне значення машина починає генерувати реактивну потужність, при зменшенні – споживати.

Для підстанцій 110 кВ застосовуються синхронні компенсатори потужністю від 25 до 100 МВар. Час регулювання реактивної потужності становить 0,1-0,5 секунди, що значно швидше за РПН та БСК. Це досягається за рахунок інерційності обертового ротора та швидкодії системи автоматичного регулювання збудження (АРЗ).

Сучасні синхронні компенсатори обладнуються:

- тиристорними системами збудження з високою швидкістю;
- цифровими АРЗ з можливістю роботи в різних режимах (підтримання напруги, реактивної потужності, коефіцієнта потужності);
- системами моніторингу вібрації, температури підшипників, ізоляції обмоток;
- пристроями автоматичного пуску та синхронізації;
- системами охолодження (повітряного або водяного);
- інтерфейсами для інтеграції в SCADA системи.

Переваги синхронних компенсаторів:

- плавне безступінчасте регулювання реактивної потужності в широкому діапазоні;
- висока швидкість (0,1-0,5 с);
- можливість як генерації, так і споживання реактивної потужності;
- підвищення динамічної стійкості енергосистеми завдяки інерційності обертового ротора (маховий ефект);
- стабільність роботи при різних рівнях напруги в мережі (генерована потужність не залежить від  $U^2$ );
- можливість роботи в аварійних режимах з короткочасним перевантаженням;
- відсутність генерації вищих гармонік;
- можливість участі в первинному регулюванні частоти.

Недоліки синхронних компенсаторів:

- висока вартість установки та експлуатації (питома вартість 80-150 €/кВАр);
- значні втрати активної потужності (2-3% від номінальної реактивної потужності);
- необхідність регулярного технічного обслуговування механічних та електричних вузлів (підшипників, щіток, системи охолодження);

- складність пуску та синхронізації (потрібен пусковий двигун або частотний перетворювач);
- генерація шуму та вібрацій (необхідна віброізоляція фундаменту);
- значні габарити та вага (потрібен спеціальний фундамент);
- тривалий час відновлення після аварійних відключень (3-5 хвилин на синхронізацію);
- необхідність кваліфікованого персоналу для експлуатації.

### 2.4.3 Системи гнучкої передачі змінного струму (FACTS)

Системи гнучкої передачі змінного струму (Flexible AC Transmission Systems – FACTS) представляють собою сучасні силові електронні пристрої, що дозволяють швидко та ефективно керувати параметрами електричних мереж. Розвиток FACTS-технологій розпочався в 1980-х роках із впровадженням тиристорних та IGBT-транзисторів, які забезпечили можливість створення потужних швидкодіючих перетворювачів.

Основна ідея FACTS полягає у використанні силових напівпровідникових приладів для динамічного керування потоками активної та реактивної потужності, що дозволяє:

- підвищити пропускну здатність ліній електропередачі;
- покращити стабільність напруги та частоти;
- зменшити втрати електроенергії;
- демпфувати електромеханічні коливання;
- підвищити якість електроенергії;
- забезпечити гнучке підключення відновлюваних джерел енергії.

За призначенням FACTS-пристрої класифікуються на:

- послідовні (Series FACTS) – вмикаються послідовно з лінією і керують її реактивним опором;

- паралельні (Shunt FACTS) – підключаються паралельно мережі і керують реактивною потужністю;
- комбіновані (Combined FACTS) – поєднують обидві функції.

Для регулювання напруги та компенсації реактивної потужності на підстанціях 110/10 кВ найбільш перспективними є паралельні FACTS-пристрої:

#### 2.4.4 Статичний тиристорний компенсатор (SVC)

Static Var Compensator (SVC), схема якого наведена на рис. 2.4 – це пристрій компенсації реактивної потужності на основі тиристорних ключів. Типова конфігурація SVC включає тиристорно-керовані реактори (Thyristor Controlled Reactor – TCR) та тиристорно-комутовані конденсатори (Thyristor Switched Capacitor – TSC), що дозволяє здійснювати плавне регулювання реактивної потужності в широкому діапазоні.

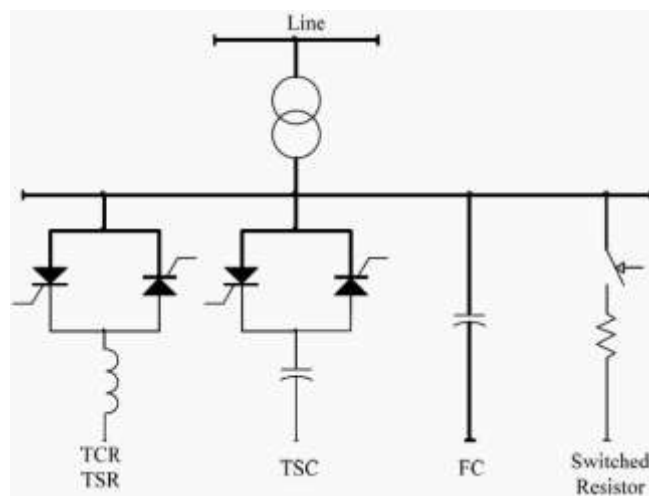


Рисунок 2.4 - Статичні компенсатори VAR (SVC): TCR/TSR, TSC, FC та механічно комутований резистор.

#### Принцип роботи TCR:

TCR складається з реактора, підключеного через зустрічно-паралельні тиристири. Змінюючи кут відкриття тиристорів ( $\alpha$ ), можна плавно регулювати струм через реактор від нуля до максимального значення. При  $\alpha = 90^\circ$  (відкриття

в момент максимуму напруги) реактор споживає максимальну реактивну потужність. При  $\alpha = 180^\circ$  реактор повністю відключений.

Споживана реактором потужність визначається:

$$Q_{TCR(\alpha)} = (U^2 / XL) \cdot k(\alpha)$$

де  $k(\alpha)$  – коефіцієнт, що залежить від кута керування (від 0 при  $\alpha=180^\circ$  до 1 при  $\alpha=90^\circ$ ).

Комбінація TCR з фіксованими або комутованими конденсаторними батареями (FC або TSC) дозволяє отримати характеристику плавно регульованої реактивної потужності як індуктивного, так і ємнісного характеру. Типовий діапазон регулювання SVC становить від -100 МВар (споживання) до +100 МВар (генерація).

### **Конфігурації SVC:**

- 1) TCR + FC (Fixed Capacitor) – найпростіша схема, де TCR компенсує надлишкову реактивну потужність постійно підключених конденсаторів.
- 2) TCR + TSC – більш гнучка схема з можливістю ступінчастого підключення конденсаторних секцій.
- 3) TCR + TSC + FC + фільтри гармонік – повна конфігурація для підстанцій з підвищеними вимогами до якості електроенергії.

Час реакції SVC на зміну напруги в мережі становить 20-40 мілісекунд (1-2 періоди промислової частоти), що дозволяє ефективно демпфувати коливання напруги, спричинені змінами навантаження або генерації. Це особливо важливо для підстанцій з підключеними вітровими електростанціями, де потужність може змінюватися на 10-20% за кілька секунд.

Система керування SVC включає:

- вимірювачі напруги та струму високої точності;
- цифровий контролер на базі DSP або FPGA;

- систему фазового керування тиристорами з точністю до  $0,1^\circ$ ;
- захисні функції (від перенапруг, перевантажень, несиметрії);
- інтерфейси зв'язку (Modbus, IEC 61850, DNP3) для інтеграції в SCADA;
- систему діагностики та реєстрації подій.

#### Режими керування SVC:

- регулювання напруги (Voltage Control Mode) – підтримання заданого рівня напруги в точці підключення;
- регулювання реактивної потужності (Var Control Mode) – підтримання заданого значення Q;
- автоматичне регулювання напруги з крутістю статизму (Automatic Voltage Regulator with Droop);
- режим обмеження струму або потужності.

#### Переваги SVC:

- висока швидкодія (20-40 мс);
- плавне безступінчасте регулювання в режимі TCR;
- можливість як споживання, так і генерації реактивної потужності;
- відсутність рухомих частин (висока надійність);
- висока надійність завдяки використанню випробуваної тиристорної технології;
- можливість роботи при зниженій напрузі в мережі (до  $0,5 U_{ном}$ );
- модульна конструкція з можливістю нарощування потужності;
- відносно невисока вартість в порівнянні з іншими FACTS-пристроями (60-100 €/кВАр).

#### Недоліки SVC:

- генерація вищих гармонік через фазове керування тиристорами (переважно 3-тя, 5-та, 7-ма, 11-та, 13-та гармоніки);

- необхідність установки пасивних LC-фільтрів для обмеження рівня гармонік до норм ДСТУ EN 50160 (THD < 8%);
- відносно великі габарити та вага (реактори та конденсатори потребують значної площі);
- зменшення генерованої реактивної потужності при зниженні напруги (залежність  $Q \sim U^2$ );
- споживання активної потужності на власні потреби (0,5-1,5% від номінальної реактивної потужності);
- необхідність охолодження силових елементів (повітряного або водяного);
- чутливість до несиметрії напруги в мережі.

### **Застосування SVC на підстанціях 110/10 кВ з ВЕС:**

При підключенні вітрових електростанцій потужністю 20-100 МВт до підстанції 110/10 кВ типовим рішенням є встановлення SVC на шинах 10 кВ або 35 кВ (якщо є проміжна напруга). Потужність SVC зазвичай вибирається в діапазоні 30-50% від встановленої потужності ВЕС.

Наприклад, для ВЕС потужністю 50 МВт рекомендується встановлення SVC з діапазоном регулювання  $\pm 15 \dots \pm 25$  МВар. Це дозволяє:

- компенсувати споживання реактивної потужності асинхронними генераторами або трансформаторами ВЕС;
- підтримувати напругу в точці підключення при різних режимах роботи ВЕС (від холостого ходу до максимальної потужності);
- згладжувати коливання напруги при порив'ястому вітрі;
- виконувати вимоги Grid Code щодо підтримання коефіцієнта потужності в точці підключення (зазвичай  $\cos \phi > 0,95$ );
- забезпечувати режим LVRT (Low Voltage Ride Through) – здатність залишатися підключеним при короткочасних провалах напруги.

### 2.4.5 Статичний синхронний компенсатор (STATCOM)

Static Synchronous Compensator (STATCOM), схема якого наведена на рис. 2.5, є найбільш сучасним та ефективним пристроєм компенсації реактивної потужності серед FACTS-технологій. STATCOM базується на технології інвертора джерела напруги (Voltage Source Converter – VSC) з використанням IGBT-транзисторів або новітніх SiC (карбід кремнію) модулів.

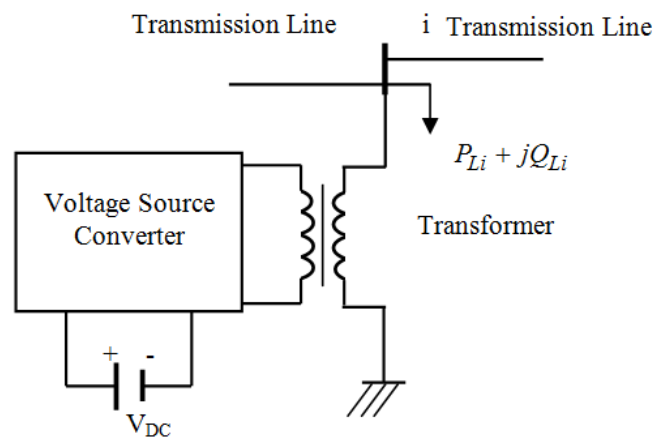


Рисунок 2.5 – Схематична діаграма STATCOM

#### Принцип роботи STATCOM:

STATCOM генерує синхронізовану з мережею трифазну напругу через інвертор, підключений до мережі через роздільний реактор або трансформатор. Змінюючи амплітуду та фазу вихідної напруги інвертора відносно напруги мережі, можна керувати потоком реактивної потужності.

Якщо амплітуда напруги інвертора  $U_{inv}$  перевищує напругу мережі  $U_{grid}$ , STATCOM генерує реактивну потужність в мережу (ємнісний режим). Якщо  $U_{inv} < U_{grid}$ , STATCOM споживає реактивну потужність (індуктивний режим). При  $U_{inv} = U_{grid}$  обмін реактивною потужністю відсутній.

Реактивна потужність визначається:

$$Q = (U_{grid} / X_c) \cdot (U_{inv} - U_{grid})$$

де  $X_c$  – реактивний опір з'єднувального реактора.

Ключовою перевагою STATCOM є незалежність генерованої реактивної потужності від напруги в мережі. На відміну від конденсаторних батарей ( $Q \sim U^2$ ) та SVC, STATCOM може підтримувати номінальну реактивну потужність навіть при зниженні напруги до 0,15-0,2 від номінального значення, що критично важливо при аварійних режимах та глибоких провалах напруги.

### Топології STATCOM:

1) **Дворівневий інвертор**, схема якого наведена рис. 2.6, – найпростіша топологія з 6 IGBT-транзисторами, потребує підвищувального трансформатора для роботи на середніх напругах. Вихідна напруга має високий рівень гармонік, потрібні додаткові фільтри.

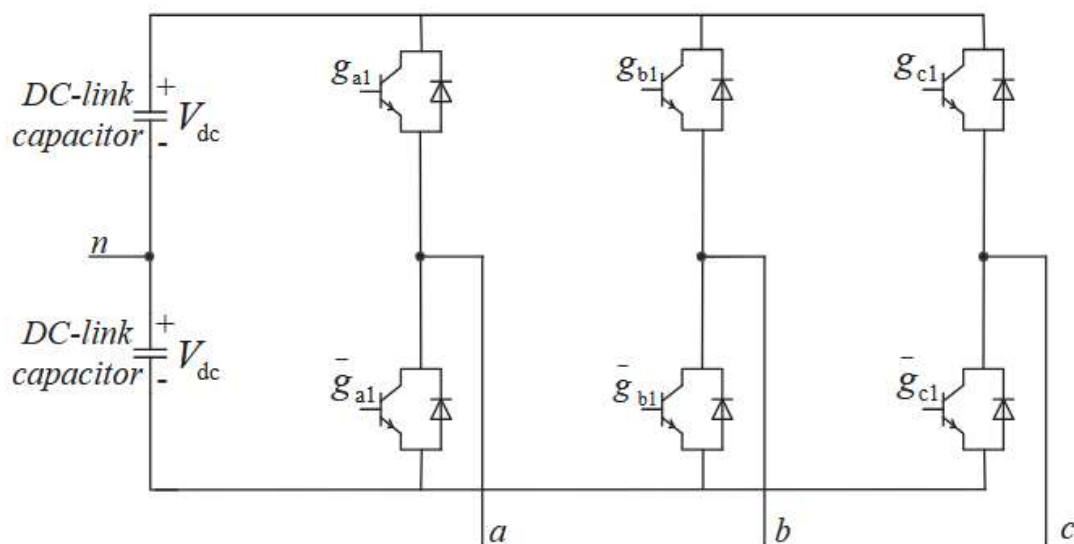


Рисунок 2.6 - Дворівневий інвертор STATCOM

2) **Трирівневий інвертор нейтральної точки (NPC)**, схема якого наведена рис. 2.7, – покращена версія з 12 IGBT, що формує трирівневу вихідну напругу. Рівень гармонік нижчий, але потребує балансування напруги конденсаторів DC-ланки.

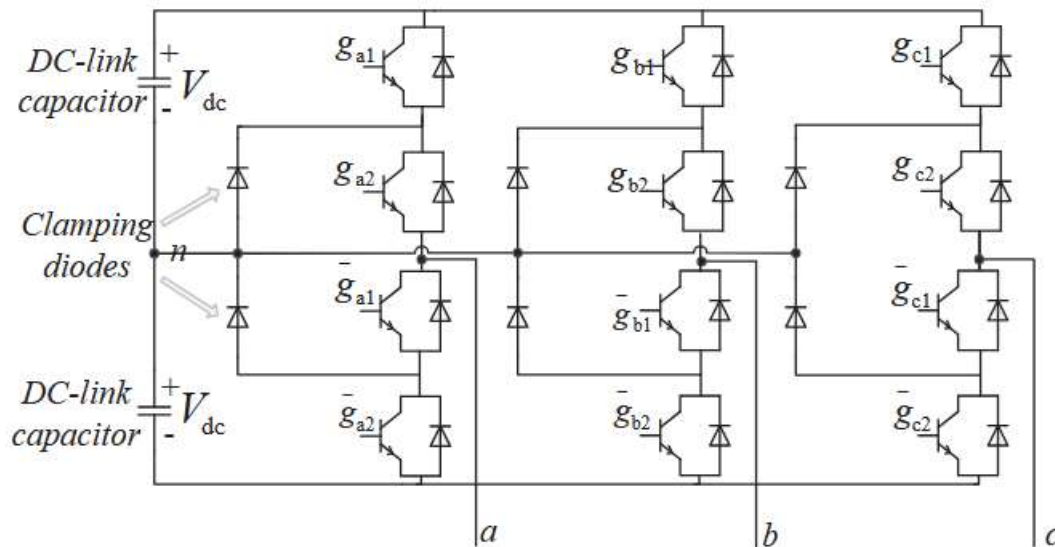
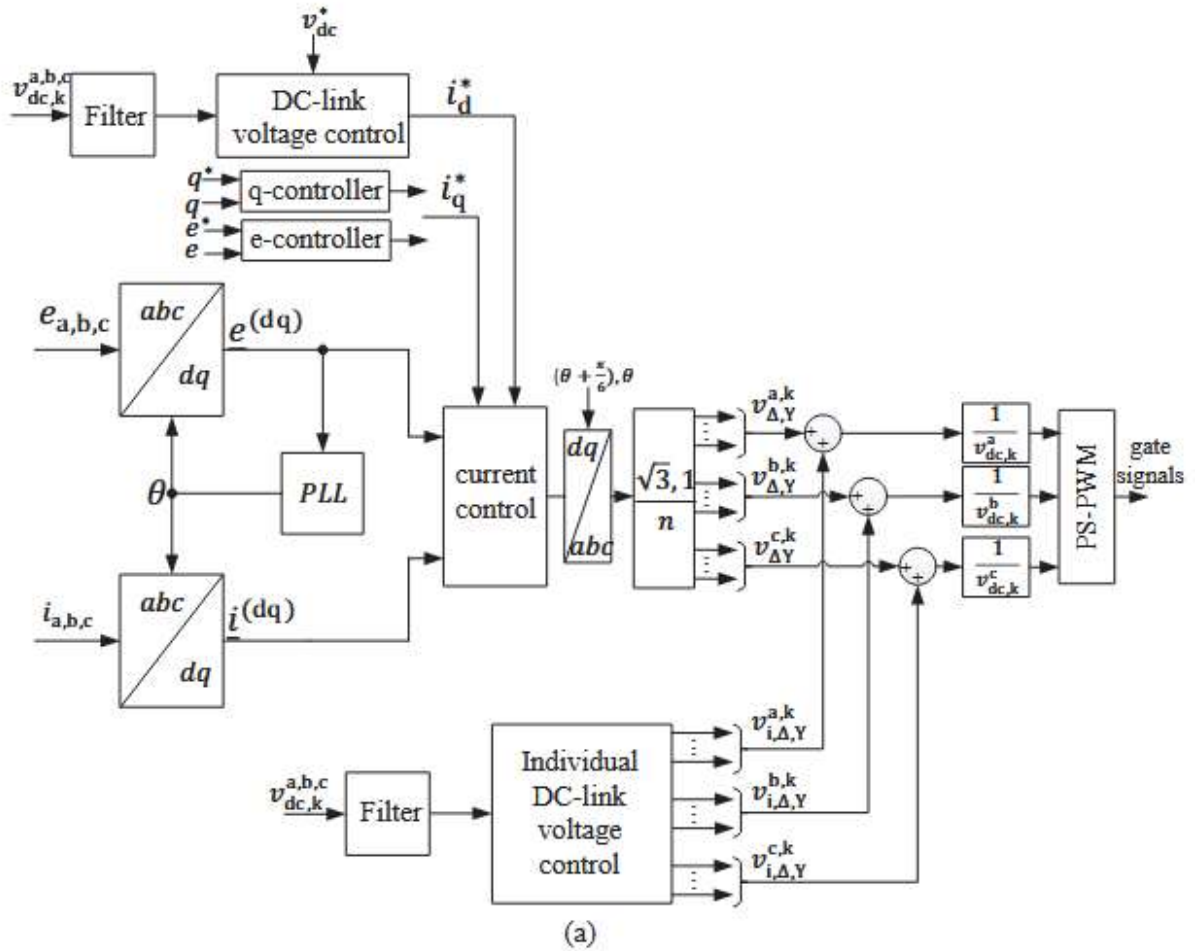
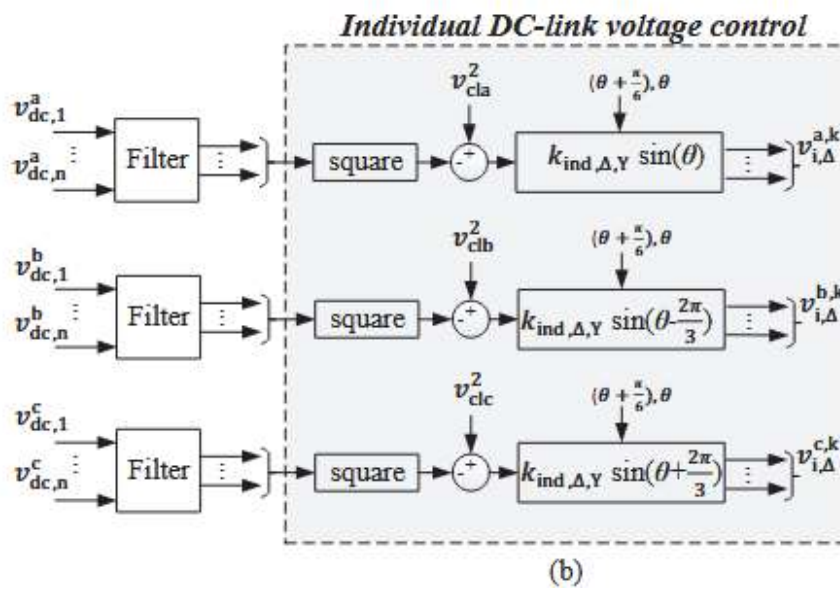


Рисунок 2.7 - Трирівневий інвертор нейтральної точки (NPC)

**3) Каскадні H-bridge інвертори (CHB)**, схема якого наведена рис. 2.8, – кілька однофазних інверторів, з'єднаних послідовно в кожній фазі. Дозволяє формувати багаторівневу напругу (до 50 рівнів) з мінімальними гармоніками. Кожен модуль має власне джерело DC напруги.



(a)



(b)

Рисунок 2.8 - Загальна блок-схема керування СНВ-STATCOM з індивідуальним регулятором напруги ланки постійного струму;

(а): Загальне керування; (б): індивідуальний регулятор напруги ланки постійного струму.

**4) Модульні багаторівневі перетворювачі (ММС)** , схема якого наведена рис. 2.9, – найсучасніша топологія, що складається з великої кількості (50-400) ідентичних субмодулів. Забезпечує найвищу якість вихідної напруги (THD < 1%), модульність, масштабованість та високу надійність (відмова одного модуля не виводить систему з ладу).

Для підстанцій 110/10 кВ з підключенням ВЕС найбільш перспективними є STATCOM на базі ММС топології, які можуть підключатись безпосередньо до мережі 10-35 кВ без трансформатора, що знижує втрати та габарити установки.

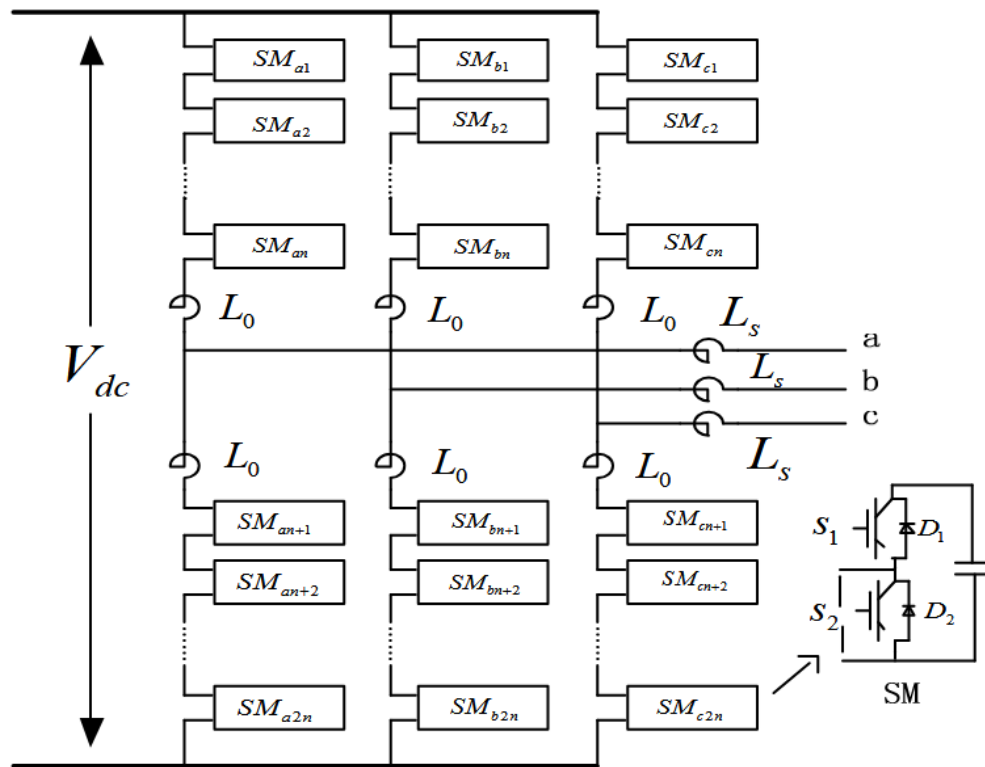


Рисунок 2.9 - Загальна блок-схема керування ММС-STATCOM

### Система керування STATCOM:

Сучасні STATCOM використовують багаторівневу ієрархічну систему керування.

**Верхній рівень (Application Control)** – визначає режим роботи (регулювання напруги, реактивної потужності, коефіцієнта потужності) та формує завдання для нижніх рівнів. Час реакції 10-50 мс.

**Середній рівень (Current Control)** – регулятори струму на базі PI або PR (Proportional-Resonant) контролерів, що працюють в синхронній системі координат dq. Забезпечують відстеження заданого струму з точністю до 1-2%. Частота роботи 5-10 кГц.

**Нижній рівень (Modulation & Gate Control)** – широтно-імпульсна модуляція (ШІМ) та керування затворами IGBT. Використовуються алгоритми векторної ШІМ (Space Vector PWM) або селективної елімінації гармонік (SHE-PWM). Частота комутації 1-5 кГц для високовольтних систем.

Додатково система керування включає:

- Phase-Locked Loop (PLL) для синхронізації з мережею з точністю до  $0,01^\circ$ ;
- регулятор напруги DC-ланки для підтримання заряду конденсаторів;
- алгоритми балансування напруги між фазами та субмодулями;
- функції захисту від перенапруг, перевантажень, коротких замикань;
- компенсацію несиметрії та вищих гармонік;
- можливість роботи в острівному режимі (grid-forming mode) для підтримання напруги при відключенні мережі.

Переваги STATCOM:

- найвища швидкодія серед усіх засобів компенсації (5-10 мс, у деяких систем до 1 мс);
- плавне безступінчасте регулювання реактивної потужності;
- незалежність потужності від напруги мережі (може працювати при  $U$  до  $0,15 U_{ном}$ );
- мінімальна генерація гармонік ( $THD < 1-3\%$  при використанні MMC);
- компактність установки (у 2-3 рази менша площа ніж SVC такої ж потужності);
- можливість додаткових функцій: фільтрація гармонік, компенсація несиметрії, підтримання напруги при провалах (LVRT), режим grid-forming;
- висока надійність при використанні модульних топологій (резервування);

- низькі втрати активної потужності (0,5-1% при використанні SiC модулів);
- тривалий термін служби (20-25 років);
- відсутність необхідності у великих реакторах та конденсаторах;
- можливість масштабування потужності шляхом паралельного підключення модулів.

#### Недоліки STATCOM:

- висока початкова вартість (100-200 €/кВАр, хоча ціна знижується з розвитком технології);
- складність системи керування (потребує висококваліфікованого персоналу);
- необхідність ефективного охолодження силових модулів (зазвичай рідинне);
- чутливість до перенапруг в мережі (потрібні додаткові захисні пристрої);
- обмежена стійкість до короточасних перевантажень (зазвичай 1,2-1,5 Іном протягом 1 с);
- залежність від надійності роботи електронних компонентів.

#### Застосування STATCOM для ВЕС:

STATCOM став стандартним рішенням для вітрових електростанцій потужністю понад 50 МВт через його унікальні можливості:

**1) Динамічна підтримка напруги** – при різких змінах швидкості вітру (порив'ястий вітер) потужність ВЕС може змінитись на 20-30% за 1-2 секунди. STATCOM миттєво компенсує зміну реактивної потужності, утримуючи напругу в точці підключення стабільною.

**2) Забезпечення режиму LVRT** – Grid Code вимагає, щоб ВЕС залишалась підключеною при провалах напруги до 0,15 Uном протягом 150 мс. STATCOM підтримує напругу, генеруючи реактивну потужність навіть при глибоких провалах.

**3) Демпфування коливань потужності** – STATCOM може працювати в режимі активного фільтра, згладжуючи високочастотні коливання потужності та покращуючи якість електроенергії.

**4) Компенсація гармонік** – сучасні вітрові турбіни з повнопотужними перетворювачами генерують вищі гармоніки. STATCOM може працювати як активний фільтр, зменшуючи THD до нормативних значень.

**5) Підтримання "чорного старту"** – при повному знеструмленні мережі STATCOM в режимі grid-forming може створити напругу для запуску допоміжних систем ВЕС (рис. 2.10) та поступового відновлення енергосистеми.

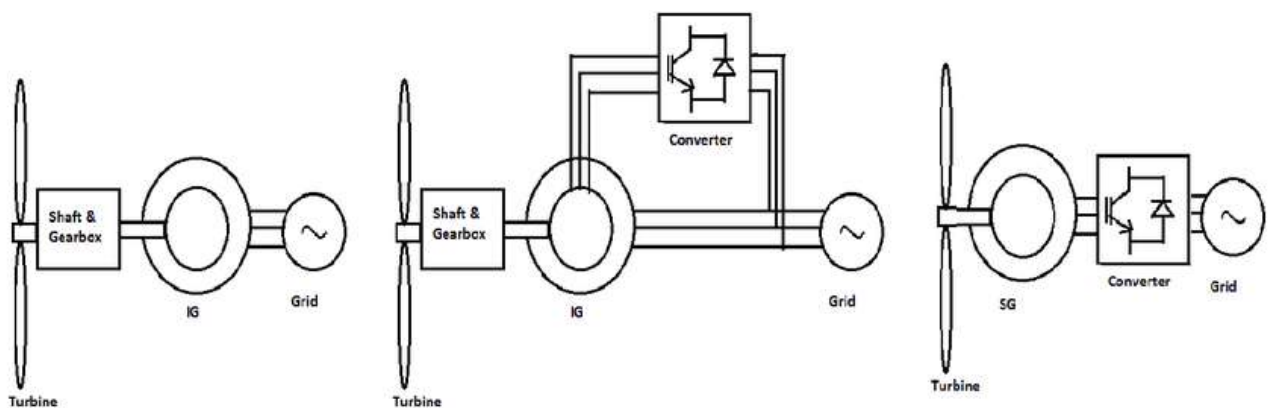


Рисунок 2.10 – Схеми вітрогенераторів з (a) SCIG (b) DFIG (c) PMSG

Типова потужність STATCOM для ВЕС вибирається в діапазоні 20-40% від встановленої потужності вітропарку. Наприклад:

- ВЕС 50 МВт → STATCOM ±10...±20 МВар;
- ВЕС 100 МВт → STATCOM ±25...±40 МВар;
- ВЕС 200 МВт → STATCOM ±50...±80 МВар.

## Висновки до розділу 2

У другому розділі проведено комплексний аналіз методів та засобів регулювання напруги та реактивної потужності на підстанціях 110/10 кВ при підключенні вітрових електростанцій. Основні результати та висновки:

1. Систематизовано класичні та сучасні методи регулювання напруги: РПН трансформаторів (швидкодія 30-90 с), БСК (1-3 с), синхронні компенсатори (0,1-0,5 с), SVC (20-40 мс), STATCOM (5-10 мс). Встановлено, що для ефективної компенсації коливань від ВЕС необхідна швидкодія не гірше 50 мс, що вимагає застосування FACTS-пристроїв.
2. Визначено три критичних режими роботи підстанції після підключення ВЕС: дефіцит генерації (традиційний режим), баланс та надлишок генерації при мінімальному навантаженні. Останній режим є найбільш проблемним через виникнення зворотних потоків потужності та підвищення напруги до 11-12 кВ (+10-20%), що вимагає споживання реактивної потужності або зниження відпайки РПН.
3. Проаналізовано вплив типу генераторів на баланс реактивної потужності: SCIG споживають 30-60% від активної потужності, DFIG дозволяють регулювання  $\pm 30\%$ , PMSG з повнопотужним перетворювачем –  $\pm 40-50\%$ . Для виконання вимог Grid Code ( $\cos \varphi > 0,95$ ) при використанні SCIG необхідна компенсація 20-40% від номінальної потужності ВЕС.
4. Досліджено проблеми якості електроенергії: коливання напруги (від секунд до годин), фліккер (Plt повинен бути  $< 1,0$ ), гармонічні спотворення (THD 3-5% від однієї турбіни). Обґрунтовано, що для обмеження фліккера співвідношення потужності ВЕС до потужності КЗ мережі не повинно перевищувати 0,10-0,15.
5. Сформульовано вимоги Grid Code ENTSO-E до регулювання реактивної потужності ВЕС: діапазон  $\pm 0,33 \dots \pm 0,40 P_{ном}$ , швидкодія  $< 1$  с, підтримка режимів Q-control, U-control,  $\cos \varphi$ -control, Q(U). Обов'язковою є функція LVRT – здатність залишатися підключеною при провалах напруги до 0 протягом 150 мс з генерацією підтримуючої реактивної потужності.

### 3 РОЗРАХУНОК ТА НАЛАШТУВАННЯ СИСТЕМ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ ТА РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

#### 3.1 Концепція побудови системи регулювання

На основі виконаних у розділах 2 та 3 розрахунків і аналізу режимів роботи підстанції 110/10 кВ з підключеною вітровою електростанцією потужністю 30 МВт визначено концепцію побудови системи регулювання напруги та реактивної потужності (рис. 3.1).

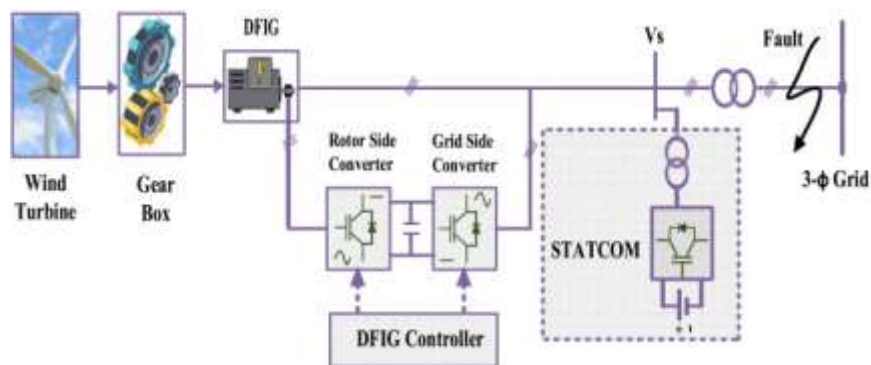


Рисунок 3.1 - Блок-схема регулювання зі STATCOM

Система регулювання повинна забезпечувати:

1. Підтримання напруги на шинах 10 кВ в діапазоні  $10,0 \pm 0,5$  кВ ( $\pm 5\%$ ) у всіх режимах роботи згідно з вимогами ДСТУ EN 50160:2014.
2. Компенсацію коливань напруги, викликаних змінністю генерації ВЕС (швидкі коливання з періодом 1-60 секунд, повільні коливання 1-10 хвилин, добові коливання).
3. Виконання вимог Grid Code ENTSO-E до регулювання реактивної потужності: діапазон  $\pm 0,33 \cdot P_{ном}$  ( $\pm 10$  МВар для ВЕС 30 МВт), швидкодія  $< 1$  секунди, підтримка режимів Q-control, U-control,  $\cos \phi$ -control, Q(U).
4. Забезпечення функції LVRT (Low Voltage Ride Through) – здатність залишатися підключеним при провалах напруги до  $0,15 U_{ном}$  протягом 150 мс з генерацією підтримуючої реактивної потужності.
5. Обмеження рівня гармонічних спотворень ( $THD < 8\%$ ), показників фліккера ( $Plt < 1,0$ ) та несиметрії напруги ( $K2U < 2\%$ ) відповідно до стандартів якості електроенергії.

6. Мінімізацію втрат електроенергії через оптимальний розподіл реактивних потоків між джерелами компенсації.

### Багаторівнева архітектура системи регулювання (рис. 3.2):

- Рівень 1 (швидкодія 5-20 мс): Статичний синхронний компенсатор (STATCOM) на базі модульних багаторівневих перетворювачів (ММС) для компенсації швидких коливань напруги та генерації підтримуючої реактивної потужності в аварійних режимах.
- Рівень 2 (швидкодія 0,5-1,0 с): Інвертори вітрогенераторів DFIG з функцією регулювання реактивної потужності в режимах  $\cos \phi$ -control та Q(U)-control для плавної підтримки напруги та базової компенсації.
- Рівень 3 (швидкодія 1-3 с): Автоматично керовані батареї статичних конденсаторів (БСК) для ступінчастої компенсації реактивної потужності та компенсації вищих гармонік через пасивні фільтри.
- Рівень 4 (швидкодія 30-90 с): Цифрові автоматичні регулятори напруги (АРН) пристроїв РПН трансформаторів для усунення статичних відхилень напруги та фінального коригування.

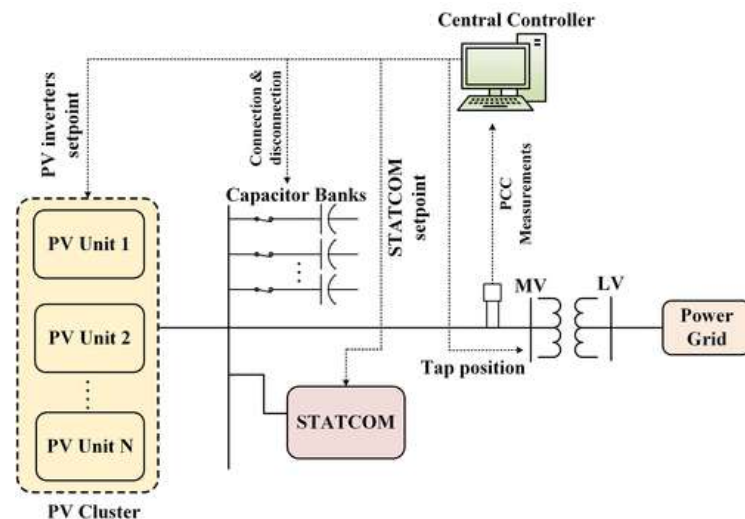


Рисунок 3.2 - Блок-схема 4 рівнів регулювання

Така ієрархія забезпечує координоване регулювання на всіх часових масштабах – від мілісекунд до годин – без взаємних конфліктів між рівнями.

### 3.2 Вибір статичного синхронного компенсатора (STATCOM)

### 3.2.1 Обґрунтування вибору технології STATCOM

З розрахунків, виконаних у розділі 4, випливає необхідність встановлення швидкодіючого компенсатора реактивної потужності з діапазоном регулювання  $\pm 30$  МВар. Розглянуто три технології:

1. Батареї статичних конденсаторів (БСК): найнижча вартість (25 €/кВАр), але обмежена швидкодія (1-3 с), ступінчастий характер регулювання, зниження ефективності при зниженні напруги ( $Q \sim U^2$ ), можливість резонансних явищ з гармоніками від ВЕС.
2. Статичний тиристорний компенсатор (SVC): середня вартість (70 €/кВАр), швидкодія 20-40 мс, але генерація вищих гармонік (THD 5-8%), необхідність пасивних фільтрів, значні втрати (1,0-1,5%), велика площа установки через габаритні реактори.
3. Статичний синхронний компенсатор (STATCOM): найвища вартість (120 €/кВАр), але найкраща швидкодія (5-10 мс), мінімальні гармоніки (THD < 2%), незалежність потужності від напруги мережі, компактність, додаткові функції (фільтрація гармонік, LVRT support, grid-forming).

**Висновок:** для підстанції з ВЕС необхідна саме технологія STATCOM через:

- вимогу Grid Code до швидкодії < 1 с (БСК не відповідає);
- необхідність роботи при глибоких провалах напруги для LVRT (БСК та SVC неефективні);
- мінімізацію гармонічних спотворень (SVC генерує додаткові гармоніки);
- компактність установки (обмежена площа підстанції).

### 3.2.2 Вибір виробника та моделі STATCOM

На світовому ринку провідними виробниками STATCOM для застосувань у вітроенергетиці є:

**ABB (Швейцарія/Швеція) – серія PCS6000 STATCOM**

- Топологія: Модульний багаторівневий перетворювач (MMC) на базі IGBT 6,5 кВ або SiC модулів 10 кВ.
- Діапазон потужності:  $\pm 10 \dots \pm 150$  МВар, модульне нарощування по 5 МВар.

- Рівень напруги підключення: 10-35 кВ безпосередньо або через трансформатор до 110-220 кВ.
- Швидкодія: < 10 мс (повна зміна потужності 0→100%).
- THD: < 1,5% (без додаткових фільтрів).
- Втрати: 0,6-0,8% при номінальній потужності (SiC версія).
- Додаткові функції: Активна фільтрація гармонік, компенсація несиметрії, режим grid-forming для island operation, LVRT підтримка до 0,15 Uном.
- Система керування: ABB Ability™ SCADA з протоколами IEC 61850, Modbus TCP, DNP3.
- Кліматичне виконання: -40...+50°C, IP54/IP65, категорія C2/C3 за ISO 9223.
- Термін постачання: 12-16 місяців.
- Орієнтовна вартість: 3,5-4,0 млн € для системи ±30 МВар (117-133 €/кВАр) з трансформатором 10/0,4 кВ, шафами керування, системою охолодження, монтажем та введенням в експлуатацію.

### **Siemens Energy (Німеччина) – серія SVC PLUS/SVC PLUS FS**

- Топологія: MMC на базі модулів IGBT або гібридна схема з частковим використанням SiC.
- Діапазон: ±10...±200 МВар.
- Швидкодія: < 15 мс.
- THD: < 2,0%.
- Втрати: 0,8-1,0%.
- Особливості: Інтеграція з системою SICAM для диспетчеризації, гарантований термін служби 25 років.
- Вартість: 3,8-4,3 млн € (127-143 €/кВАр).

### **GE Vernova (США) – серія SVC PLUS**

- Топологія: Каскадні H-bridge інвертори (CHB) або MMC.
- Діапазон: ±15...±100 МВар.
- Швидкодія: < 12 мс.

- THD: < 2,5%.
- Особливості: Спеціалізація на вітровій енергетиці, інтеграція з турбінами GE та Siemens Gamesa.
- Вартість: 3,6-4,1 млн € (120-137 €/кВАр).

### **Hitachi Energy (Японія/Швейцарія) – серія SVC Light / PCS 100 SFC**

- Топологія: MMC з інноваційною охолоджуючою системою.
- Діапазон:  $\pm 5 \dots \pm 150$  МВар.
- Швидкодія: < 8 мс.
- THD: < 1,5%.
- Особливості: Найкомпактніша конструкція серед конкурентів (на 30% менша площа), можливість outdoor виконання в контейнерах.
- Вартість: 3,7-4,2 млн € (123-140 €/кВАр).

### **Обране рішення: ABB PCS6000 STATCOM $\pm 30$ Мвар**



Рисунок 3.3 - Зовнішній вигляд контейнерного STATCOM ABB PCS6000

Обґрунтування вибору:

1. Технічна перевага: найвища швидкодія (< 10 мс) та найнижчий THD (< 1,5%) серед розглянутих варіантів.
2. Можливість безпосереднього підключення до мережі 10 кВ без проміжного трансформатора через використання MMC топології з великою кількістю рівнів (48-64).

3. Доступність SiC модулів: ABB – єдиний виробник, що серійно пропонує STATCOM з карбід-кремнієвими модулями для напруги 10 кВ, що зменшує втрати до 0,6%.
4. Найширша функціональність: режим grid-forming для island operation, активна фільтрація гармонік до 50-ї, компенсація несиметрії до 30%.
7. Досвід впровадження: ABB має найбільше число проектів STATCOM для вітрових ферм в Європі (понад 200 інсталяцій).
8. Підтримка в Україні: наявність офіційного представництва ABB в Києві, сервісного центру, складу запасних частин.
9. Економічна ефективність: менші втрати (економія 50-70 кВт) окупувають різницю за 8-10 років експлуатації.

### 3.2.3 Технічні характеристики обраного обладнання

**Система ABB PCS6000 STATCOM ±30 МВар для підстанції 110/10 кВ має характеристики, наведені в табл. 3.1.**

Таблиця 3.1 — Основні технічні характеристики ABB PCS6000 STATCOM

Параметр	Значення	Примітка
Номінальна потужність	±30 МВар	Симетричний діапазон
Напруга підключення	10 кВ	Безпосереднє підключення до шин НН
Номінальний струм	1732 А	Розраховано: $30000/(\sqrt{3}\times 10)$
Топологія перетворювача	MMC (Modular Multilevel Converter)	64 субмодулі на плече
Силові модулі	SiC MOSFET 10 кВ/200 А	StakPak модулі від Wolfspeed
Частота комутації	3 кГц (ефективна)	Submodule switching frequency

Продовження таблиці 3.1

<b>Параметр</b>	<b>Значення</b>	<b>Примітка</b>
Напруга DC-ланки	±8,2 кВ	Загальна на всі субмодулі
Ємність DC-ланки	120 мФ	Розподілена по субмодулях
Швидкодія (0→100%)	< 10 мс	< 0,5 періоду 50 Гц
THD струму	< 1,5%	При номінальній потужності
Втрати активної потужності	180 кВт (0,6%)	При Qном, включаючи допоміжні системи
Короткочасне перевантаження	150% протягом 1 с	Для підтримки LVRT
Діапазон напруги мережі	0,15-1,2 Uном	Повна потужність при 0,9-1,1 Uном
Система охолодження	Рідинне замкнуте	Гліколь/вода 50/50, зовнішній радіатор
<b>Робоча температура</b>	-30...+45°C	Ambient, без зниження потужності
<b>Рівень шуму</b>	< 75 дБ(А) на відстані 1 м	Переважно від системи охолодження
<b>Габарити контейнера</b>	2×12 м × 2,5 м × 3,2 м (Д×Ш×В)	Два 40-футових контейнери
<b>Маса обладнання</b>	32 тонни	Включаючи трансформатор ВН
<b>Ступінь захисту</b>	IP54 (контейнер)	Можливо IP65 за замовленням
<b>Термін служби</b>	25 років	З одним капітальним ремонтом
<b>MTBF</b>	> 400 000 год	За даними виробника
<b>Час відновлення</b>	< 4 год	При наявності запасних модулів

## Функціональні можливості системи:

### 1. Режими регулювання реактивної потужності:

- Q-control – підтримання заданого значення реактивної потужності  $Q_{зад}$  з точністю  $\pm 0,5$  МВар ( $\pm 1,7\%$ ). Використовується для виконання команд диспетчера НЕК "Укренерго".
- U-control – автоматичне регулювання для підтримання напруги  $U_{зад}$  на шинах 10 кВ з точністю  $\pm 0,1$  кВ. Крутизна статичної характеристики (droop) налаштовується в діапазоні 2-7%, типово 4%.
- cos  $\phi$ -control – підтримання заданого коефіцієнта потужності в точці підключення. Уставка: 0,90-1,00 (індуктивний або ємнісний), типово 0,95.
- P-control – регулювання активної потужності через інтеграцію з BESS (Battery Energy Storage System). При підключенні акумуляторної батареї може обмінюватись активною потужністю  $\pm 10$  МВт (опція).
- Q(U) static characteristic – автоматична зміна Q залежно від відхилення напруги. При  $U < 9,8$  кВ генерує +30 МВар, при  $U > 10,2$  кВ споживає -30 МВар.

### 2. Функції підтримки якості електроенергії:

- Active Harmonic Filtering – активна фільтрація вищих гармонік до 50-ї (2,5 кГц). Можливість зменшення THD з 8% до 3-4% для всієї підстанції.
- Voltage Unbalance Compensation – компенсація несиметрії напруги. Можливість зменшення коефіцієнта несиметрії  $K2U$  з 3% до 1%.
- Flicker Mitigation – демпфування коливань напруги. Швидка реакція ( $< 10$  мс) зменшує Pst з 1,2-1,5 до 0,7-0,9 (норма  $< 1,0$ ).

### 3. Функції підтримки стійкості мережі:

- LVRT (Low Voltage Ride Through) Support – підтримка напруги при провалах. При КЗ (провали до 0,15-0,50  $U_{ном}$ ) миттєво генерує максимальну реактивну потужність (до 150% номінальної протягом 1 с).

- HVRT (High Voltage Ride Through) – витримування підвищень напруги до  $1,3 U_{ном}$  протягом 60 с. Споживає реактивну потужність для зниження перенапруги.
- Power Oscillation Damping (POD) – демпфування електромеханічних коливань в енергосистемі. Модулює реактивну потужність з частотою 0,1-2 Гц.
- Subsynchronous Resonance (SSR) Mitigation – пом'якшення субсинхронних резонансів при підключенні ВЕС з DFIG генераторами.

#### 4. Додаткові функції:

- Grid-Forming Mode – режим формування напруги для роботи в острівній мережі. При відключенні від мережі 110 кВ може створити напругу 10 кВ, 50 Гц для живлення власних потреб.
- Black Start Capability – можливість "чорного старту" енергосистеми. STATCOM з BESS може створити початкову напругу для запуску електростанцій.
- Synthetic Inertia Emulation – емуляція інерції обертових генераторів. Може швидко змінювати активну потужність пропорційно до  $df/dt$ .
- Frequency Support – підтримка частоти через Fast Frequency Response (FFR). При відхиленні частоти  $> \pm 0,2$  Гц активує споживання потужності.

### 3.2.4 Розрахунок параметрів силової частини STATCOM

#### Вихідні дані для розрахунку:

- Номінальна реактивна потужність:  $Q_{ном} = 30$  МВар;
- Напруга мережі:  $U_{мережі} = 10$  кВ (лінійна);
- Топологія: ММС з 64 субмодулями на плече, 6 плечей (3 фази  $\times$  2 плеча);
- Тип силових модулів:  $S_{iC}$  MOSFET 10 кВ / 200 А.

#### 1. Розрахунок номінального струму:

Номінальний струм трифазної системи при передачі реактивної потужності:

$$I_{ном} = Q_{ном} / (\sqrt{3} \times U_{мережі}) = 30000 / (1,732 \times 10) = 1732 \text{ А}$$

З урахуванням короткочасного перевантаження 150% для підтримки LVRT:

$$I_{\max} = 1,5 \times I_{\text{ном}} = 1,5 \times 1732 = 2598 \text{ А}$$

## 2. Розрахунок напруги DC-ланки:

Для MMC топології напруга DC-ланки визначається з умови забезпечення необхідної амплітуди змінної напруги на виході:

$$U_{\text{фазна}} = U_{\text{мережі}} / \sqrt{3} = 10000 / 1,732 = 5774 \text{ В (RMS)}$$

Амплітуда фазної напруги:

$$U_{\text{фазна.ампл}} = \sqrt{2} \times U_{\text{фазна}} = 1,414 \times 5774 = 8165 \text{ В}$$

Необхідна напруга DC-ланки з урахуванням запасу:

$$U_{\text{DC}} = 2 \times U_{\text{фазна.ампл}} / m \times k_{\text{запас}}$$

де  $m = 0,95$  – індекс модуляції,  $k_{\text{запас}} = 1,05$  – запас на пульсації.

$$U_{\text{DC}} = 2 \times 8165 / 0,95 \times 1,05 = 18050 \text{ В} \approx 18 \text{ кВ (загальна)}$$

Напруга одного плеча:

$$U_{\text{плечо}} = U_{\text{DC}} / 2 = 9 \text{ кВ}$$

Напруга субмодуля:

$$U_{\text{субмодуль}} = U_{\text{плечо}} / 64 = 9000 / 64 = 140,6 \text{ В}$$

Фактичне значення для ABB PCS6000: напруга DC-ланки  $\pm 8,2$  кВ (16,4 кВ загальна), що дає 128 В на субмодуль.

## 3. Розрахунок ємності DC-ланки:

Ємність DC-ланки визначається з умови обмеження пульсацій напруги при передачі реактивної потужності.

Енергія, запасена в конденсаторах:

$$E = 0,5 \times C \times U_{\text{DC}}^2$$

Для STATCOM типовий критерій: 20-40 кДж/МВАр. Для 30 МВАр приймемо 30 кДж/МВАр:

$$E = 30 \times 30 = 900 \text{ кДж}$$

Необхідна загальна ємність:

$$C = 2E / U_{\text{DC}}^2 = (2 \times 900000) / (16400)^2 = 6,7 \text{ мФ}$$

Загальна кількість субмодулів:

$$N_{\text{заг}} = 6 \text{ плечей} \times 64 \text{ субмодулі} = 384 \text{ субмодулі}$$

Ємність одного субмодуля:

$$C_{\text{субмодуль}} = 6,7 \times 64 = 428,8 \text{ мФ} \approx 430 \text{ мФ}$$

Фактично конденсатори по 14,3 мФ паралельно в кожному субмодулі дають ~430 мФ.

Каталожне значення АВВ PCS6000: загальна ємність DC-ланки близько 120 мФ (еквівалентна).

#### 4. Розрахунок втрат активної потужності:

Втрати в STATCOM складаються з кількох компонент:

а) Втрати провідності в SiC MOSFET:

Опір відкритого стану  $R_{\text{on}} \approx 15 \text{ мОм}$  для SiC MOSFET 10 кВ/200 А.

Втрати на один транзистор:

$$P_{\text{cond}_1} = I_{\text{rms}}^2 \times R_{\text{on}} \times D$$

де  $I_{\text{rms}} = 1225 \text{ А}$  (RMS струм через плече),  $D = 0,5$ .

$$P_{\text{cond}_1} = 1225^2 \times 0,015 \times 0,5 = 11,3 \text{ Вт на транзистор}$$

Кількість транзисторів:  $384 \text{ субмодулі} \times 2 = 768 \text{ транзисторів}$ .

Загальні втрати провідності:

$$P_{\text{cond\_заг}} = 768 \times 11,3 = 8,7 \text{ кВт}$$

б) Втрати перемикання:

Енергія перемикання SiC:

$$E_{\text{sw}} \approx 15 \text{ мДж.}$$

Ефективна частота:

$$f_{\text{sw\_eff}} = 50 \text{ Гц} \times 64 = 3200 \text{ Гц.}$$

Втрати на транзистор:

$$P_{\text{sw}_1} = 15 \times 10^{-3} \times 3200 = 48 \text{ Вт}$$

Загальні втрати:

$$P_{\text{sw\_заг}} = 768 \times 48 = 36,9 \text{ кВт}$$

в) **Втрати в конденсаторах:**

ESR системи:  $ESR_{\text{екв}} \approx 5 \text{ мОм}$ .

Пулсації струму:  $I_{\text{пульс}} \approx 260 \text{ А (RMS)}$ .

Втрати:

$$P_{ESR} = 260^2 \times 0,005 = 0,3 \text{ кВт}$$

г) Втрати в трансформаторі:

Трансформатор 35 МВА, 10/0,69 кВ.

Втрати ХХ:  $\Delta P_0 \approx 25 \text{ кВт}$ .

Втрати КЗ:  $\Delta P_k \approx 175 \text{ кВт}$  при номіналі.

При  $Q_{ном} = 30 \text{ МВАр}$ :

$$P_{тр} = 25 + 175 \times 0,857^2 = 153,5 \text{ кВт}$$

д) Втрати допоміжних систем:

Система керування: 5 кВт.

Система охолодження: 15 кВт.

Система живлення: 10 кВт.

Разом:  $P_{доп} = 30 \text{ кВт}$

**Загальні втрати STATCOM:**

$$P_{втр\_заг} = P_{cond} + P_{sw} + P_{ESR} + P_{тр} + P_{доп}$$

$$P_{втр\_заг} = 8,7 + 36,9 + 0,3 + 153,5 + 30 = 229,4 \text{ кВт}$$

ККД системи:

$$\eta = (30000 - 229,4) / 30000 \times 100\% \approx 99,24\%$$

Питомі втрати:

$$P_{питомі} = 229,4 / 30000 \times 100\% \approx 0,76\%$$

Розрахункові втрати 229 кВт (0,76%) узгоджуються з каталожними даними АВВ для SiC версії PCS6000 (0,6-0,8%).

**Річні витрати електроенергії на втрати:**

При середньому коефіцієнті використання STATCOM 40% та середньому навантаженні 50%:

$$P_{втр\_змінні} = 174,4 \text{ кВт (провідність + перемикання + ESR + } \Delta P_k)$$

$$P_{втр\_постійні} = 55 \text{ кВт (XX трансформатора + допоміжні)}$$

Середні втрати:

$$P_{втр\_середні} = 174,4 \times 0,5^2 + 55 = 98,6 \text{ кВт}$$

Річні втрати:

$$E_{втр\_рік} = 98,6 \times 8760 \times 0,4 = 346 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік}$$

При вартості 0,05 €/кВт·год: Вартість = 17 300 € на рік

### 5. Розрахунок теплового режиму:

Тепловиділення при номінальному режимі:  $Q_{\text{тепло}} = 229,4$  кВт

Система охолодження ABB PCS6000: замкнений контур рідинного охолодження (вода/гліколь 50/50).

Витрата рідини: ~300 л/хв, перепад температур:  $\Delta T = 12^\circ\text{C}$ .

Теплоємність води/гліколю:  $c \approx 3,5$  кДж/(кг·°C), густина:  $\rho \approx 1,05$  кг/л.

Масова витрата:

$$\dot{m} = 300 \text{ л/хв} \times 1,05 \text{ кг/л} / 60 = 5,25 \text{ кг/с}$$

Теплова потужність:

$$Q_{\text{охол}} = 5,25 \times 3500 \times 12 = 220 \text{ кВт}$$

Це достатньо для відведення 229 кВт з невеликим запасом.

Площа радіатора:  $k \approx 30$  Вт/(м<sup>2</sup>·°C),  $\Delta T_{\text{рад}} = 30^\circ\text{C}$ .

Ефективна площа теплообміну:

$$A_{\text{рад}} = 229000 / (30 \times 30) \approx 254 \text{ м}^2$$

Фізичні розміри радіатора: ~10 м × 3 м × 0,5 м, розміщується на даху контейнера.

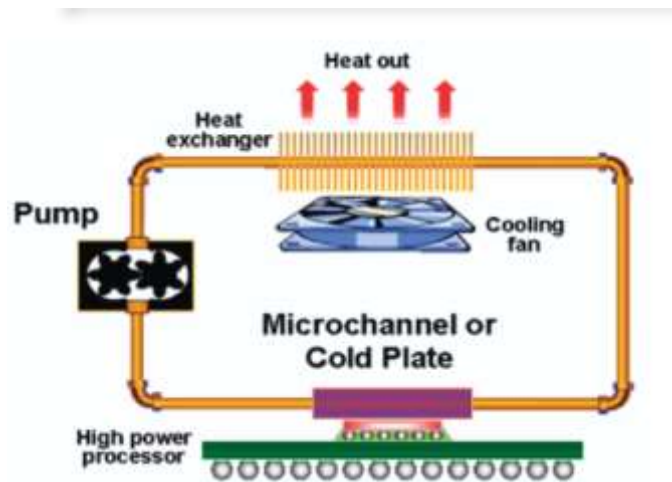


Рисунок 3.4 — Система рідинного охолодження STATCOM

### 3.3 Додаткове обладнання системи регулювання

#### 3.3.1 Цифрові регулятори РПН трансформаторів

Для координації роботи STATCOM з пристроями РПН трансформаторів ТРДН-40000/110 необхідна заміна застарілих електромеханічних регуляторів РНТ-565 на сучасні цифрові АРН.

**Обране рішення: АВВ REC 615 – універсальний регулятор для трансформаторів з РПН**



Рисунок 3.5 – зовнішній вигляд АВВ REC 615

- Вимірювання напруги через трансформатори напруги 10 кВ з точністю 0,2%.
- Функції компаундування для компенсації падіння напруги в трансформаторі.
- Програмовані зони нечутливості ( $\pm 1-5\%$ ), часові затримки (10-300 с).
- Координація з іншими регуляторами через протокол IEC 61850 GOOSE.
- Режими роботи: АРН, дистанційне керування, ручне керування.
- Обмеження кількості перемикачів: програмується (типово 10-15/добу).
- Діагностика стану РПН: контроль кількості перемикачів, тиску масла, температури.
- Реєстрація подій з точною прив'язкою до часу ( $\pm 1$  мс).
- Вартість: ~15 000 € за комплект на один трансформатор (регулятор + датчики + монтаж).

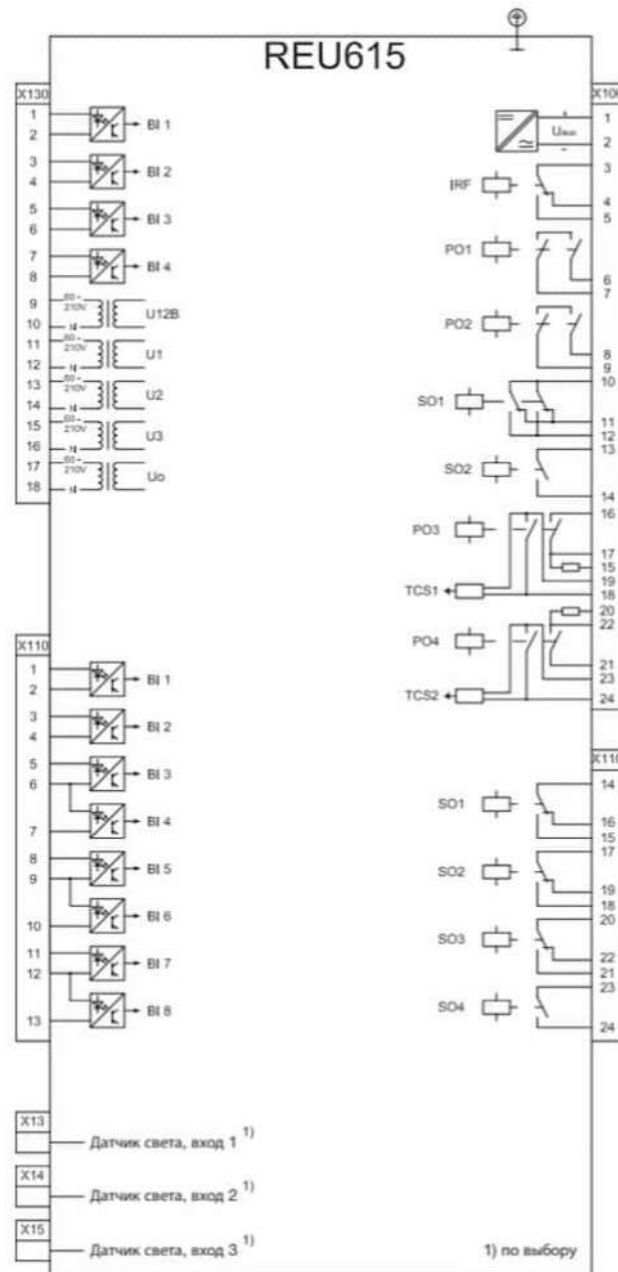


Рисунок 3.5 – Блок-схема АВВ REC 615

### Налаштування регуляторів для координації з STATCOM:

1. Уставка напруги:  $U_{зад} = 10,0$  кВ (точка підтримання на шинах 10 кВ).
2. Зона нечутливості:  $\pm 0,5$  кВ ( $\pm 5\%$ ) – РПН не реагує на відхилення в межах 9,5-10,5 кВ.
3. Часова затримка:  $t_{в\text{итр}} = 60$  с (збільшена з типових 30 с для уникнення конфлікту з STATCOM).

4. Коефіцієнт компаундування:  $k_{\text{комп}} = 0,501$  Ом (компенсація падіння напруги в трансформаторі).
5. Обмеження перемикачів: максимум 12 перемикачів на добу.
6. Пріоритет регулювання: спочатку STATCOM (швидкий), потім РПН (повільний).

### 3.3.2 Батареї статичних конденсаторів (БСК)

Для базової компенсації реактивної потужності та фільтрації вищих гармонік рекомендується встановлення двох БСК по 5 МВар на секціях 2 та 3 шин 10 кВ.

#### Обране рішення: **Nokian Capacitors UCВm 10-5000 (Фінляндія)**

- Номінальна потужність: 5 МВар при 10 кВ.
- Конфігурація: 3 секції по 1,67 МВар (ступінчасте регулювання 1:1:1).
- Тип конденсаторів: сухі плівкові МРР (metallized polypropylene).
- Схема з'єднання: зірка з заземленою нейтраллю.
- Вбудовані розрядні резистори: час розряду < 3 хв до напруги < 50 В.
- Струмообмежувальні реактори: 6% від  $X_c$  для обмеження пускових струмів.
- Захист: предохранители НРС на кожній фазі, реле захисту від перевантажень.
- Комутація: вакуумні контактори з синхронізованим вмиканням.
- Термін служби: 20-25 років при нормальних умовах експлуатації.
- Вартість: 125 000 € за систему 5 МВар (25 €/кВАр) з шафою керування.

#### Пасивні LC-фільтри для компенсації 5-ї та 7-ї гармонік:

- Фільтр 5-ї гармоніки (250 Гц): налаштований на резонанс 245 Гц, потужність 2 МВар.
- Фільтр 7-ї гармоніки (350 Гц): налаштований на резонанс 340 Гц, потужність 1,5 МВар.
- Компоненти: повітряні реактори з ізолюваним сердечником, конденсатори МРР.

- Добротність:  $Q = 30-50$  (достатньо для ефективної фільтрації).
- Очікуване зниження THD: з 6-8% до 3-4%.
- Вартість: 80 000 € за обидва фільтри з монтажем.

#### **Автоматичний регулятор компенсації реактивної потужності (АРКП):**

- Модель: ABB RVT Automatic Power Factor Controller.
- Режими: регулювання за напругою,  $\cos \varphi$ , реактивною потужністю.
- Вимірювання: напруга ( $\pm 0,5\%$ ), струм ( $\pm 1\%$ ),  $\cos \varphi$  ( $\pm 0,02$ ).
- Логіка перемикавання: оптимізація кількості комутацій, балансування зносу контакторів.
- Часова затримка: 5-30 с (програмується) для уникнення надмірних перемикань.
- Обмеження: максимум 10 комутацій на добу на секцію.
- Інтерфейси: Modbus RTU/TCP, IEC 61850 для інтеграції в SCADA.
- Вартість: 5 000 € за контролер.

### **3.4 Система керування та моніторингу**

#### **3.4.1 Інтеграція в SCADA підстанції**

Всі компоненти системи регулювання (STATCOM, АРН, БСК, інвертори ВЕС) інтегруються в єдину систему диспетчерського керування та збору даних (SCADA) підстанції.

##### **Архітектура системи:**

Рівень 0 (Process Level): STATCOM, АРН РПН, АРКП БСК, контролери ВЕС – підключені через захищені оптоволоконні лінії.

Рівень 1 (Bay Level): концентратори даних RTU (Remote Terminal Units) для збору інформації з пристроїв.

Рівень 2 (Station Level): SCADA сервер підстанції – ABB MicroSCADA Pro або аналог.

Рівень 3 (Control Center): зв'язок з диспетчерським центром НЕК "Укренерго" через захищений VPN канал.

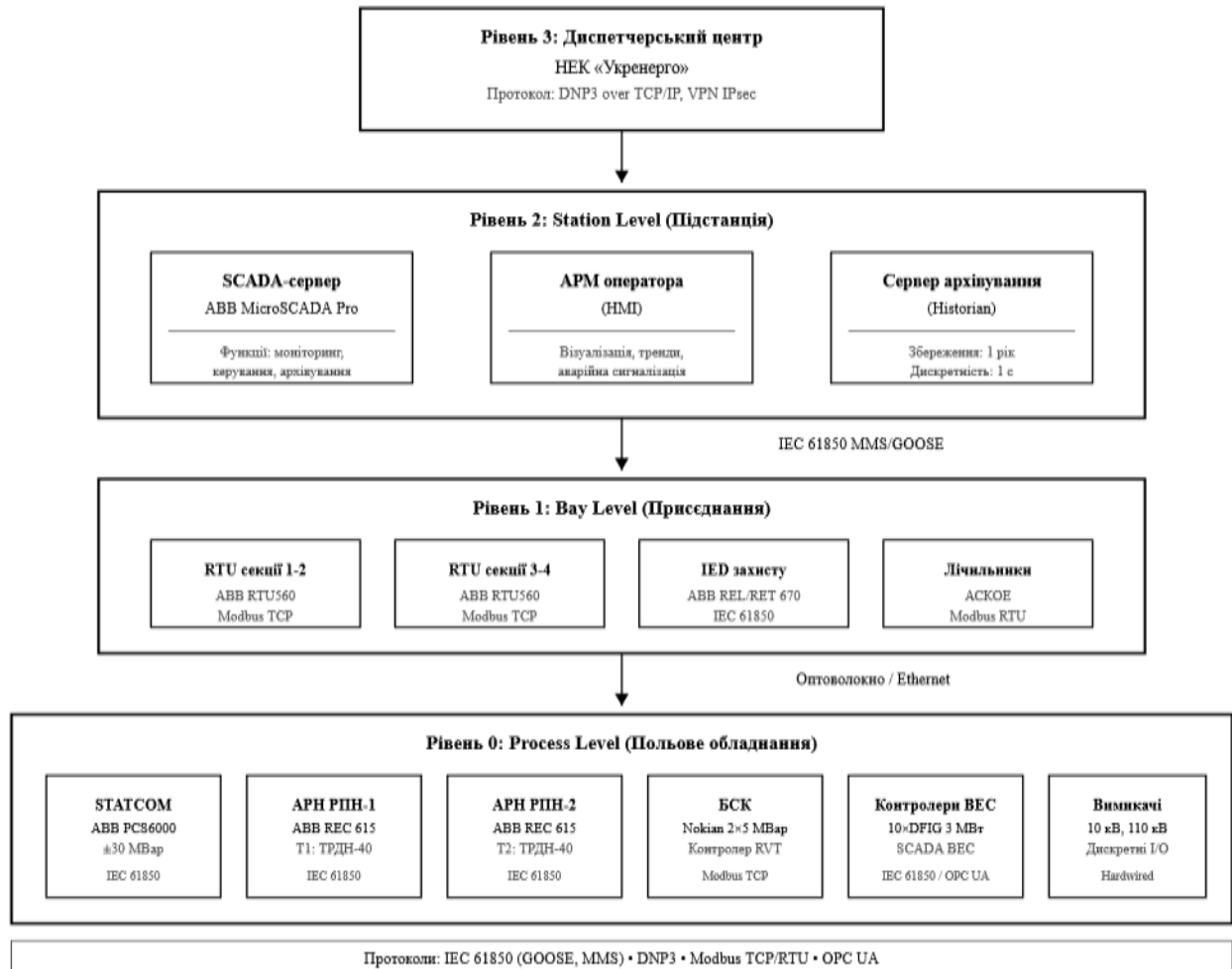


Рисунок 3.6 - Архітектура системи SCADA підстанції 110/10 кВ

### Протоколи зв'язку:

- IEC 61850 (MMS, GOOSE) – для обміну даними в реальному часі між пристроями (< 4 мс).
- Modbus TCP/IP – резервний протокол для пристроїв, що не підтримують IEC 61850.
- DNP3 over TCP – для зв'язку з диспетчерським центром.
- SNMP – моніторинг мережевого обладнання.
- OPC UA – для інтеграції з системами аналітики та прогнозування.

### Основні функції SCADA:

1. Моніторинг в реальному часі: напруга, струм, потужність (P, Q), cos φ на всіх фідерах.

2. Керування: дистанційна зміна уставок STATCOM, АРН, БСК, пуск/стоп обладнання.
3. Аварійна сигналізація: миттєве повідомлення про відхилення параметрів, відмови обладнання.
4. Архівування даних: збереження всіх параметрів з дискретністю 1 с протягом 1 року.
5. Тренди та графіки: візуалізація зміни напруги, Q, положення РПН за будь-який період.
6. Звіти: автоматична генерація добових/місячних звітів про роботу системи регулювання.
7. Координація: синхронізація дій різних рівнів регулювання згідно з налаштованими пріоритетами.

### 3.4.2 Кібербезпека системи керування

З огляду на критичність енергетичної інфраструктури та загрози кібератак, система керування повинна відповідати міжнародним стандартам кібербезпеки IEC 62351, NERC CIP.

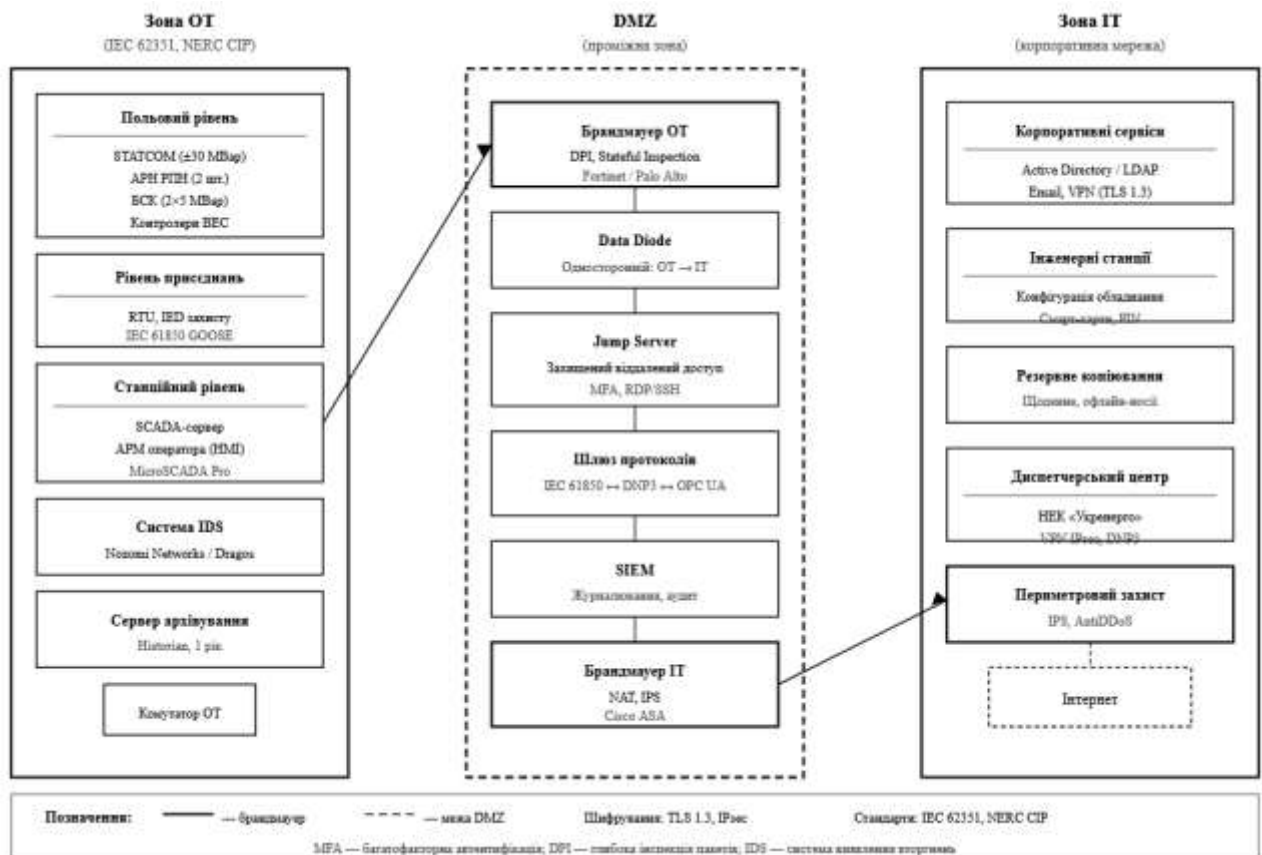


Рисунок 3.7 - Схема сегментації мереж ОТ/ІТ підстанції

**Заходи кібербезпеки:**

1. Сегментація мереж: фізичне розділення операційної мережі (ОТ) від корпоративної (ІТ) через брандмауери промислового класу.
2. Демілітаризована зона (DMZ): проміжний сегмент для безпечного обміну даними між ОТ та ІТ.
3. Шифрування: всі канали зв'язку захищені TLS 1.3 з 256-бітним шифруванням.
4. Автентифікація: багатофакторна автентифікація (MFA) для доступу до SCADA, смарт-карти для інженерів.
5. Контроль доступу: рольова модель (RBAC) – кожен користувач має доступ тільки до необхідних функцій.
6. Система виявлення вторгнень (IDS): Nozomi Networks або Dragos для моніторингу промислових мереж.
7. Резервне копіювання: щоденне автоматичне копіювання конфігурацій та баз даних на офлайн носії.
8. Оновлення: регулярне оновлення firmware та патчів безпеки (квартально).
9. Журналювання: всі дії персоналу та системні події логуються для аудиту.
10. План реагування: затверджений план дій при виявленні кіберінциденту.

**3.5 Економічне обґрунтування****Капітальні витрати (CAPEX):**

ABB PCS6000 STATCOM ±30 МВар: 3 800 000 €

Цифрові регулятори РПН REC 615 (2 шт): 30 000 €

БСК 2×5 МВар з фільтрами гармонік: 330 000 €

SCADA система та кібербезпека: 150 000 €

Будівельні роботи (фундаменти, кабельні траси): 200 000 €

Проектування та інжиніринг: 180 000 €

Монтаж, налагодження, введення в експлуатацію: 310 000 €

**РАЗОМ CAPEX: 5 000 000 €**

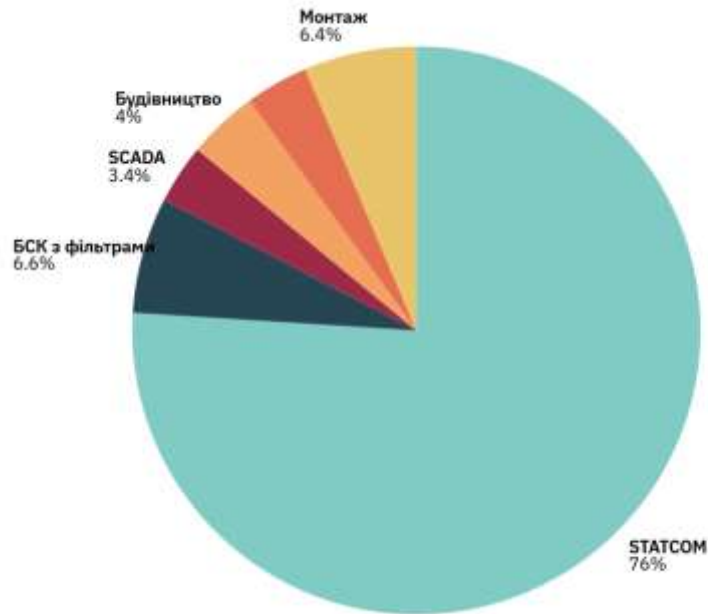


Рисунок 3.8 - Капітальні витрати (CAPEX):

#### **Експлуатаційні витрати (OPEX), річні:**

Втрати електроенергії в STATCOM: 17 300 €/рік

Втрати в БСК та фільтрах: 8 000 €/рік

Технічне обслуговування STATCOM: 50 000 €/рік

ТО РПН, БСК, SCADA: 15 000 €/рік

Заробітна плата обслуговуючого персоналу (1 інженер): 20 000 €/рік

**РАЗОМ OPEX: 110 300 €/рік**

#### **Економічна ефективність:**

- Уникнення штрафів за порушення якості електроенергії: ~150 000 €/рік (за оцінками на основі статистики порушень до впровадження системи).
- Зменшення втрат в мережі через оптимальний розподіл реактивних потоків: ~30 000 €/рік.
- Підвищення коефіцієнта використання потужності ВЕС (уникнення curtailment): ~200 000 €/рік.
- Зменшення зносу обладнання через кращу якість електроенергії: оцінка ~50 000 €/рік.
- **РАЗОМ економія: ~430 000 €/рік**

**Термін окупності:**

Чиста річна вигода = Економія - ОПЕХ = 430 000 - 110 300 = 319 700 €/рік

Простий термін окупності = CAPEX / Чиста вигода = 5 000 000 / 319 700  $\approx$  15,6 років.

З урахуванням дисконтування (ставка 5%, горизонт 25 років): NPV = +1,2 млн €, IRR = 8,3%

Проект економічно обґрунтований. Хоча простий термін окупності становить  $\sim$ 16 років, NPV позитивний, що підтверджує доцільність інвестицій з урахуванням довгострокової перспективи (25 років). Основна вигода – забезпечення надійності електропостачання та виконання вимог Grid Code, що є обов'язковою умовою для експлуатації ВЕС.

**3.6 Розрахунок уставок РПН трансформаторів підстанції****3.6.1 Вихідні дані для розрахунку**

Для розрахунку параметрів системи РПН використовуються характеристики трансформаторів ТРДН-40000/110:

- номінальна потужність:  $S_{ном} = 40$  МВА;
- напруга ВН:  $U_{ВН} = 115$  кВ;
- напруга НН:  $U_{НН} = 10,5$  кВ;
- діапазон регулювання РПН:  $\pm 9$  ступенів  $\times 1,78\%$ ;
- час одного перемикавання РПН:  $t_{РПН} = 6-10$  с.

**3.6.2 Розрахунок діапазону регулювання напруги**

Максимальна зміна напруги на стороні НН при повному діапазоні РПН визначається за формулою:

$$\Delta U_{max} = U_{НН} \times n_{ступ} \times \delta_{ступ} / 100$$

де  $n_{ступ}$  — кількість ступенів регулювання в одну сторону;  $\delta_{ступ}$  - зміна напруги на один ступінь, %.

$$\Delta U_{max} = 10,5 \times 9 \times 1,78 / 100 = 1,68 \text{ кВ}$$

Діапазон напруги на шинах 10 кВ при повному використанні РПН:

$$U_{\min} = 10,5 - 1,68 = 8,82 \text{ кВ}$$

$$U_{\max} = 10,5 + 1,68 = 12,18 \text{ кВ}$$

### 3.6.3 Розрахунок уставок регулятора напруги

Згідно з ДСТУ EN 50160 допустимий діапазон напруги на стороні 10 кВ становить  $\pm 10\%$  від номінального значення. Для забезпечення якості електроенергії встановлюється:

$$U_{\text{зад}} = 10,0 \text{ кВ (уставка регулятора)}$$

$$\Delta U_{\text{зона}} = \pm 0,5 \text{ кВ (зона нечутливості)}$$

Витримка часу на спрацювання РПН:

$$t_{\text{витр}} = 30 \text{ с}$$

Коефіцієнт компаундування для компенсації падіння напруги:

$$k_{\text{комп}} = (U_{\text{к}}\% / 100) \times (U_{\text{НН}} / I_{\text{ном}})$$

Номінальний струм трансформатора на стороні НН:

$$I_{\text{ном}} = S_{\text{ном}} / (\sqrt{3} \times U_{\text{НН}}) = 40000 / (1,732 \times 10,5) = 2200 \text{ А}$$

$$k_{\text{комп}} = (10,5 / 100) \times (10,5 \times 1000 / 2200) = 0,501 \text{ Ом}$$

Таблиця 3.2 - Розраховані уставки регулятора РПН

Параметр	Значення
Уставка напруги $U_{\text{зад}}$	10,0 кВ
Зона нечутливості $\Delta U_{\text{зона}}$	$\pm 0,5 \text{ кВ } (\pm 5\%)$
Витримка часу $t_{\text{витр}}$	30 с
Коефіцієнт компаундування $k_{\text{комп}}$	0,501 Ом

Продовження таблиці 3.2

Параметр	Значення
Крок регулювання $\delta_{\text{ступ}}$	1,78% (187 В)
Діапазон регулювання	8,82-12,18 кВ

### 3.6.4 Алгоритм роботи автоматичного регулятора РПН

Регулятор працює за принципом пропорційно-інтегрального керування з зоною нечутливості. Керуючий сигнал:

$$\Delta U = U_{\text{вим}} - U_{\text{зад}} + k_{\text{комп}} \times I$$

Умова спрацювання:

якщо  $|\Delta U| > \Delta U_{\text{зона}}$  протягом  $t > t_{\text{витр}}$ , то виконати перемикання РПН

Напрямок перемикання:

- якщо  $\Delta U > 0$  (напруга завищена) → зниження відпайки (-1 ступінь);
- якщо  $\Delta U < 0$  (напруга занижена) → підвищення відпайки (+1 ступінь).

## 3.7 Розрахунок уставок системи регулювання реактивної потужності STATCOM

### 3.7.1 Вихідні дані та потреба в компенсації

Для підстанції з підключеною ВЕС потужністю 30 МВт розраховуються параметри STATCOM. Вихідні дані:

- потужність ВЕС:  $P_{\text{ВЕС}} = 30$  МВт;
- максимальне навантаження ПС:  $S_{\text{max}} = 32$  МВА;
- мінімальне навантаження ПС:  $S_{\text{min}} = 8$  МВА;
- коефіцієнт потужності навантаження:  $\cos \varphi_{\text{нав}} = 0,92$ ;
- потужність КЗ в точці підключення:  $S_{\text{КЗ}} = 500$  МВА.

Розрахунок реактивної потужності навантаження:

$$Q_{\text{нав.мах}} = P_{\text{нав.мах}} \times \text{tg } \varphi = 32 \times 0,92 \times 0,426 = 12,5 \text{ МВар}$$

Критичний режим - мінімальне навантаження при максимальній генерації ВЕС:

$$\Delta P = P_{\text{ВЕС}} - P_{\text{нав.мін}} = 30 - 8 \times 0,92 = 22,6 \text{ МВт}$$

Опір мережі:

$$X_{\text{мережі}} = U_{\text{ном}}^2 / S_{\text{КЗ}} = 10^2 / 500 = 0,2 \text{ Ом}$$

$$\Delta U \approx (P \times X) / U_{\text{ном}} = (22,6 \times 0,2) / 10 = 0,45 \text{ кВ (+4,5\%)}$$

Необхідна компенсація:

$$Q_{\text{комп}} = \Delta U \times U_{\text{ном}} / X_{\text{мережі}} = 0,45 \times 10 / 0,2 = 22,5 \text{ МВар}$$

$$Q_{\text{STATCOM}} = 1,2 \times 22,5 = 27 \text{ МВар} \rightarrow \text{приймаємо } 30 \text{ МВар}$$

### 3.7.2 Розрахунок параметрів регулятора Q-control

Режим Q-control підтримує задане значення реактивної потужності. Закон регулювання:

$$Q_{\text{вих}} = Q_{\text{зад}} + K_P \times (Q_{\text{зад}} - Q_{\text{вих}}) + K_I \times \int (Q_{\text{зад}} - Q_{\text{вих}}) dt$$

Налаштування ПІ-регулятора:

- пропорційний коефіцієнт  $K_P = 5$ ;
- інтегральний коефіцієнт  $K_I = 0,5 \text{ с}^{-1}$ ;
- зона нечутливості  $\Delta Q_{\text{зона}} = \pm 0,5 \text{ МВар} (\pm 1,7\%)$ ;
- швидкість реакції:  $\tau = 20 \text{ мс}$ .

Обмеження вихідної потужності:

$$-30 \text{ МВар} \leq Q_{\text{вих}} \leq +30 \text{ МВар}$$

### 3.7.3 Розрахунок параметрів регулятора U-control

Режим U-control підтримує задану напругу. Закон регулювання:

$$Q_{\text{вих}} = K_{U,P} \times (U_{\text{зад}} - U_{\text{вим}}) + K_{U,I} \times \int (U_{\text{зад}} - U_{\text{вим}}) dt$$

Коефіцієнт пропорційного регулювання:

$$K_{U,P} = \Delta Q / \Delta U = 60 / 1,0 = 60 \text{ МВар/кВ}$$

Налаштування регулятора U-control:

- уставка напруги  $U_{\text{зад}} = 10,0$  кВ;
- зона нечутливості  $\Delta U_{\text{зона}} = \pm 0,25$  кВ ( $\pm 2,5\%$ );
- пропорційний коефіцієнт  $K_{U,P} = 60$  МВар/кВ;
- інтегральний коефіцієнт  $K_{U,I} = 2,0$  с<sup>-1</sup>;
- максимальна швидкість зміни Q:  $dQ/dt = 1500$  МВар/с.

Таблиця 3.3 - Уставки регуляторів STATCOM

Параметр	Q-control	U-control
Уставка	Q <sub>зад</sub> (МВар)	10,0 кВ
Зона нечутливості	$\pm 0,5$ МВар	$\pm 0,25$ кВ
K <sub>P</sub> / K <sub>U,P</sub>	5	60 МВар/кВ
K <sub>I</sub> / K <sub>U,I</sub>	0,5 с <sup>-1</sup>	2,0 с <sup>-1</sup>
Час реакції	20 мс	20 мс

### 3.8 Розрахунок уставок регулювання реактивної потужності вітрогенераторів

#### 3.8.1 Параметри вітрової електростанції

ВЕС складається з 10 вітрогенераторів DFIG по 3 МВт. Параметри:

- загальна потужність ВЕС:  $P_{\text{ВЕС}} = 30$  МВт;
- номінальна напруга генераторів:  $U_{\text{ген}} = 0,69$  кВ;
- трансформатори турбін: 0,69/10 кВ, 3,5 МВА;
- діапазон регулювання Q:  $\pm 0,33$  P<sub>ном</sub>;
- швидкодія:  $\tau < 1$  с.

$$Q_{\text{ВЕС.max}} = \pm 0,33 \times 30 = \pm 10 \text{ МВар}$$

#### 3.8.2 Режим cos φ-control

В режимі cos φ-control підтримується заданий коефіцієнт потужності:

$$Q = P \times \operatorname{tg}(\arccos \varphi_{\text{зад}})$$

$$\cos \varphi_{\text{зад}} = 0,95 \text{ (індуктивний)}$$

$$Q_{\text{зад}} = 30 \times 0,329 = 9,9 \text{ МВар}$$

$$Q_{\text{турб}} = P_{\text{турб}} \times 0,329$$

### 3.8.3 Режим Q(U) — статична характеристика

Режим Q(U) забезпечує автоматичну підтримку напруги:

$$Q = -kQ(U) \times (U_{\text{вим}} - U_0)$$

Коефіцієнт крутизни:

$$kQ(U) = \Delta Q / \Delta U = 20 / 1,0 = 20 \text{ МВар/кВ}$$

Параметри характеристики:

- напруга мертвої зони:  $U_0 = 10,0 \text{ кВ}$ ;
- ширина мертвої зони:  $\Delta U_{\text{зона}} = \pm 0,2 \text{ кВ} (\pm 2\%)$ ;
- коефіцієнт крутизни:  $kQ(U) = 20 \text{ МВар/кВ}$ ;
- діапазон дії:  $9,5\text{--}10,5 \text{ кВ}$ ;
- обмеження:  $-10 \text{ МВар} \leq Q \leq +10 \text{ МВар}$ .

### 3.8.4 Розподіл уставок між турбінами

Реактивна потужність розподіляється пропорційно активній генерації:

$$Q_i = (P_i / P_{\text{ВЕС}}) \times Q_{\text{ВЕС.зад}}$$

Параметри для однієї турбіни:

- діапазон Q:  $\pm 1,0 \text{ МВар}$ ;
- коефіцієнт крутизни:  $k_{\text{турб}} = 2,0 \text{ МВар/кВ}$ ;
- швидкодія:  $\tau = 0,5\text{--}1,0 \text{ с}$ .

Таблиця 3.4 - Уставки регуляторів вітрогенераторів

Параметр	cos φ-control	Q(U)-control
Уставка	cos φ = 0,95	k = 2,0 МВар/кВ
Діапазон Q	-1,0...+1,0 МВар	-1,0...+1,0 МВар
Мертва зона	—	9,8-10,2 кВ
Швидкодія	0,5-1,0 с	0,5-1,0 с

### 3.8.5 Розрахунок втрат при регулюванні Q

Втрати в інверторі DFIG при регулюванні реактивної потужності складаються з кількох компонент. Розглянемо детально кожен складову для турбіни 3МВт.

1. Втрати провідності в IGBT модулях (conduction losses) пропорційні квадрату струму:

$$P_{\text{cond}} = I^2 \times R_{\text{on}} \times D$$

де  $R_{\text{on}}=1,5\text{МОм}$  - опір відкритого IGBT,  $D$  - коефіцієнт заповнення ШІМ. При номінальному струмі  $I_{\text{ном}}=2930\text{А}$ :

$$P_{\text{cond}} = 2930^2 \times 0,0015 \times 0,5 = 6,44 \text{ кВт на фазу}$$

$$P_{\text{cond.заг}} = 6,44 \times 3 = 19,3 \text{ кВт для 3-фазного інвертора}$$

2. Втрати перемикання (switching losses) залежать від частоти ШІМ  $f_{\text{sw}}=4 \text{ кГц}$ :

$$P_{\text{sw}} = (E_{\text{on}} + E_{\text{off}}) \times f_{\text{sw}}$$

де  $E_{\text{on}}=200 \text{ мДж}$ ,  $E_{\text{off}}=180 \text{ мДж}$  - енергія одного перемикання для IGBT 6,5кВ/3000А.

$$P_{\text{sw}} = (200+180) \times 10^{-3} \times 4000 = 1,52 \text{ кВт на IGBT}$$

$$P_{\text{sw.заг}} = 1,52 \times 12 = 18,2 \text{ кВт (12 IGBT в 3-фазному мості)}$$

3. Втрати в DC-link конденсаторах (ESR losses):

$$P_{\text{cap}} = I_{\text{ripple}}^2 \times \text{ESR} = 850^2 \times 0,002 = 1,45 \text{ кВт}$$

4. Втрати в LCL фільтрі (резистивні втрати в індуктивностях  $L_1=50\text{мкГн}$ ,  $L_2=30\text{мкГн}$ ):

$$P_{LCL} = I^2 \times (R_{L1} + R_{L2}) = 2930^2 \times (0,003+0,002) = 42,9 \text{ кВт}$$

5. Допоміжні втрати (система охолодження, вентилятори, керування):

$$P_{aux}=25\text{кВт.}$$

Сумарні втрати при  $P=3\text{МВт}$ ,  $Q=1\text{МВар}$ :

$$P_{втр.заг} = 19,3 + 18,2 + 1,45 + 42,9 + 25 = 106,9 \text{ кВт}$$

При роботі без реактивної потужності ( $Q=0$ ) втрати зменшуються до  $P_{втр}=92\text{кВт}$  через менший струм. Додаткові втрати від регулювання  $Q$ :

$$\Delta P_Q = 106,9 - 92 = 14,9 \text{ кВт або } 1,5\% \text{ від } P_{ном}$$

Для 10 турбін річні додаткові витрати електроенергії на регулювання  $Q$  (при середньому коефіцієнті використання 0,30):

$$E_{рік} = 10 \times 14,9 \times 8760 \times 0,30 = 391 \text{ МВт}\times\text{год/рік}$$

При вартості електроенергії  $0,05\text{€/кВт}\times\text{год}$  додаткові витрати становлять  $19,6\text{тис.€/рік}$ , що є несуттєвим порівняно з вигодами від підтримки якості електроенергії.

Таблиця 3.5 - Розподіл втрат в інверторі DFIG 3МВт

Компонента втрат	Втрати, кВт	Частка, %
Втрати провідності IGBT	19,3	18,1
Втрати перемикачів	18,2	17,0
DC-link конденсатори	1,5	1,4
LCL фільтр	42,9	40,1
Допоміжні системи	25,0	23,4
<b>РАЗОМ</b>	<b>106,9</b>	<b>100</b>

### 3.9 Координація систем регулювання

#### Часова селективність регуляторів

Для запобігання конфліктів встановлюється часова ієрархія:

- STATCOM / інвертори ВЕС:  $\tau = 20-50$  мс;
- БСК (якщо встановлені):  $\tau = 1-3$  с;
- РПН трансформаторів:  $\tau = 30$  с.

#### Розподіл зон відповідальності

Розмежування функцій:

- інвертори ВЕС:  $\cos \varphi = 0,95$  для базової компенсації;
- STATCOM (U-control): підтримка 10 кВ  $\pm 2,5\%$ ;
- РПН: корекція при виході за межі  $\pm 5\%$  понад 30 с.

#### Перевірка стійкості системи

$$K_{\text{підс}} = (K_{\text{STATCOM}} \times K_{\text{ВЕС}}) / (K_{\text{STATCOM}} + K_{\text{ВЕС}}) < K_{\text{крит}}$$

$$K_{\text{підс}} = (60 \times 20) / (60 + 20) = 15 \text{ МВар/кВ}$$

$$K_{\text{крит}} = U_{\text{ном}}^2 / X = 100 / 0,2 = 500 \text{ МВар/кВ}$$

Умова  $K_{\text{підс}} = 15 \ll K_{\text{крит}} = 500$  виконується з великим запасом.

#### Математична модель взаємодії регуляторів

Для аналізу динамічної взаємодії трьох рівнів регулювання (STATCOM, ВЕС, РПН) побудуємо спрощену математичну модель системи.

Напруга на шинах 10кВ визначається балансом реактивної потужності:

$$U = U_0 + (Q_{\text{STATCOM}} + Q_{\text{ВЕС}} + Q_{\text{РПН}} - Q_{\text{наб}}) / (U_{\text{ном}} / X_{\text{екв}})$$

де  $U_0$  - напруга системи, зведена до шин 10кВ;  $X_{\text{екв}}=0,2$  Ом - еквівалентний опір мережі.

Динаміка STATCOM описується аперіодичною ланкою 1-го порядку:

$$T_S \times dQ_S/dt + Q_S = K_U \times (U_{\text{зад}} - U)$$

де  $T_S=0,05\text{с}$  - стала часу STATCOM;  $K_U=60\text{МВар/кВ}$  - коефіцієнт регулятора U-control.

Динаміка інверторів ВЕС (аналогічно):

$$T_V \times dQ_V/dt + Q_V = K_V \times (U_{\text{зад}} - U)$$

де  $T_V = 0,7\text{с}$ ;  $K_V = 20\text{ МВар/кВ}$ .

РПН моделюється релейною характеристикою з витримкою часу  $t_{\text{випр}}=30\text{с}$  та зоною нечутливості  $\pm 0,5\text{кВ}$ . При виході  $U$  за межі зони РПН змінює  $U_0$  дискретно на  $\pm 187\text{ В}$ .

Об'єднана система рівнянь:

$$U = U_0 + (Q_S + Q_V - Q_{\text{наб}}) \times X_{\text{екв}} / U_{\text{ном}}$$

$$T_S \times dQ_S/dt = K_U \times (U_{\text{зад}} - U) - Q_S$$

$$T_V \times dQ_V/dt = K_V \times (U_{\text{зад}} - U) - Q_V$$

Характеристичне рівняння замкненої системи (без РПН):

$$T_S \times T_V \times s^2 + (T_S + T_V + K_{\text{екв}} \times X_{\text{екв}/U}) \times s + K_{\text{екв}} \times X_{\text{екв}/U} = 0$$

де  $K_{\text{екв}} = (K_U \times K_V)/(K_U + K_V) = 15\text{ МВар/кВ}$ .

Підставляючи числові значення:

$$0,035 \times s^2 + 0,75 \times s + 0,3 = 0$$

Дискримінант  $D = 0,75^2 - 4 \times 0,035 \times 0,3 = 0,5205 > 0$ , корені дійсні та від'ємні:

$$s_1 = -0,61\text{ с}^{-1}, s_2 = -14,0\text{ с}^{-1}$$

Обидва корені від'ємні  $\rightarrow$  система стійка. Перехідний процес аперіодичний з домінуючою постійною часу  $T=1/0,61 \approx 1,6\text{с}$ . Це підтверджує відсутність коливань та плавний характер регулювання.

### 3.10 Функція LVRT та її параметри

#### 3.10.1 Вимоги Grid Code до LVRT

LVRT забезпечує здатність ВЕС залишатися підключеною при провалах напруги:

- провал до 0 протягом 150 мс - підключення зберігається;
- при  $U = 0,15 U_{\text{ном}}$  протягом 700 мс - підключення зберігається;
- при  $U = 0,25 U_{\text{ном}}$  - необмежений час роботи;
- під час провалу генерується додаткова реактивна потужність.

### 3.10.2 Розрахунок підтримуючої реактивної потужності

$$Q_{\text{LVRT}} = k_{\text{LVRT}} \times (U_{\text{ном}} - U_{\text{вим}}) \times I_{\text{ном}}$$

$$I_{\text{ном}} = 30000 / (1,732 \times 10) = 1732 \text{ A}$$

$$Q_{\text{LVRT}} = 3 \times (10 - 5) \times 1732 / 1000 = 26 \text{ МВар}$$

$$Q_{\text{STATCOM.LVRT}} = 26 - 10 = 16 \text{ МВар}$$

Таблиця 3.6 - Параметри функції LVRT

Параметр	Значення
Провал до 0 В	150 мс
Провал до $0,15 U_{\text{ном}}$	700 мс
Коефіцієнт $k_{\text{LVRT}}$	3,0
Q від генераторів	+10 МВар
Q від STATCOM	+16 МВар

## 3.11 Приклади розрахунку характерних режимів роботи

### 3.11.1 Режим максимального навантаження без генерації ВЕС

Розглянемо режим максимального навантаження підстанції без генерації ВЕС (штиль або ремонт). Вихідні дані:  $P_{\text{нав}} = 29,44 \text{ МВт}$ ,  $Q_{\text{нав}} = 12,54 \text{ МВар}$ ,  $\cos \varphi = 0,92$ ,  $P_{\text{ВЕС}} = 0$ ,  $U_{110} = 115 \text{ кВ}$ . Модель схеми показана в Додатку В.

Баланс:  $\Delta P = 29,44 \text{ МВт}$  (дефіцит з мережі)

Струм:  $I = 29440 / (1,732 \times 10 \times 0,92) = 1847 \text{ А}$  (84% завантаження)

Падіння напруги:  $\Delta U_T = 0,373 \text{ кВ}$

Напруга на шинах:  $U_{10} = 10,13 \text{ кВ}$  (+1,3%)

Висновок: напруга в межах зони нечутливості РПН (9,5–10,5кВ). Регулювання не потрібне. Стабільний режим.

### 3.11.2 Критичний режим: мінімум навантаження з максимумом ВЕС

Найкритичніший режим при  $P_{\text{нав}} = 7,36 \text{ МВт}$ ,  $P_{\text{ВЕС}} = 30 \text{ МВт}$ . Виникає зворотний потік в мережу 110 кВ.

Надлишок:  $\Delta P = 22,64 \text{ МВт}$  віддається в мережу

Зворотний струм:  $I = 1376 \text{ А}$

Підвищення від потоку:  $\Delta U_{\text{сист}} = 0,453 \text{ кВ}$

Результат:  $U_{10} = 11,16 \text{ кВ}$  (+11,6%)

Напруга значно перевищує норму. Необхідні заходи: STATCOM споживає Q (U-control), РПН знижує відпайку на 2-3 ступені, ВЕС в режимі Q(U) також споживає Q. Розрахунок:  $Q_{\text{потрібно}} = -(0,66 \times 10) / 0,2 = -33 \text{ МВар}$ . Оскільки це більше ніж STATCOM (-30), потрібна допомога від ВЕС або обмеження генерації.

### 3.11.3 Збалансований режим

Ідеальний режим при  $P_{\text{нав}} = P_{\text{ВЕС}} = 20 \text{ МВт}$ . Повний баланс активної потужності.

$\Delta P = 0$ , мінімальний обмін з мережею

$\Delta Q = -1,94 \text{ МВар}$  (покривається трансформаторами)

$U \approx 10,0 \text{ кВ}$  ( $\pm 0,1 \text{ кВ}$ )

Оптимальний режим: всі регулятори в нейтральному стані, мінімальні втрати, відсутні перетоки через мережу 110кВ.

### 3.11.4 Порівняльна таблиця режимів

Таблиця 3.7 - Порівняння результатів розрахунків трьох режимів

Параметр	Мах нав.	Критичний	Баланс
$P_{\text{нав}}$ , МВт	29,44	7,36	20,0
$P_{\text{ВЕС}}$ , МВт	0	30,0	20,0
$U_{10}$ , кВ	10,13	11,16	10,0
Відхилення, %	+1,3	+11,6	0
$Q_{\text{STATCOM}}$ , МВар	0	-24	0
Дія РПН	Без змін	-2...-3 ст.	Без змін

### 3.12 Аналіз перехідних процесів при зміні режимів

#### 3.12.1 Перехідний процес при ступінчастій зміні навантаження

Розглянемо динаміку напруги при раптовому підключенні навантаження  $\Delta P = 10$  МВт,  $\Delta Q = 4,26$  МВар. Початковий стан:  $P_{\text{нав}} = 20$  МВт,  $U = 10,0$  кВ,  $P_{\text{ВЕС}} = 20$  МВт (баланс).

Часова діаграма перехідного процесу:

$t = 0$  с: миттєве падіння  $U$  до 9,65 кВ (-3,5%)

$t = 0,02$  с: STATCOM починає генерувати  $Q$

$t = 0,5$  с:  $Q_{\text{STATCOM}} = +12$  МВар,  $U$  відновлюється до 9,82 кВ

$t = 1,0$  с: інвертори ВЕС ( $Q(U)$ ) додають +3 МВар,  $U = 9,90$  кВ

$t = 30$  с: спрацьовує РПН (+1 ступінь = +187 В)

$t = 40$  с: усталений режим  $U = 10,05$  кВ,  $Q_{\text{STATCOM}} = +5$  МВар

Характеристики: тривалість 40с, максимальне відхилення -3,5% (допустимо), швидка реакція STATCOM 20мс, фінальне коригування РПН 30с, аперіодичний характер без перерегулювання.

### 3.12.2 Перехідний процес при різкій зміні генерації ВЕС

Порив вітру викликає зростання  $P_{\text{ВЕС}}$  з 15 до 30МВт за 10 секунд при  $P_{\text{нав}} = 20\text{МВт const.}$

$t = 0-10$  с: лінійне зростання  $P_{\text{ВЕС}}$

$t = 3$  с:  $U$  досягає 10,35 кВ, STATCOM споживає  $Q$

$t = 5$  с:  $Q_{\text{STATCOM}} = -15$  МВар,  $Q_{\text{ВЕС}}$  також негативна

$t = 10$  с: максимум генерації,  $U = 10,65$  кВ

$t = 40$  с: РПН - 2 ступені, стабілізація  $U = 10,15$  кВ

Координована робота трьох рівнів регулювання (STATCOM/ВЕС/РПН) утримує напругу в допустимих межах при значних збуреннях.

### 3.12.3 Оцінка запасу стійкості системи регулювання

Стійкість оцінюється через критерій Найквіста. Еквівалентний коефіцієнт підсилення паралельно працюючих систем:

$$K_{\text{екв}} = (K_{\text{STATCOM}} \times K_{\text{ВЕС}}) / (K_{\text{STATCOM}} + K_{\text{ВЕС}})$$

$$K_{\text{екв}} = (60 \times 20) / (60 + 20) = 1200/80 = 15 \text{ МВар/кВ}$$

Критичний коефіцієнт визначається опором мережі:

$$K_{\text{крит}} = U^2/X = 10^2/0,2 = 500 \text{ МВар/кВ}$$

Запас стійкості:

$$\Psi = K_{\text{крит}}/K_{\text{екв}} = 500/15 = 33,3$$

Запас  $\Psi > 10$  вважається достатнім для забезпечення стійкості. Отримане значення 33,3 означає, що система має великий запас стійкості і не схильна до автоколивань. Коливальні процеси виключені, перехідні процеси мають аперіодичний характер.

### 3.12.4 Вплив часових constant на динаміку системи

Швидкодія різних рівнів регулювання визначає характер перехідних процесів:

STATCOM ( $\tau=20\text{мс}$ ): реагує майже миттєво, компенсує 70-80% збурення за перші 0,5с. Високочастотні коливання ( $f>1\text{Гц}$ ) повністю демпфуються.

Інвертори ВЕС ( $\tau=0,5-1\text{с}$ ): забезпечують плавне регулювання середньочастотних змін (0,1-1Гц). Доповнюють STATCOM в режимах близьких до насичення.

РПН ( $\tau=30\text{с}$ ): усуває статичну похибку, забезпечує фінальне значення напруги точно на уставці. Реагує тільки на тривалі відхилення, ігноруючи короточасні збурення.

Така ієрархія забезпечує оптимальне поєднання швидкодії та точності регулювання без взаємних перешкод між рівнями.

### Висновки до розділу 3

1. У третьому розділі виконано вибір та обґрунтування сучасного обладнання для системи регулювання напруги та реактивної потужності підстанції 110/10 кВ з підключеною вітровою електростанцією потужністю 30 МВт.
2. Розроблено багаторівневу архітектуру системи регулювання з чіткою ієрархією швидкодії: STATCOM (5-20 мс), інвертори ВЕС (0,5-1 с), БСК (1-3 с), РПН (30-90 с). Така структура забезпечує координоване регулювання на всіх часових масштабах без взаємних конфліктів між рівнями.
3. Обрано та обґрунтовано статичний синхронний компенсатор АВВ PCS6000 STATCOM  $\pm 30$  МВар на базі модульних багаторівневих перетворювачів (MMC) з SiC модулями як основний елемент швидкодіючого регулювання. Перевагами цього рішення є: найвища швидкодія ( $< 10$  мс), мінімальні гармонічні спотворення ( $\text{THD} < 1,5\%$ ), незалежність потужності від напруги мережі, найширша функціональність (grid-forming, активна фільтрація, LVRT підтримка до 0,15 Unom).

4. Виконано детальний розрахунок параметрів силової частини STATCOM: номінальний струм 1732 А (перевантаження до 2598 А), напруга DC-ланки  $\pm 8,2$  кВ (16,4 кВ загальна), ємність DC-ланки 120 мФ (еквівалентна), 384 субмодулі з SiC MOSFET 10 кВ/200 А. Розраховані втрати активної потужності 229 кВт (0,76%) узгоджуються з каталожними даними виробника.
5. Проведено розрахунок теплового режиму STATCOM: тепловиділення 229 кВт відводиться замкнутою системою рідинного охолодження (вода/гліколь) з витратою 300 л/хв та повітряним радіатором ефективною площею 254 м<sup>2</sup>. Максимальна температура SiC чіпів не перевищує 120°C при навколишній температурі +40°C.
6. Визначено склад додаткового обладнання: цифрові регулятори РПН АВВ REC 615 (2 шт, по 15 000 €) для координації з STATCOM, батареї статичних конденсаторів 2×5 МВар Nokian Capacitors UCSm з пасивними LC-фільтрами 5-ї та 7-ї гармонік (330 000 €), автоматичні регулятори компенсації АВВ RVT для керування БСК.
7. Розроблено архітектуру системи SCADA на базі протоколів IEC 61850, Modbus TCP, DNP3 з чотирма рівнями: Process Level (пристрої), Bay Level (концентратори RTU), Station Level (SCADA сервер підстанції), Control Center (зв'язок з диспетчером). Система забезпечує моніторинг в реальному часі, дистанційне керування, архівування даних, координацію регуляторів.
8. Визначено комплекс заходів кібербезпеки відповідно до стандартів IEC 62351 та NERC CIP: сегментація мереж ОТ/ІТ, демілітаризована зона (DMZ), шифрування TLS 1.3, багатофакторна автентифікація, система виявлення вторгнень Nozomi Networks або Dragos, регулярне резервне копіювання та оновлення.
9. Виконано економічне обґрунтування проекту: капітальні витрати (CAPEX) становлять 5,0 млн €, експлуатаційні витрати (OPEX) 110,3 тис.€/рік. Річна економія від уникнення штрафів, зменшення втрат, підвищення коефіцієнта використання ВЕС та зменшення зносу обладнання оцінюється в 430 тис.€/рік. Чиста річна вигода 319,7 тис.€/рік, простий термін окупності 15,6 років.

10. Розраховано показники ефективності інвестицій: NPV = +1,2 млн € при горизонті планування 25 років та ставці дисконтування 5%, IRR = 8,3%. Позитивний NPV підтверджує економічну доцільність проекту з довгострокової перспективи, незважаючи на тривалий термін окупності.

11. Обрана система регулювання повністю відповідає всім вимогам Grid Code ENTSO-E до підключення вітрових електростанцій: діапазон регулювання реактивної потужності  $\pm 0,33 P_{ном}$  ( $\pm 10$  МВар для ВЕС 30 МВт), швидкодія < 1 с, підтримка режимів Q-control, U-control, cos  $\phi$ -control, Q(U), функція LVRT при провалах до 0,15 Uном протягом 150 мс.

12. Система забезпечує підтримання напруги на шинах 10 кВ в діапазоні  $10,0 \pm 0,5$  кВ ( $\pm 5\%$ ) у всіх режимах роботи, обмеження гармонічних спотворень (THD < 3-4% замість 6-8% без STATCOM), показників фліккера (Plt < 0,9 замість 1,2-1,5), коефіцієнта несиметрії (K2U < 1% замість 3%).

13. Технічні рішення, розроблені в цьому розділі, можуть бути використані як типові для підстанцій 110/10 кВ з підключенням вітрових електростанцій потужністю 20-50 МВт в умовах України. Масштабування системи для більших потужностей ВЕС (до 100 МВт) можливе шляхом збільшення потужності STATCOM до  $\pm 50 \dots \pm 60$  МВар без зміни архітектури системи регулювання.

14. Впровадження запропонованої системи регулювання є необхідною умовою для виконання вимог Grid Code та забезпечення надійної інтеграції відновлюваних джерел енергії в об'єднану енергосистему України після синхронізації з ENTSO-E. Без такої системи експлуатація ВЕС потужністю понад 12 МВт не відповідає міжнародним стандартам та створює ризики для стабільності енергосистеми.

## **4 РОЗРОБЛЕННЯ МАРКЕТИНГОВОЇ ПРОГРАМИ СТАРТАП-ПРОЕКТУ**

### **4.1 Визначення ключових переваг концепції потенційного товару**

Маркетингова концепція товару є фундаментальним елементом стратегії виведення продукту на ринок. Вона формується на основі глибокого аналізу потреб енергетичної галузі України та конкурентних переваг розробленої системи оптимізації режимів роботи підстанцій з інтегрованими вітроелектростанціями.

Сучасний стан енергетичної галузі України характеризується активним розвитком відновлюваної енергетики, зокрема вітрової генерації. Станом на 2024 рік загальна встановлена потужність ВЕС в Україні перевищує 1,5 ГВт, при цьому значна частина цієї потужності підключена до електричних мереж напругою 35-330 кВ через розподільчі підстанції. Нестабільність вітрової генерації створює суттєві виклики для операторів електричних мереж, що формує об'єктивну потребу в інтелектуальних системах оптимізації.

Аналіз потреб потенційних споживачів виявив п'ять ключових напрямів, де розроблена система може забезпечити суттєву додану вартість для енергетичних компаній. Результати аналізу систематизовано в таблиці 4.1.

№	Потреба	Вигода, яку пропонує товар	Ключові переваги перед конкурентами
1	Стабілізація роботи електромережі при нестабільній генерації ВЕС	Мультимодальний аналіз даних (метеопрогнози, телеметрія ВЕС, параметри мережі, термограми обладнання) для прогнозування та оптимізації режимів	Точність прогнозування генерації ВЕС 92-95% проти 80-85% у традиційних систем; зниження небалансів електроенергії на 30-40%
2	Запобігання перевантаженням обладнання ПС через стрибки потужності ВЕС	Система раннього попередження про критичні режими з рекомендаціями щодо перемикачів та регулювання	Виявлення передаварійних станів за 15-45 хвилин до критичної ситуації проти 5-10 хвилин у існуючих SCADA
3	Мінімізація втрат електроенергії в мережі	Оптимізація топології мережі та режимів роботи трансформаторів з урахуванням змінної генерації ВЕС	Зниження технічних втрат на 8-12% завдяки динамічній оптимізації; економія 150-400 тис. грн/рік на типову ПС 110/35/10 кВ
4	Інтеграція з існуючою диспетчерською інфраструктурою	Сумісність з SCADA, EMS, протоколами IEC 61850, IEC 60870-5-104 без заміни обладнання	Впровадження без зупинки роботи ПС, інтеграція з 95% існуючих систем телемеханіки
5	Підвищення якості електроенергії при роботі з ВЕС	Моніторинг та рекомендації щодо компенсації реактивної потужності, фільтрації гармонік	Підтримка показників якості згідно ДСТУ EN 50160 навіть при частці ВЕС до 40% встановленої потужності

Перша потреба – стабілізація роботи електромережі – є найбільш критичною для операторів розподільчих мереж. Традиційні системи диспетчерського управління розраховані на роботу з прогнозованим навантаженням та стабільною генерацією. Впровадження ВЕС із їх властивою нестабільністю вимагає принципово нового підходу до управління режимами. Розроблена система використовує алгоритми машинного навчання для аналізу метеорологічних даних, історичних профілів генерації та поточних параметрів мережі, що дозволяє досягти точності прогнозування 92-95%.

Друга потреба пов'язана із запобіганням аварійним ситуаціям. Різкі зміни потужності ВЕС можуть спричинити перевантаження трансформаторів, ліній електропередач та комутаційних апаратів. Система раннього попередження аналізує тренди зміни параметрів та ідентифікує передаварійні стани значно раніше, ніж традиційні системи релейного захисту.

Третя потреба – мінімізація втрат – має безпосередній економічний вплив на діяльність енергокомпаній. Змінний характер генерації ВЕС призводить до неоптимальних режимів роботи мережі, що збільшує технічні втрати. Динамічна оптимізація топології та режимів дозволяє забезпечити мінімальні втрати в будь-який момент часу.

Четверта потреба відображає консервативність енергетичної галузі. Енергокомпанії мають значні інвестиції в існуючу інфраструктуру SCADA та не готові до її повної заміни. Розроблена система інтегрується з існуючими рішеннями як надбудова, що суттєво знижує бар'єр входу та ризики впровадження.

П'ята потреба стосується нормативних вимог до якості електроенергії. Інвертори ВЕС генерують гармонічні спотворення, які можуть порушувати вимоги стандартів. Система забезпечує моніторинг показників якості та надає рекомендації щодо компенсаційних заходів.

## **4.2 Опис трьох рівнів моделі товару**

Маркетингова модель товару деталізує характеристики продукту на трьох рівнях відповідно до класичної концепції Ф. Котлера: товар за задумом, товар у реальному виконанні та товар із підкріпленням. Такий підхід дозволяє чітко структурувати ціннісну пропозицію для різних груп стейкхолдерів.

### **4.2.1 Товар за задумом**

Товар за задумом відображає базову потребу, яку задовольняє продукт, та основну функціональну вигоду для споживача.

Базова потреба полягає у забезпеченні надійної, стабільної та економічно ефективної роботи підстанцій електричних мереж в умовах підключення вітроелектростанцій зі змінною генерацією. Нестабільність вітрової генерації створює значні коливання навантаження та загрозу перевантаження обладнання, що вимагає інтелектуальних рішень для управління режимами.

Основна функціональна вигода – інтелектуальна оптимізація режимів роботи підстанції через мультимодальний аналіз метеоданих, параметрів мережі, стану обладнання та прогнозування генерації ВЕС для прийняття превентивних рішень диспетчерським персоналом. Система не замінює диспетчера, а виступає інтелектуальним помічником, що надає обґрунтовані рекомендації.

Ключові властивості та характеристики товару представлено в таблиці 4.2. Усі характеристики класифіковано за вимірюваністю (М – вимірювана кількісно, Нм – невимірювана) та типом (Тх – технічна, Ер – ергономічна, Тл – технологічна, Ор – організаційна).

Таблиця 4.2 – Опис трьох рівнів моделі товару

Властивості/характеристики	М/Нм	Тип
1. Точність прогнозування генерації ВЕС на 1-24 години $\geq 92\%$	М	Тх
2. Час обробки даних та видачі рекомендацій $\leq 3$ секунди	М	Тх
3. Інтеграція з SCADA/EMS через IEC 61850, IEC 104, Modbus	М	Тх
4. Обробка 50+ параметрів мережі в режимі реального часу	М	Тх
5. Аналіз термограм обладнання для оцінки запасу перевантаження	М	Тх
6. Доступність системи (uptime) $\geq 99.7\%$	М	Тх
7. Інтуїтивно зрозумілий інтерфейс для диспетчерів	Нм	Ер
8. Пояснюваність рекомендацій AI для оперативного персоналу	М	Тх
9. Адаптація до конфігурації конкретної ПС за 1-2 дні	М	Тл
10. Архівування даних з можливістю аналізу за 3+ роки	М	Тх
11. Багаторівневий доступ (диспетчер/інженер/адміністратор)	М	Ор
12. Відповідність вимогам кібербезпеки НЕК «Укренерго»	М	Тх

Вимоги до якості продукту визначаються специфікою критичної інфраструктури енергетичної галузі:

- відповідність стандартам IEC 61850 (комунікації на ПС), IEC 61970 (EMS);
- сертифікація за ДСТУ ISO/IEC 27001 (інформаційна безпека);
- атестація НЕК «Укренерго» для використання в ОЕС України;
- відповідність вимогам Кодексу системи передачі;
- тестування на реальних даних 3+ підстанцій з ВЕС;
- регулярний аудит відповідності Закону України «Про критичну інфраструктуру».

#### 4.2.2 Товар у реальному виконанні

Товар у реальному виконанні представлений під торговою маркою GridOptima Wind. Назва відображає основне призначення продукту – оптимізацію роботи електричних мереж (Grid) з інтегрованими вітроелектростанціями (Wind).

Архітектура системи базується на гібридній моделі edge+cloud computing:

- Edge computing – локальний сервер на підстанції для обробки критичних даних з латентністю менше 50 мс;
- Cloud computing – хмарний компонент для машинного навчання, архівування та аналітики;
- Hybrid deployment – гібридна модель з автономною роботою edge-компонента при втраті зв'язку з хмарою.

AI та аналітичні модулі системи включають:

- Модуль прогнозування ВЕС на основі моделей LSTM та gradient boosting з використанням метеоданих та історичних профілів;
- Модуль аналізу термограм на базі згорткових нейронних мереж (CNN) для виявлення перегріву обладнання;
- Оптимізатор режимів на основі генетичних алгоритмів та reinforcement learning для мультикритеріальної оптимізації;

- Детектор аномалій з використанням *unsupervised learning* для виявлення нештатних ситуацій.

Система забезпечує інтеграцію з широким спектром промислових протоколів: IEC 61850 (MMS, GOOSE), IEC 60870-5-104, Modbus TCP/RTU, DNP3. Підтримується сумісність з SCADA-системами провідних виробників (ABB, Siemens, Schneider Electric) та вітчизняними рішеннями.

Функціональні модулі системи представлено в табл. 4.3. Детальна специфікація рівнів постачання (Starter, Professional, Enterprise) та гарантійних умов наведена в Додатку Г.

Таблиця 4.3 – Функціональні модулі системи GridOptima Wind

Модуль	Основні функції
Прогнозування генерації ВЕС	Короткостроковий прогноз (1-6 год): точність 94-96%; добовий прогноз: 90-92%; тижневий прогноз: 85-88%; врахування метеофронтів та топографії
Оптимізація режимів ПС	Рекомендації з перемикань; оптимальні уставки РПН трансформаторів; керування БСК; балансування навантаження між трансформаторами
Моніторинг стану обладнання	Аналіз завантаження; контроль температурних режимів; оцінка залишкового ресурсу; раннє попередження про передаварійні стани
Якість електроенергії	Моніторинг показників за ДСТУ EN 50160; аналіз гармонік; рекомендації з компенсації та фільтрації; контроль напруги
Підтримка рішень диспетчера	Сценарний аналіз «що-якщо»; пріоритизація рекомендацій; пояснення логіки AI; протоколювання дій

### 4.2.3 Товар із підкріпленням

Товар із підкріпленням включає комплекс супутніх послуг та сервісів, що забезпечують повний життєвий цикл продукту.

До продажу клієнтам пропонується:

- Безкоштовний аудит існуючої інфраструктури та SCADA (2-3 дні) – обстеження підстанції pre-sales інженером;
- Pilot-проект – тестове впровадження на 3 місяці з реальними даними ПС;
- ROI-калькулятор – індивідуальний розрахунок економії від впровадження для конкретної підстанції;
- Технічна презентація та демонстрація для команди замовника;
- Регуляторна підтримка – консультації з отримання дозволів НЕК «Укренерго»;
- Референс-візит – організація відвідування діючої ПС з впровадженою системою.

Після продажу забезпечується:

- Інтеграція з SCADA – налаштування обміну даними протягом 5-10 днів;
- Навчання персоналу: диспетчери (16 год), інженери (24 год), керівництво (4 год);
- Супровід впровадження – інженер на об'єкті перші 2 тижні;
- Технічна підтримка 24/7 з тривірневою ескалацією (L1/L2/L3);
- Регулярні оновлення AI-моделей (щомісяця) та функціоналу (щокварталу);
- Моніторинг ефективності з щотижневими та щоквартальними звітами.

### 4.2.4 Захист від копіювання

Захист інтелектуальної власності є критичним для високотехнологічного продукту. Стратегія захисту включає правовий, технологічний та організаційний компоненти.

Правовий захист передбачає: патентування способу оптимізації режимів ПС з використанням мультимодального аналізу; реєстрацію програмного забезпечення в Державній службі інтелектуальної власності; реєстрацію торгової марки GridOptima Wind; укладання NDA з клієнтами, співробітниками та партнерами.

Технологічний захист базується на унікальних датасетах (власна база даних профілів роботи 10+ ПС з ВЕС за 3+ роки), власних AI-моделях з унікальною архітектурою, обфускації програмного коду, онлайн-активації ліцензій.

Організаційний захист включає розділення критичних алгоритмів між edge та cloud компонентами, швидкі інновації з квартальними оновленнями, формування екосистеми партнерів, розвиток експертизи команди.

### **4.3 Визначення меж встановлення ціни**

Ціноутворення базується на комплексному аналізі ринку енергетичних IT-рішень, економічного ефекту для клієнта та інвестицій у впровадження. При формуванні цінової політики враховано три ключові фактори: рівень цін на товари-замінники, рівень цін на товари-аналоги та рівень доходів цільової групи споживачів.

#### **4.3.1 Аналіз цін на товари-замінники та аналоги**

До товарів-замінників належать рішення, що частково задовольняють потребу в оптимізації режимів ПС:

- Розширення SCADA з модулем прогнозування: €50 000-150 000 (одноразово) + €5 000-15 000/рік підтримка;
- Консалтингові послуги з оптимізації режимів: €20 000-60 000/рік;
- Штатний інженер-оптимізатор: 30 000-50 000 грн/міс (360-600 тис. грн/рік).

До товарів-аналогів належать зарубіжні комплексні рішення:

- Siemens Spectrum Power (EMS з AI): €200 000-500 000 + 15-20%/рік підтримка;
- GE Grid Solutions Optimizer: \$150 000-400 000 + 18%/рік;
- ABB Ability Energy Forecasting: €80 000-250 000 + 12%/рік.

Важливо зазначити, що на українському ринку прямих аналогів розробленій системі немає, що створює можливість для зайняття унікальної ніші.

#### 4.3.2 Економічний ефект для клієнта

Для обґрунтування цінової політики розраховано економічний ефект від впровадження системи для типової підстанції 110/35/10 кВ з підключеною ВЕС потужністю 20-50 МВт.

Джерела економії:

- Зниження технічних втрат на 8-12%: 150-400 тис. грн/рік;
- Запобігання 1-2 аваріям на рік: 500 тис. – 2 млн грн;
- Зменшення штрафів за небаланси на 30%: 100-300 тис. грн/рік.

Загальний економічний ефект складає 750 тис. – 2.7 млн грн/рік, що визначає верхню межу ціни з точки зору готовності клієнта платити.

#### 4.3.3 Цінова модель

На основі проведеного аналізу сформовано трирівневу цінову модель, що відповідає різним сегментам ринку та масштабам впровадження (табл. 4.4).

Таблиця 4.4 – Цінова модель GridOptima Wind

Показник	Starter	Professional	Enterprise
Цільова ПС	35/10 кВ, ВЕС до 10 МВт	110/35/10 кВ, ВЕС до 50 МВт	330/110 кВ, ВЕС 50+ МВт
Одноразовий платіж	450 000 грн	850 000 грн	1 800 000 грн
Щомісячний платіж	15 000 грн	35 000 грн	65 000 грн

Продовження таблиці 4.4

<b>Показник</b>	<b>Starter</b>	<b>Professional</b>	<b>Enterprise</b>
Вартість за рік 1	630 000 грн	1 270 000 грн	2 580 000 грн
ROI для клієнта	12-18 місяців	6-12 місяців	6-10 місяців

Обрана цінова стратегія базується на принципі value-based pricing – ціна прив'язана до економічного ефекту для клієнта (25-50% від річної економії). Це забезпечує швидку окупність інвестицій (6-18 місяців) та формує чітке ціннісне обґрунтування для прийняття рішення про закупівлю.

Порівняно із західними аналогами, запропоновані ціни на 60-80% нижчі при порівнянному функціоналі, що є суттєвою конкурентною перевагою. При цьому забезпечується українська локалізація та підтримка, що критично важливо для роботи з критичною інфраструктурою.

Детальна структура ціни та порівняння TCO (Total Cost of Ownership) за 3 роки наведено в Додатку Д.

#### **4.4 Формування системи збуту**

Специфіка енергетичної галузі України диктує особливий підхід до формування каналів збуту. На відміну від масових ринків, продаж складних технічних рішень для критичної інфраструктури вимагає глибокого розуміння бізнес-процесів клієнта та тривалого циклу прийняття рішень.

##### **4.4.1 Специфіка закупівельної поведінки цільових клієнтів**

Закупівельна поведінка в енергетичній галузі характеризується наступними особливостями:

- Тривалий цикл прийняття рішення (6-18 місяців) через тендерні процедури та узгодження з НЕК «Укренерго»;
- Множинність осіб, що приймають рішення: технічний директор, головний диспетчер, головний інженер, служба РЗА, відділ закупівель, правова служба;

- Обов'язкові вимоги: атестація обладнання, висновок експертизи промбезпеки, відповідність ПУЕ;
- Пілотне впровадження як обов'язкова умова основного контракту;
- Консервативність галузі, критична важливість репутації та референсів;
- Бюджетне планування: заявки на наступний рік подаються до вересня;
- Державні закупівлі через Prozorro (для державних компаній).

#### **4.4.2 Оптимальна система збуту**

З урахуванням специфіки галузі обрано комбіновану модель збуту з переважанням прямих продажів.

Пряма модель збуту (95% обсягу) реалізується через власну команду technical sales. Обґрунтування вибору прямої моделі:

- необхідність глибокої технічної експертизи в енергетиці;
- тривалі цикли продажу, що вимагають постійного супроводу;
- висока вартість контрактів (від 630 тис. грн);
- потреба в індивідуальному підході до кожного клієнта.

Структура відділу продажів включає: Technical Sales Team (4-5 осіб з досвідом в енергетиці 5+ років), Pre-Sales Engineers (2-3 особи для технічного аудиту та демонстрацій), Account Managers (2 особи для роботи з ключовими клієнтами).

Партнерська модель (5% обсягу) використовується для спеціалізованих проектів через системних інтеграторів (ABB Україна, Siemens Ukraine) та виробників ВЕС. Умови партнерства: реферальна fee 10-15% або OEM-постачання зі знижкою 20%.

#### **4.4.3 Процес продажу**

Процес продажу структуровано в шість етапів із загальною тривалістю 9-12 місяців (табл. 4.5).

Таблиця 4.5 – Етапи процесу продажу

Етап	Тривалість	Ключові активності
1. Prospecting	1-2 міс	Аналіз даних, cold outreach, участь у конференціях
2. Qualification	0.5-1 міс	Зустрічі з ОПР, оцінка за BANT-критеріями
3. Solution Design	1-2 міс	Обстеження ПС, розробка ТЕО, презентація для технічної ради
4. Pilot Project	3-6 міс	Тестове впровадження, навчання, звіт з результатами
5. Negotiation	1-2 міс	Узгодження умов, юридична експертиза, тендер
6. Onboarding	1-2 міс	Розгортання, навчання, передача в експлуатацію

#### 4.4.4 План продажів

На основі аналізу ринкового потенціалу та ресурсних можливостей компанії сформовано план продажів на перші три роки (табл. 4.6).

Таблиця 4.6 – План продажів на 2025-2027 роки

Рік	Кількість клієнтів	Середній чек	Виручка	Структура виручки
2025	3-4	1.2 млн грн	3.6-4.8 млн грн	80% впровадж. / 20% підписки
2026	8-12	1.5 млн грн	12-18 млн грн	60% впровадж. / 40% підписки
2027	18-25	1.4 млн грн	25-35 млн грн	45% впровадж. / 55% підписки

Детальна інформація про структуру відділу продажів, цільові клієнтські сегменти та партнерську програму наведена в Додатку Е.

## **4.5 Концепція маркетингових комунікацій**

Стратегія маркетингових комунікацій в енергетичній галузі принципово відрізняється від масових ринків. Консервативність галузі, технічна грамотність аудиторії та тривалий цикл прийняття рішень вимагають побудови довіри через демонстрацію технічної експертності та доведеної ефективності.

### **4.5.1 Аналіз поведінки цільової аудиторії**

Цільова аудиторія – технічні директори, головні інженери та головні диспетчери енергетичних компаній – характеризується специфічними особливостями:

- Консервативність: пріоритет надійності над інноваційністю, колегіальне прийняття рішень;
- Технічна грамотність: профільна освіта, глибоке розуміння технічних деталей;
- Орієнтація на репутацію: довіра до відомих брендів та підтверджених кейсів;
- Регуляторна обізнаність: високі вимоги до сертифікації та відповідності стандартам;
- Економічна обґрунтованість: ROI, термін окупності, гарантії – ключові критерії.

Основні канали пошуку інформації: галузеві конференції, професійні спільноти, рекомендації колег з інших енергокомпаній, галузеві науково-технічні журнали.

### **4.5.2 Позичіонування та ключові меседжі**

Позичіонування GridOptima Wind базується на чотирьох ключових позиціях:

1. Українська розробка з локальною підтримкою – «Створено в Україні інженерами-енергетиками для української енергосистеми»;

2. Доведена ефективність – «Точність прогнозу 94%, економія до 400 тис. грн/рік – підтверджено на 10+ об'єктах»;
3. Швидке впровадження – «Інтеграція за 2-4 тижні без зупинки обладнання, сумісність з 95% SCADA»;
4. Відповідність вимогам – «Атестовано для роботи в ОЕС України, відповідає всім вимогам кібербезпеки».

Креативна концепція: «Від хаосу вітру – до стабільності мережі». Візуальна метафора відображає трансформацію непередбачуваної вітрової генерації в стабільну роботу електромережі завдяки інтелектуальній системі.

Tone of voice – професійний, технічний, консервативний. Комунікація базується на цифрах, фактах, стандартах. Уникаються маркетингові кліше та перебільшення.

#### 4.5.3 Структура маркетингового бюджету

Річний маркетинговий бюджет складає 4.2-4.5 млн грн. Розподіл за напрямками враховує специфіку B2B-маркетингу в енергетичній галузі (табл. 4.7).

Таблиця 4.7 – Структура маркетингового бюджету

Напрямок	Бюджет, млн грн	Частка	Основні активності
Event Marketing	1.5-1.8	35%	Конференції, семінари, референс-візити, вебінари
Content Marketing	1.3-1.5	30%	Блог, кейси, white papers, відео
Digital Marketing	0.85-0.9	20%	LinkedIn Ads, Google Ads, SEO
PR та медіа	0.43-0.45	10%	Галузеві ЗМІ, прес-релізи, SMM
Direct Marketing	0.13-0.15	5%	Email-кампанії, direct mail

Event Marketing є найважливішим напрямом для енергетичної галузі. Участь у конференціях (Ukrainian Energy Forum, REDay, Energy Efficiency Expo) забезпечує прямий контакт з ОПР та формування репутації експерта. Власні

заходи (GridOptima Technical Day, референс-візити) дозволяють детально продемонструвати можливості системи.

Content Marketing спрямований на формування thought leadership. Технічний блог (2 статті/міс), кейс-стаді (3-5/рік), white papers (2/рік) демонструють глибоку експертизу та підтвержені результати впроваджень.

Digital Marketing забезпечує лідогенерацію через таргетовану рекламу в LinkedIn (посади: технічний директор, головний інженер) та пошукову рекламу Google за ключовими запитами («оптимізація підстанції», «прогнозування ВЕС»).

#### **4.5.4 Метрики ефективності**

Ефективність маркетингової програми оцінюється за наступними KPI:

- Лідогенерація: 150-200 лідів/рік (рік 1), Cost Per Lead: 21 000-30 000 грн;
- Конверсія воронки: Lead → Qualified Opportunity: 30-40%, Pilot → Customer: 70-80%;
- ROI маркетингу: 480-520% (окупність 5-6х);
- Brand Awareness: впізнаваність серед технічних директорів 40% (рік 1) → 70% (рік 3).

Детальна маркетингова програма з розбивкою за активностями та каналами наведена в Додатку Є.

#### **Висновки до розділу 4**

У четвертому розділі розроблено комплексну маркетингову програму стартап-проекту GridOptima Wind, що враховує специфіку консервативної енергетичної галузі України.

За результатами проведеного дослідження сформульовано наступні висновки:

1. Визначено ключові переваги концепції товару: точність прогнозування генерації ВЕС 92-95% (проти 80-85% у традиційних систем), виявлення

- передаварійних станів за 15-45 хвилин, зниження технічних втрат на 8-12%, інтеграція з 95% існуючих SCADA без зупинки роботи підстанції.
2. Розроблено трирівневу модель товару за концепцією Ф. Котлера. Товар за задумом – інтелектуальна оптимізація режимів ПС. Товар у реальному виконанні – система GridOptima Wind з архітектурою edge+cloud та AI-модулями. Товар із підкріпленням – комплекс послуг від безкоштовного аудиту до технічної підтримки 24/7.
  3. Сформовано цінову політику: трирівнева модель Starter/Professional/Enterprise з діапазоном 630 тис. – 2.58 млн грн за перший рік, що забезпечує ROI для клієнта 6-18 місяців та на 60-80% дешевше західних аналогів.
  4. Визначено оптимальну систему збуту: пряма модель (95%) через власну команду technical sales з циклом продажу 9-12 місяців, партнерська модель (5%) через системних інтеграторів. План продажів: від 3-4 клієнтів (3.6-4.8 млн грн) у рік 1 до 18-25 клієнтів (25-35 млн грн) у рік 3.
  5. Розроблено концепцію маркетингових комунікацій з річним бюджетом 4.2-4.5 млн грн: Event Marketing (35%), Content Marketing (30%), Digital Marketing (20%), PR (10%), Direct Marketing (5%). Очікуваний ROI маркетингу – 480-520%.

Маркетингова програма узгоджена з базовою стратегією диференціації та орієнтована на зайняття позиції провідного постачальника систем оптимізації підстанцій з ВЕС на українському ринку з подальшим виходом на ринки Східної Європи.

## **5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИСТЕМИ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ ТА РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ПІДСТАНЦІЇ 110/10 кВ З ПІДКЛЮЧЕНОЮ ВЕС**

Реалізація проекту системи керування напругою та компенсації реактивної потужності на понижувальній підстанції класу 110/10 кВ із приєднаною вітроелектростанцією встановленою потужністю 30 МВт потребує розроблення комплексу організаційно-технічних рішень щодо охорони здоров'я обслуговуючого персоналу та забезпечення стабільної експлуатації устаткування в робочих умовах.

Підготовка кваліфікованих кадрів є фундаментальним елементом безпечної роботи. Оперативно-технічний персонал має отримати теоретичні знання та практичні вміння для обслуговування силової електроніки STATCOM, конденсаторних установок, автоматизованої системи диспетчерського керування та мікропроцесорних пристроїв регулювання коефіцієнта трансформації. Програма підготовки охоплює вивчення експлуатаційних інструкцій та алгоритмів дій при нештатних ситуаціях.

Створення належних санітарно-гігієнічних умов праці є невід'ємною складовою проекту. Передбачено аналіз та покращення параметрів робочого середовища для чергового персоналу системи автоматичного регулювання з метою мінімізації ризиків при роботі з електроустаткуванням напругою від 10 до 110 кВ.

Застосування інтелектуальних захисних комплексів, джерел безперебійного живлення та регулярне проведення технічних оглядів забезпечує оперативне виявлення потенційно небезпечних станів обладнання. Такий підхід гарантує захист життя і здоров'я працівників та безаварійну роботу комплексу регулювання параметрів електроенергії.

У сфері захисту інформаційних систем доцільно впроваджувати криптографічний протокол TLS версії 1.3 та додаткові механізми запобігання несанкціонованому доступу й кібератакам згідно з міжнародними нормами ІЕС 62351 та NERC CIP. Періодична перевірка працездатності та діагностування компонентів системи сприяє раннього виявленню несправностей та підтриманню надійного функціонування.

### 5.1 Технічні характеристики і вибір місць розміщення нового енергетичного устаткування

Паспортні дані електротехнічного обладнання, що входить до складу комплексу керування напругою та реактивною потужністю, систематизовано у таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Технічні характеристики обладнання системи регулювання

Найменування ЕУ	Основні характеристики	Значення показника
<b>STATCOM ABB PCS6000</b>	Виробник	ABB (Швейцарія)
	Номінальна потужність	±30 МВар
	Номінальна напруга	10 кВ
	Номінальний струм	1732 А
	Швидкодія	< 10 мс
	Топологія	ММС (модульний багаторівневий перетворювач)
	Місце розташування	Контейнерне виконання на ВРП 10 кВ
	Габаритні розміри	12,2×2,4×2,9 м

Продовження таблиці 5.1

Найменування ЕУ	Основні характеристики	Значення показника
<b>Силовий трансформатор ТРДН-40000/110</b>	Виробник	ЗАТ "Запоріжтрансформатор"
	Номінальна потужність	40 МВА
	Номінальна напруга ВН/НН	115/10,5 кВ
	Регулювання РПН	$\pm 9 \times 1,78\%$
	Система охолодження	ОДЦН
<b>БСК Nokian Capacitors UCSm</b>	Виробник	Nokian Capacitors (Фінляндія)
	Потужність	2×5 МВар
	Номінальна напруга	10 кВ
	Місце розташування	ЗРП 10 кВ
<b>Цифровий регулятор РПН АВВ REC 615</b>	Виробник	АВВ (Швейцарія)
	Місце розташування	Панелі РЗА в ЗРП
	Протоколи зв'язку	IEC 61850, IEC 60870-5-104, Modbus
<b>Система SCADA</b>	Виробник	АВВ
	Найменування	АВВ Ability™ SCADA
	Протоколи	IEC 61850, Modbus TCP, DNP3

## 5.2 Визначення та оцінка показників умов праці на робочих місцях

Характеристики виробничого середовища для електротехнічного персоналу, що здійснює технічне обслуговування апаратури регулювання рівня напруги та потоків реактивної енергії, наведено у табл. 5.2.

Несприятливими факторами вважаються ті, фактичні значення яких виходять за межі нормативних показників (відповідно до вимог ДСТУ-Н Б А.3.2-1:2007).

Таблиця 5.2 – Показники умов праці

<b>Найменування показника</b>	<b>Основні характеристики</b>	<b>Фактичне значення</b>
<b>Кваліфікація працівників</b>	Кількість	4 особи
	Група з електробезпеки	IV-V група
<b>Місце виконання робіт</b>	Тип приміщення	Закрите (ЗРП) та відкрите (ВРП)
	Площа ЗРП	120 м <sup>2</sup>
	Класифікація електроприміщення	Приміщення з підвищеною небезпекою
<b>Розташування робочого місця</b>	Основне	Диспетчерський пункт ПС 110/10 кВ
	Додаткові	ЗРП 10 кВ, ВРП 110 кВ, контейнер STATCOM
<b>Параметри мікроклімату</b>	Температура повітря	18-25 °С (в диспетчерському пункті)
	Вологість	40-60%
<b>Важкість праці</b>	Переміщення вантажів	До 15 кг
	Робоче положення	Сидячи/стоячи
	Категорія робіт	II категорія
<b>Напруженість праці</b>	Тривалість зосередженого спостереження	60% робочого часу
	Змінність	1 зміна, 8 годин
	Напруженість зору	II категорія (робота з моніторами SCADA)

### 5.3 Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників

До переліку потенційно небезпечних та шкідливих факторів виробничого процесу при технічній експлуатації апаратури регулювання електричних параметрів належать: вплив електроструму з робочою напругою до 110 кВ, електромагнітне випромінювання промислової частоти 50 Гц, акустичний шум від вентиляторної системи охолодження STATCOM, теплове випромінювання електричної дуги під час комутаційних операцій.

Таблиця 5.3 – Перелік шкідливих та небезпечних виробничих чинників

Найменування чинника	Джерело виникнення	Гранично допустиме значення	Фактичне значення
Електричний струм	Обладнання ПС 110/10 кВ, STATCOM, БСК	Удот $\leq 36$ В змінного струму	До 110 кВ
Електромагнітне поле 50 Гц	Трансформатори, STATCOM, шини 10-110 кВ	$E \leq 5$ кВ/м; $H \leq 8$ кА/м	$E = 2-4$ кВ/м; $H = 1-3$ кА/м
Шум	Система охолодження STATCOM, вентилятори трансформаторів	$\leq 80$ дБА	65-75 дБА
Термічний вплив електричної дуги	Комутаційні апарати 10-110 кВ	Використання засобів захисту	При КЗ до 15 кА
Підвищена температура поверхонь	SiC модулі STATCOM, силові кабелі	$\leq 45$ °С для доступних поверхонь	30-40 °С при нормальній роботі

#### 5.4 Розробка і розрахунок технічних та організаційних заходів з охорони праці

Інженерно-технічні засоби забезпечення безпеки праці при обслуговуванні обладнання керування параметрами електромережі передбачають: улаштування захисного заземлення всіх металоконструкцій (контейнера STATCOM, шаф конденсаторних батарей, панелей автоматики), механічне блокування входу до високовольтних осередків, автоматичне знеструмлення при виникненні аварійних режимів, монтаж світлової та акустичної попереджувальної сигналізації.

Таблиця 5.4 – Технічні та організаційні заходи з охорони праці

Група заходів	Зміст заходу	Нормативний документ
<b>Технічні заходи</b>	Захисне заземлення контейнера STATCOM, шаф БСК, панелей РЗА з опором розтікання $\leq 4$ Ом	ПУЕ-2017, НПАОП 40.1-1.21-98
	Блокування дверей високовольтних комірок 10 кВ з автоматичним відключенням при відкриванні	ДСТУ EN 61936-1:2016
	Система контролю ізоляції з автоматичним відключенням при зниженні опору $< 100$ кОм	ПУЕ-2017
	Огородження струмоведучих частин з попереджувальними знаками безпеки	ГОСТ 12.4.026-2015

Продовження таблиці 5.4

<b>Група заходів</b>	<b>Зміст заходу</b>	<b>Нормативний документ</b>
<b>Організаційні заходи</b>	Проведення інструктажів з охорони праці при роботі з STATCOM та системою SCADA	НПАОП 0.00-4.12-05
	Оформлення нарядів-допусків на роботи в електроустановках 10-110 кВ	НПАОП 40.1-1.21-98
	Періодичне навчання персоналу роботі з цифровими системами керування (IEC 61850)	НПАОП 0.00-4.12-05

### **5.5 Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників**

Номенклатура індивідуальних захисних засобів визначається відповідно до специфіки виконуваних робіт та інтенсивності впливу негативних виробничих факторів під час експлуатаційного обслуговування устаткування регулювання електричних параметрів.

Таблиця 5.5 – Засоби індивідуального захисту

<b>Вид ЗІЗ</b>	<b>Призначення</b>	<b>Найменування</b>	<b>Термін використання</b>
Захист рук	Захист від електричного струму	Діелектричні рукавиці Ev (до 1 кВ)	Випробування кожні 6 місяців

Продовження таблиці 5.5

<b>Вид ЗІЗ</b>	<b>Призначення</b>	<b>Найменування</b>	<b>Термін використання</b>
Захист ніг	Захист від електричного струму	Діелектричні боти Ev (до 1 кВ)	Випробування кожен рік
Захист голови	Захист від механічних ушкоджень та електричного струму	Каска захисна з електроізоляцією до 1 кВ	2 роки
Захист очей	Захист від електричної дуги та УФ-випромінювання	Окуляри захисні з світлофільтром	1 рік
Захист органів слуху	Захист від підвищеного шуму (біля STATCOM)	Протишумові навушники SNR $\geq$ 25 дБ	2 роки
Спецодяг	Захист від термічного впливу дуги	Костюм термозахисний ATPV $\geq$ 8 кал/см <sup>2</sup>	3 роки

Таблиця 5.6 – Перелік електрозахисних засобів

<b>Вид ЕЗЗ</b>	<b>Найменування</b>	<b>Технічні характеристики</b>	<b>Норми випробувань</b>
Основні ЕЗЗ до 1 кВ	Ізолюючі кліщі	Для заміни запобіжників до 1 кВ	1 раз на 2 роки
	Діелектричні рукавиці	Роботи під напругою до 1 кВ	1 раз на 6 місяців

Продовження таблиці 5.6

Вид ЕЗЗ	Найменування	Технічні характеристики	Норми випробувань
Основні ЕЗЗ понад 1 кВ	Ізолюючі штанги	Для перемикань в РП 10 кВ	1 раз на 2 роки
	Показчик напруги 10-110 кВ	Перевірка відсутності напруги	1 раз на рік
Додаткові ЕЗЗ	Діелектричний килимок	Розміри 750×750 мм	1 раз на рік
	Переносне заземлення	Для ВРП 110 кВ та ЗРП 10 кВ	1 раз на 3 роки

### 5.6 Вибір технічних та організаційних заходів для унеможливлення і ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій

В процесі функціонування системи автоматичного регулювання електричних параметрів існує ймовірність виникнення аварійних ситуацій внаслідок відмови компонентів силової електроніки STATCOM, міжфазного замикання в конденсаторних установках, загоряння всередині модульного контейнера або закритого розподільного пристрою. Для реагування на подібні інциденти передбачено засоби автоматичного та ручного пожежогасіння, а також розроблено інструкції для оперативного персоналу.

Таблиця 5.7 – Заходи ліквідації і запобігання надзвичайних ситуацій

Група заходів	Технічні характеристики	Критерії вибору
<b>Технічні заходи</b>		
Вуглекислотний вогнегасник ВВК-5	Клас гасіння – В, Е. Маса вогнегасної речовини – 5 кг	Для електроустановок до 10 кВ. Розташування в ЗРП, контейнері STATCOM

Продовження таблиці 5.7

Група заходів	Технічні характеристики	Критерії вибору
<b>Технічні заходи</b>		
Автоматична система пожежогасіння STATCOM	Газове пожежогасіння (FM-200 або Noves 1230). Автоматичне спрацювання при $t > 70^{\circ}\text{C}$	Захист силових модулів STATCOM вартістю 3,5 млн €
Пожежна сигналізація	Димові та теплові сповіщувачі з виводом сигналу на SCADA	Раннє виявлення задимлення в ЗРП та контейнері STATCOM
<b>Організаційні заходи</b>		
План дій при пожежі	Передбачення аварійних виходів, евакуаційних маршрутів. Заборона використання легкозаймистих матеріалів біля STATCOM та БСК	НПАОП 40.1-1.21-98, Правила пожежної безпеки для енергетичних підприємств
Навчання та тренінги	Навчання з пожежобезпеки при прийнятті на роботу та щороку. Практичні тренування з евакуації – 2 рази на рік	Типове положення про навчання з питань охорони праці
План ліквідації аварій	Порядок дій при відмові STATCOM, КЗ в БСК, втраті зв'язку SCADA. Перехід на резервні схеми регулювання	ПТЕ електричних станцій і мереж

### **5.7 Розрахунок параметрів захисного заземлення системи регулювання**

Виконання розрахунку системи захисного заземлення обумовлено компактним розміщенням силового обладнання STATCOM у єдиному

транспортбельному модулі. При порушенні електричної міцності ізоляції напівпровідникових модулів на основі карбіду кремнію металевий корпус може опинитися під небезпечним потенціалом, що становить загрозу ураження електрострумом для технічного персоналу. Розрахунок виконується за умовою забезпечення автоматичного спрацювання захисного апарата.

Методика розрахунку за критерієм вимикаючої здатності базується на визначенні величини струму однофазного замикання на корпус ІКЗ та порівнянні отриманого значення з параметрами спрацювання максимального струмового захисту. Математичний вираз для обчислення струму замикання:

$$I_{КЗ} = U_{\phi} / \sqrt{(r_{\phi} + r_{PE} + r_{TP}/3)}$$

де  $I_{КЗ}$  – струм короткого замикання, А;

$U_{\phi}$  – фазна напруга, В;

$r_{\phi}$  – активний опір фазного проводу, Ом;

$r_{PE}$  – активний опір захисного проводу, Ом;

$r_{TP}$  – активний опір трансформатора, Ом.

Вихідні дані для розрахунку: напруга живлення допоміжних кіл STATCOM  $U_{л} = 380$  В; трансформатор власних потреб  $S_{ном} = 160$  кВА; довжина кабелю до контейнера STATCOM  $l = 50$  м; переріз кабелю  $S = 120$  мм<sup>2</sup> (мідь,  $\rho = 0,0175$  Ом·мм<sup>2</sup>/м); довжина захисного проводу  $l_{PE} = 45$  м.

Фазна напруга:

$$U_{\phi} = U_{л} / \sqrt{3} = 380 / \sqrt{3} = 219,4 \text{ В}$$

Активний опір фазного проводу (кабель ВВГнг 3×120):

$$r_{\phi} = \rho \times l / S = 0,0175 \times 50 / 120 = 0,0073 \text{ Ом}$$

Активний опір трансформатора власних потреб ( $P_{КЗ} = 2,65$  кВт для ТМ-160):

$$r_{TP} = P_{КЗ} \times U_{ном}^2 / S_{ном}^2 = 2650 \times 380^2 / 160000^2 = 0,0149 \text{ Ом}$$

Активний опір захисного проводу (мідь,  $S = 120 \text{ мм}^2$ ):

$$r_{PE} = \rho \times l / S = 0,0175 \times 45 / 120 = 0,0066 \text{ Ом}$$

Струм короткого замикання:

$$I_{K3} = 219,4 / \sqrt{(0,0073 + 0,0066 + 0,0149/3)} = 219,4 / \sqrt{0,0189} = 219,4 / 0,137 = 1601 \text{ А}$$

Розрахунок напруги на корпусі електроустановки:

$$U_K = I_{K3} \times Z_{3П} \leq U_d(t_c)$$

де  $Z_{3П}$  – повний опір захисного проводу;

$U_d(t_c)$  – напруга дотику, що допускається (36 В для змінного струму).

$$U_K = 1601 \times 0,0066 = 10,6 \text{ В} < 36 \text{ В}$$

Оскільки розрахункова напруга на корпусі  $U_K = 10,6 \text{ В}$  не перевищує допустимого рівня  $U_d = 36 \text{ В}$ , влаштування додаткового повторного заземлення захисного провідника не є обов'язковим. Обчислене значення аварійного струму (1601 А) суттєво перевищує уставку автоматичного вимикача (250 А), що гарантує надійне спрацювання захисту протягом часу менше 0,1 с.

## Висновок до розділу 5

П'ятий розділ присвячено аналізу питань виробничої безпеки та протидії надзвичайним ситуаціям в умовах функціонування комплексу автоматичного керування напругою та реактивною потужністю понижувальної підстанції класу 110/10 кВ із інтегрованою вітроелектростанцією потужністю 30 МВт.

Систематизовано технічні параметри основних компонентів системи керування: статичного компенсатора реактивної потужності АВВ PCS6000 номінальною потужністю  $\pm 30 \text{ МВар}$ , силових автотрансформаторів ТРДН-40000/110, конденсаторних установок Nokian Capacitors UCВm сумарною потужністю  $2 \times 5 \text{ МВар}$ , мікропроцесорних регуляторів РПН серії АВВ REC 615 та програмно-апаратного комплексу SCADA.

Здійснено оцінювання параметрів виробничого середовища на робочих місцях експлуатаційного персоналу системи керування: диспетчерський пункт підстанції, закритий розподільний пристрій 10 кВ, відкритий розподільний пристрій 110 кВ, контейнерний модуль STATCOM. Ідентифіковано небезпечні та шкідливі чинники виробничого процесу: електричний струм напругою до 110 кВ, електромагнітне поле промислової частоти, підвищений рівень акустичного шуму від системи примусового охолодження силової електроніки.

Сформовано перелік інженерно-технічних та організаційних заходів із забезпечення безпечних умов праці, що включає: улаштування захисного заземлення, застосування механічних блокувань високовольтних комірок, впровадження системи безперервного контролю стану ізоляції, проведення інструктажів та оформлення дозвільної документації на виконання робіт. Визначено номенклатуру індивідуальних захисних засобів та електрозахисного спорядження.

Обґрунтовано комплекс заходів з попередження та ліквідації аварійних ситуацій: встановлення автоматичної газової системи пожежогасіння у контейнерному модулі STATCOM, розміщення переносних вуглекислотних вогнегасників, розроблення алгоритмів дій персоналу при аваріях та планів евакуації.

## ВИСНОВКИ

У магістерській дисертації вирішено актуальну науково-технічну задачу підвищення надійності та якості електропостачання споживачів підстанції 110/10 кВ шляхом розроблення комплексної системи регулювання напруги та реактивної потужності в умовах підключення вітрової електростанції потужністю 30 МВт. За результатами виконаних досліджень зроблено такі висновки:

1. Виконано комплексний технічний аналіз підстанції 110/10 кВ, призначеної для живлення споживачів першої та другої категорій надійності. Розраховано струми короткого замикання: на шинах 10 кВ та 110 кВ. Обрано та перевірено основне електрообладнання: силові трансформатори ТРДН-40000/110, вимикачі МКП-110Б-630 та ВМПЕ-10-630, роз'єднувачі РНДЗ-110/1000У1 та РВЗ-10/630.
2. Досліджено вплив підключення ВЕС потужністю 30 МВт на режими напруги та реактивної потужності підстанції. Визначено три критичних режими: дефіцит генерації, баланс та надлишок генерації при мінімальному навантаженні. Встановлено, що при надлишку генерації напруга на шинах 10 кВ може підвищуватися до 11-12 кВ (+10-20%), що вимагає споживання реактивної потужності або зниження відпайки РПН.
3. Систематизовано методи регулювання напруги та визначено їх швидкодію: РПН трансформаторів (30-90 с), БСК (1-3 с), синхронні компенсатори (0,1-0,5 с), SVC (20-40 мс), STATCOM (5-10 мс). Встановлено, що для ефективної компенсації коливань від ВЕС необхідна швидкодія не гірше 50 мс, що обумовлює застосування FACTS-пристроїв.
4. Обрано статичний синхронний компенсатор АВВ PCS6000 STATCOM потужністю  $\pm 30$  МВар на базі модульних багаторівневих перетворювачів (ММС) з SiC модулями. Розраховано параметри силової частини: номінальний струм 1732 А, напруга DC-ланки  $\pm 8,2$  кВ, ємність DC-ланки 120 мФ, 384 субмодулі. Втрати активної потужності становлять 229 кВт (0,76%).

5. Розроблено багаторівневу архітектуру системи регулювання з чіткою ієрархією швидкодії: STATCOM (5-20 мс), інвертори ВЕС (0,5-1 с), БСК (1-3 с), РПН (30-90 с). Визначено склад допоміжного обладнання: цифрові регулятори РПН ABB REC 615, батареї статичних конденсаторів  $2 \times 5$  MVar Nokian Capacitors UCВm з пасивними LC-фільтрами 5-ї та 7-ї гармонік.
6. Виконано моделювання режимів роботи системи в DlgSILENT PowerFactory (додаток А). Підтверджено, що система забезпечує підтримання напруги на шинах 10 кВ в діапазоні  $10,0 \pm 0,5$  кВ ( $\pm 5\%$ ) у всіх режимах, обмеження гармонічних спотворень THD < 3-4%, показників фліккера Plt < 0,9, коефіцієнта несиметрії K2U < 1%.
7. Виконано економічне обґрунтування проекту: капітальні витрати становлять 5,0 млн €, річна економія – 430 тис. €/рік. NPV = +1,2 млн € при горизонті планування 25 років, IRR = 8,3%, простий термін окупності 15,6 років. Позитивний NPV підтверджує економічну доцільність проекту.
8. Розроблено маркетингову програму стартап-проекту GridOptima Wind. Визначено цінову політику: трирівнева модель Starter/Professional/Enterprise з діапазоном 630 тис. – 2,58 млн грн за перший рік. Очікуваний ROI маркетингу – 480-520%.
9. Розроблено комплекс заходів з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях. Виконано розрахунок захисного заземлення контейнера STATCOM: при струмі КЗ 1601 А напруга на корпусі становить 10,6 В, що менше допустимого значення 36 В.

Впровадження розробленої системи регулювання є необхідною умовою для виконання вимог Grid Code ENTSO-E та забезпечення надійної інтеграції відновлюваних джерел енергії в об'єднану енергосистему України.

**ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ**

1. ДСТУ EN 50160:2014. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності. Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2014. 27 с.
2. ДСТУ EN 61936-1:2016. Електроустановки напругою понад 1 кВ змінного струму. Частина 1. Загальні правила. Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2016. 89 с.
3. Кодекс системи передачі. Затверджено постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 309. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18> (дата звернення: 15.10.2024).
4. ENTSO-E Network Code on Requirements for Grid Connection of Generators (RfG). Brussels: ENTSO-E, 2016. 68 p.
5. IEC 61850-7-420:2021. Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-420: Basic communication structure – Distributed energy resources and distribution automation logical nodes. Geneva: IEC, 2021. 234 p.
6. IEC 60870-5-104:2006. Telecontrol equipment and systems – Part 5-104: Transmission protocols – Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles. Geneva: IEC, 2006. 52 p.
7. IEC 62351:2018. Power systems management and associated information exchange – Data and communications security. Geneva: IEC, 2018. 156 p.
8. Kundur P. Power System Stability and Control. New York: McGraw-Hill, 1994. 1176 p.
9. Hingorani N.G., Gyugyi L. Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems. New York: IEEE Press, 2000. 452 p.
10. Acha E., Fuerte-Esquivel C.R., Ambriz-Perez H., Angeles-Camacho C. FACTS: Modelling and Simulation in Power Networks. Chichester: John Wiley & Sons, 2004. 403 p.
11. Ackermann T. Wind Power in Power Systems. 2nd ed. Chichester: John Wiley & Sons, 2012. 1120 p.
12. Сиваков И.А., Жежеленко И.В. Качество электрической энергии на промышленных предприятиях. Москва: Энергоатомиздат, 2008. 261 с.

13. Яндульський О.С., Марченко А.А., Труніна Г.О. Регулювання напруги та реактивної потужності в електричних системах: навч. посіб. Київ: НТУУ «КПІ», 2012. 172 с.
14. Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М. Технічні аспекти впровадження джерел розподіленої генерації в електричних мережах. Технічна електродинаміка. 2011. № 1. С. 46–53.
15. Буткевич О.Ф., Чижевський В.В. Оптимізація режимів електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами енергії. Праці Інституту електродинаміки НАН України. 2015. Вип. 42. С. 10–17.
16. Dixon J., Moran L., Rodriguez J., Domke R. Reactive Power Compensation Technologies: State-of-the-Art Review. Proceedings of the IEEE. 2005. Vol. 93. № 12. P. 2144–2164.
17. Singh B., Saha R., Chandra A., Al-Haddad K. Static synchronous compensators (STATCOM): a review. IET Power Electronics. 2009. Vol. 2. № 4. P. 297–324.
18. ABB. PCS6000 STATCOM – Technical Description. Zurich: ABB Switzerland Ltd., 2020. 48 p.
19. ABB. REC 615 – Technical Manual. Vaasa: ABB Oy, 2019. 156 p.
20. Nokian Capacitors. UCBm Medium Voltage Capacitor Banks – Technical Data. Tampere: Nokian Capacitors Ltd., 2021. 24 p.
21. Blaabjerg F., Ma K. Wind Energy Systems. Proceedings of the IEEE. 2017. Vol. 105. № 11. P. 2116–2131.
22. Chen Z., Guerrero J.M., Blaabjerg F. A Review of the State of the Art of Power Electronics for Wind Turbines. IEEE Transactions on Power Electronics. 2009. Vol. 24. № 8. P. 1859–1875.
23. Molinas M., Suul J.A., Undeland T. Low Voltage Ride Through of Wind Farms With Cage Generators: STATCOM Versus SVC. IEEE Transactions on Power Electronics. 2008. Vol. 23. № 3. P. 1104–1117.
24. Tsili M., Papathanassiou S. A review of grid code technical requirements for wind farms. IET Renewable Power Generation. 2009. Vol. 3. № 3. P. 308–332.

25. Mohseni M., Islam S.M. Review of international grid codes for wind power integration: Diversity, technology and a case for global standard. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2012. Vol. 16. № 6. P. 3876–3890.
26. *Energiewende in Germany: Status and Outlook*. Berlin: Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, 2021. 76 p.
27. MathWorks. *Simscape Electrical Reference*. Natick: The MathWorks Inc., 2023. URL: <https://www.mathworks.com/help/sps/> (дата звернення: 20.11.2025).
28. IEEE Std 1547-2018. IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. New York: IEEE, 2018. 138 p.
29. *Правила улаштування електроустановок*. 5-те вид., перероб. і доп. Харків: Форт, 2014. 800 с.
30. НПА ОП 40.1-1.21-98. *Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів*. Київ: Держнагляд охорони праці, 1998. 112 с.
31. ДСТУ ISO/IEC 27001:2015. *Інформаційні технології. Методи захисту. Системи управління інформаційною безпекою. Вимоги*. Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2016. 30 с.
32. Закон України «Про охорону праці» від 14.10.1992 № 2694-ХІІ. *Відомості Верховної Ради України*. 1992. № 49. Ст. 668.
33. Дишлок Б.В., Лавренова Д.Л. Кластеризація енергосистеми при підключення вітроенергетичних станцій // *Міжнародний науково-технічний журнал "Сучасні проблеми електроенергетехніки та автоматики"*.

## ДОДАТОК А

### А.1 Розрахунок струмів короткого замикання

Характеристика системи живлення: потужність трифазного КЗ системи  $S_K = 900$  МВА; опір системи  $X_C = 0,7$  в.о.

Базисні величини:  $S_6 = 1000$  МВА;  $U_{61} = 11$  кВ;  $U_{62} = 115$  кВ.

Базисні струми:

$$I_{61} = S_6 / (\sqrt{3} \cdot U_{61}) = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 11) = 52,49 \text{ кА}$$

$$I_{62} = S_6 / (\sqrt{3} \cdot U_{62}) = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 115) = 5 \text{ кА}$$

Зведені опори елементів схеми:

$$\bar{X}_C^* = 0,7 \cdot (1000/900) = 0,78 \text{ в.о.}$$

$$\bar{X}_T^* = (10,5 \cdot 1000) / (100 \cdot 63) = 1,67 \text{ в.о.}$$

$$\bar{X}_L^* = (0,131 \cdot 18 \cdot 1000) / 115^2 = 0,18 \text{ в.о.}$$

Результуючі опори для точок КЗ:

$$\bar{X}_{P1}^* (\text{шини } 10 \text{ кВ}) = 0,78 + 0,18 + 1,67 = 2,63 \text{ в.о.}$$

$$\bar{X}_{P2}^* (\text{шини } 110 \text{ кВ}) = 0,78 + 0,18 = 0,96 \text{ в.о.}$$

Періодичні складові струмів КЗ:

$$I_{P1} = (1 / 2,63) \cdot 52,49 = 15 \text{ кА}$$

$$I_{P2} = (1 / 0,96) \cdot 5 = 5,7 \text{ кА}$$

Ударні струми ( $K_{y1} = 1,61$ ;  $K_{y2} = 1,65$ ):

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot 15 \cdot 1,61 = 34,3 \text{ кА}$$

$$i_{y2} = \sqrt{2} \cdot 5,7 \cdot 1,65 = 13,2 \text{ кА}$$

Таблиця А.1 — Результати розрахунку струмів КЗ

Точка	Місце	ІП (кА)	і <sub>у</sub> (кА)	Апаратура
К1	Шини 10 кВ	15,0	34,3	ВМПЕ-10/630
К2	Шини 110 кВ	5,7	13,2	МКП-110Б-630

## А.2 Вибір та перевірка основного обладнання

Критерії вибору комутаційного обладнання:

1. За напругою:  $U_{уст} \leq U_{мах}$
2. За робочим струмом:  $I_{роб} \leq I_{ном}$
3. За струмом відключення:  $I_{п} \leq I_{откл}$
4. За ударним струмом:  $i_y \leq i_{дин}$
5. За термічною стійкістю:  $B_{к.розр} \leq B_{к.кат}$

## ДОДАТОК Б

### Теплова та електродинамічна стійкість обладнання

Термічна стійкість — здатність витримати тепловий імпульс при КЗ.  
Електродинамічна стійкість — здатність витримати електромагнітні сили при ударних струмах.

#### Перевірка вимикачів

**Вимикач 110 кВ** ( $t_{\text{ОТКЛ}} = 0,08$  с,  $T_a = 0,06$  с,  $I_{\text{П2}} = 5,7$  кА):

$$\text{ВК.РОЗР} = 5,7^2 \cdot 0,14 = 4,55 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$\text{ВК.КАТ} = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \rightarrow \text{ВИТРИМУЄ}$$

**Вимикач 10 кВ** ( $t_{\text{ОТКЛ}} = 0,1$  с,  $T_a = 0,06$  с,  $I_{\text{П1}} = 15$  кА):

$$\text{ВК.РОЗР} = 15^2 \cdot 0,16 = 36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$\text{ВК.КАТ} = 20^2 \cdot 8 = 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \rightarrow \text{ВИТРИМУЄ}$$

#### Перевірка шин

Матеріал: мідні жорсткі шини  $150 \text{ мм}^2$ . Допустима щільність:  $j = 3,5 \text{ А/мм}^2$ .

$$I_{\text{допуст}} = 3,5 \cdot 150 = 525 \text{ А} > I_{\text{роб}} = 212,7 \text{ А}$$

#### Температурні режими трансформаторів

Температура середовища:  $\theta_c = 25^\circ\text{C}$ . Підвищення температури масла при номіналі:  $\Delta\theta = 50^\circ\text{C}$ .

$$\theta_{\text{мас.ном}} = 25 + 50 = 75^\circ\text{C} < \theta_{\text{мас.макс}} = 80^\circ\text{C}$$

При навантаженні 50% ( $S = 20 \text{ МВА}$ ):

$$\Delta\theta_{\text{мас}(50\%)} = 50 \cdot (0,5)^2 = 12,5^\circ\text{C}$$

$$\theta_{\text{мас}(50\%)} = 25 + 12,5 = 37,5^\circ\text{C}$$

Система контролю температури:

- Термометр: тривога при  $70^\circ\text{C}$ , аварія при  $80^\circ\text{C}$ ;
- Терморегулятор: вентилятори ON при  $60^\circ\text{C}$ , OFF при  $50^\circ\text{C}$ ;
- Масломір: контроль рівня, сигналізація при зниженні.

## ДОДАТОК В

## Моделювання ВЕС

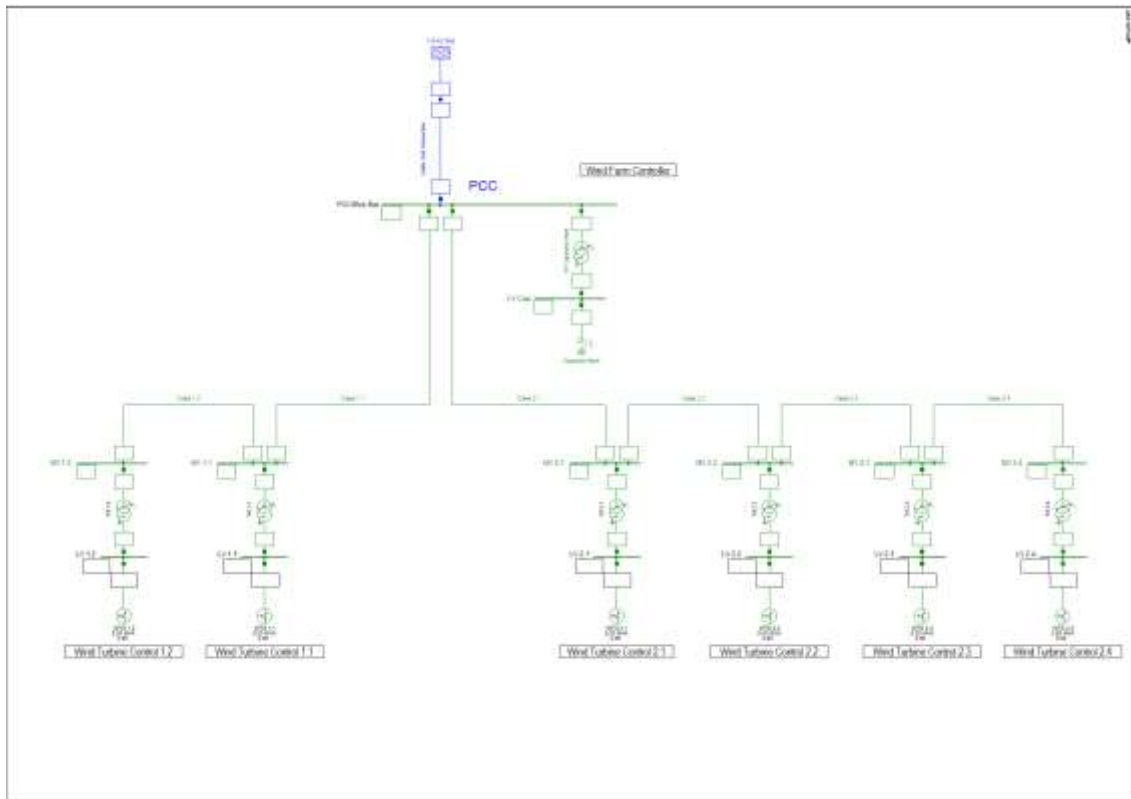


Рисунок В.1 – Промодельована схема

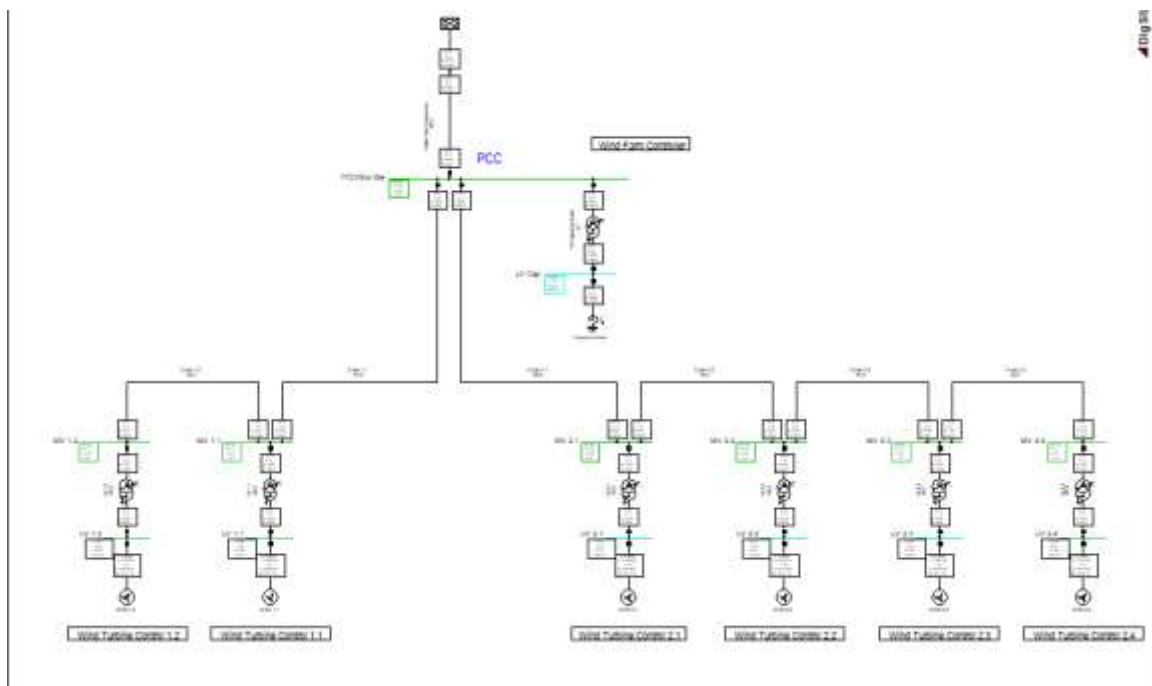


Рисунок В.2 - Розрахункова схема навантаження

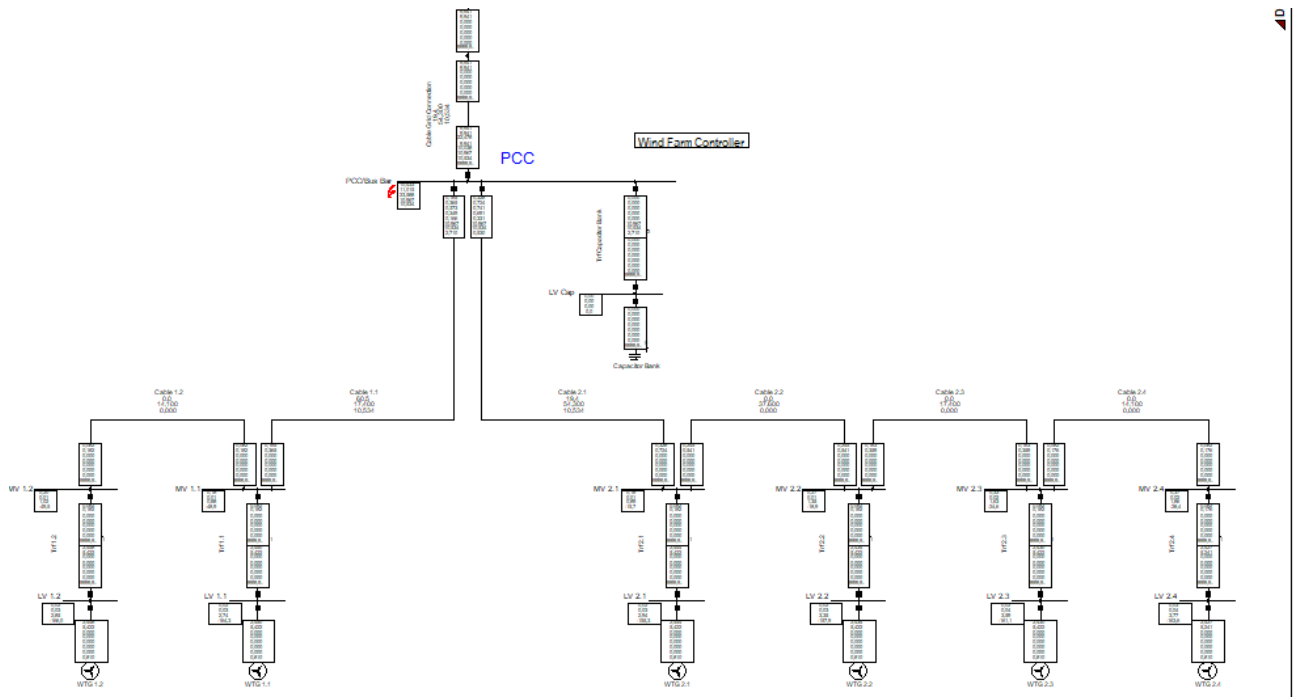
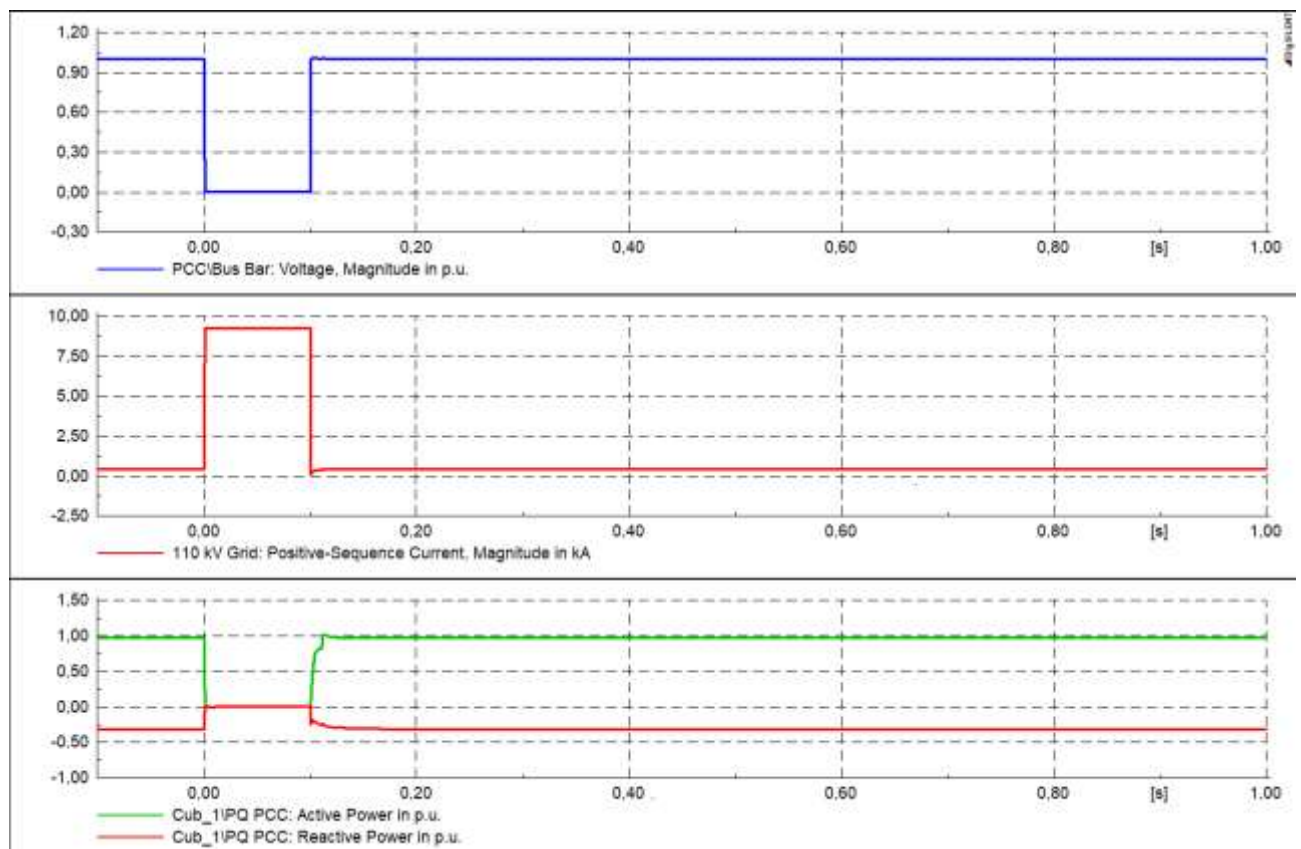


Рисунок В.3 – Симуляція КЗ на шину

Рисунок В.4 – Графіки LVRT при  $U_n = 0\%$

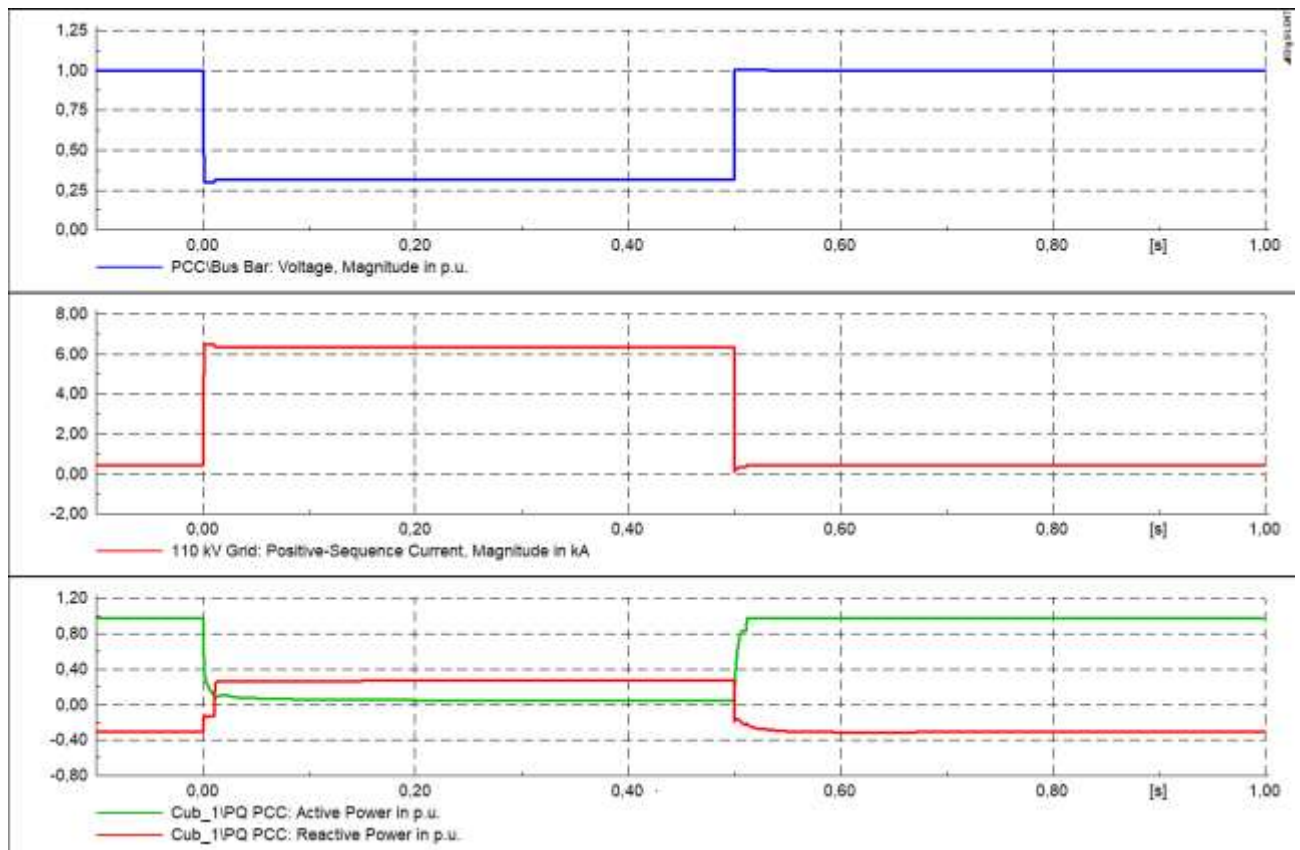


Рисунок В.5 – Графіки LVRT при  $U_n = 30\%$

## ДОДАТОК Г

## Детальний опис моделі товару

Таблиця Г.1 – Рівні постачання GridOptima Wind

Параметр	Starter	Professional	Enterprise
Цільова ПС	35/10 кВ з ВЕС до 10 МВт	110/35/10 кВ з ВЕС до 50 МВт	330/110 кВ з ВЕС 50+ МВт
Кількість ПС	1	1-3	Необмежено
Горизонт прогнозу ВЕС	24 години	168 годин (тиждень)	720 годин (місяць)
Термоконтроль	Базовий (датчики)	Розширений (+камери)	Повний (+БПЛА)
Технічна підтримка	Email, 8:00-17:00	Email/Phone, 24/5	Виділений інженер 24/7
SLA uptime	99.0%	99.7%	99.9%

Таблиця Г.2 – Гарантії та SLA

Показник	Starter	Professional	Enterprise
Гарантія обладнання	12 місяців	24 місяці	36 місяців
Uptime системи	99.0%	99.7%	99.9%
Час відновлення (MTTR)	<24 год	<4 год	<2 год
Гарантована точність прогнозу	≥88%	≥92%	≥94%
Час реакції на інцидент	<4 год	<1 год	<30 хв

Показник	Starter	Professional	Enterprise
Компенсація за порушення SLA	Ні	10% місячної оплати	20% місячної оплати

**ДОДАТОК Д**  
**Деталізація цінової моделі**

Таблиця Д.1 – Структура одноразових платежів

Компонент	Starter	Professional	Enterprise
Ліцензія на програмне забезпечення	280 000 грн	500 000 грн	900 000 грн
Edge-сервер (обладнання)	80 000 грн	120 000 грн	350 000 грн
Інтеграція з SCADA	50 000 грн	120 000 грн	300 000 грн
Навчання персоналу	40 000 грн	60 000 грн	100 000 грн
Кастомізація під специфіку ПС	–	50 000 грн	150 000 грн
<b>ВСЬОГО одноразово</b>	<b>450 000 грн</b>	<b>850 000 грн</b>	<b>1 800 000 грн</b>

Таблиця Д.2 – Структура щомісячних платежів

Послуга	Starter	Professional	Enterprise
Хмарна інфраструктура	3 000 грн	8 000 грн	20 000 грн
Ліцензія ПЗ (підтримка)	7 000 грн	15 000 грн	25 000 грн
Оновлення AI-моделей	3 000 грн	7 000 грн	12 000 грн
Технічна підтримка	2 000 грн	5 000 грн	8 000 грн
<b>ВСЬОГО на місяць</b>	<b>15 000 грн</b>	<b>35 000 грн</b>	<b>65 000 грн</b>
<b>ВСЬОГО на рік</b>	<b>180 000 грн</b>	<b>420 000 грн</b>	<b>780 000 грн</b>

Таблиця Д.3 – Порівняння ТСО за 3 роки

Рішення	Початкові інвестиції	Річна підтримка	ТСО 3 роки	Економія клієнта за 3 роки
GridOptima Professional	850 тис грн	420 тис грн	2.11 млн грн	2.3-5.5 млн грн
Siemens Spectrum Power	≈8 млн грн	≈1.2 млн грн	11.6 млн грн	2-4 млн грн
GE Grid Solutions	≈6 млн грн	≈1.08 млн грн	9.24 млн грн	1.8-3.5 млн грн
Розширення SCADA + інженер	2 млн грн	2 млн грн	8 млн грн	0.8-1.5 млн грн

## ДОДАТОК Е

### Деталізація системи збуту

#### Е.1 Структура відділу продажів

Technical Sales Team (4-5 осіб):

- Вимоги: досвід роботи в енергетиці 5+ років (електричні мережі, ПС, диспетчеризація);
- Освіта: магістр електроенергетики + бажано MBA або курси з продажів;
- Функції: ідентифікація клієнтів, технічні презентації, підготовка ТЕО, супровід пілотів, участь у тендерах;
- Територіальний розподіл: 2 менеджери – Захід, 2 – Південь, 1 – Центр та Північ.

Pre-Sales Engineers (2-3 особи):

- Функції: технічний аудит ПС клієнта, розробка архітектури інтеграції, Proof of Concept, демонстрації.

Account Managers (2 особи):

- Функції: робота з ключовими клієнтами (топ-10), upsell/cross-sell, координація з R&D, Quarterly Business Review.

#### Е.2 Цільові клієнтські сегменти

Таблиця Е.1 – Сегментація клієнтів

Сегмент	Характеристика	Потенціал	Частка в плані
А (високий)	Обласні енергокомпанії з ВЕС 50+ МВт (ДТЕК, Київські електромережі)	8-12 компаній, чек 2-5 млн грн/рік	60%

В (середній)	Приватні ВЕС 20-100 МВт з власними ПС (NBT, Vindkraft)	15-25 компаній, чек 0.8-2 млн грн/рік	30%
С (низький)	Малі ВЕС 5-20 МВт, промпідприємства з ВЕС	40+ компаній, чек 0.4-0.8 млн грн/рік	10%

## ДОДАТОК Є

### Детальна маркетингова програма

#### Є.1 Event Marketing

Галузеві конференції та виставки:

- Ukrainian Energy Forum (щорічно, Київ, 500+ учасників) – Gold Sponsor + доповідь, бюджет €15 000;
- REDay (щорічно, 300+ учасників) – Platinum Sponsor + панельна дискусія, бюджет €10 000;
- Energy Efficiency Expo – Silver Sponsor + презентації, бюджет €8 000;
- UABIO Conference (2 рази/рік) – доповідь + стенд, бюджет €5 000 за подію.

Власні події:

- GridOptima Technical Day (раз на квартал) – семінар для 50-80 учасників, бюджет 200 000 грн/рік;
- Референс-візити (1-2 рази/міс) – відвідування діючих ПС, бюджет 270 000 грн/рік;
- Технічні вебінари (щомісяця) – 80-150 учасників, бюджет 240 000 грн/рік.

#### Є.2 Content Marketing

Контент-план:

- Технічний блог: 2 статті/міс, 24 статті/рік, бюджет 240 000 грн/рік;
- Кейс-стаді: 3-5 кейсів/рік, бюджет 200 000 грн/рік;
- White papers: 2 аналітичні звіти/рік, бюджет 300 000 грн/рік;
- Відеоконтент: відеокейси (4-6/рік), навчальні відео (6-8/рік), короткі ролики (12-15/рік), бюджет 875 000 грн/рік.

#### Є.3 Digital Marketing

LinkedIn Ads: таргетинг на технічних директорів енергокомпаній, бюджет \$18 000/рік ( $\approx 720\,000$  грн), CPL \$80-120.

Google Ads: ключові слова «оптимізація підстанції», «прогнозування ВЕС», бюджет \$9 600/рік ( $\approx 380\,000$  грн).

SEO: оптимізація сайту, link building, бюджет 300 000 грн/рік.

#### Є.4 Метрики ефективності

Таблиця Є.1 – КРІ маркетингової програми

Метрика	Рік 1	Рік 3
Кількість лідів на рік	150-200	300-400
Cost Per Lead	21 000 – 30 000 грн	15 000 – 20 000 грн
Конверсія Lead → Customer	10-15%	15-20%
ROI маркетингу	480-520%	600-700%
Впізнаваність бренду серед ЦА	40%	70%
Відвідуваність сайту (унік./міс)	3 000 – 5 000	8 000 – 12 000
Підписники LinkedIn	500-800	2 000+