

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

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра автоматизації енергосистем

До захисту допущено:

Завідувач кафедри

_____ Денис ДЕРЕВ'ЯНКО

«8» червня 2026 р.

Дипломний проєкт

на здобуття ступеня бакалавра

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

**спеціальності 141 «Електроенерготехніка, електротехніка та
електромеханіка»**

на тему: «Регулювання і аналіз напруги в електричній мережі 110/10 кВ»

Виконав (-ла):

студент (-ка) IV курсу, групи ЕК-21

Квятковський Павло Олегович

Керівник:

Доцент, кандидат тех. наук

Хоменко Олег Володимирович

Рецензент:

Засвідчую, що у цьому дипломному
проєкті немає запозичень з праць інших
авторів без відповідних посилань.

Студент _____

Київ – 2026 року

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

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ Денис ДЕРЕВ'ЯНКО

«8» червня 2026 р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проєкт студенту

Квятковському Павлу Олеговичу

1. Тема проєкту «Регулювання і аналіз напруги в електричній мережі 110/10 кВ», керівник проєкту доцент, канд. тех. наук. Хоменко Олег Володимирович затверджені наказом по університету від «25» травня 2026 р. №1885-с
2. Термін подання студентом проєкту «8» червня 2026 р.
3. Вихідні дані до проєкту: головна схема електричної підстанції 110/10 кВ
4. Зміст пояснювальної записки
 1. Методи і засоби регулювання напруги в електроенергетичних системах
 2. Характеристика об'єкта – фрагмент електричної мережі 110/10 кВ
 3. Автоматичне регулювання напруги на підстанції трансформаторами з пристроєм РПН
 4. Моделювання і аналіз напруг в електричній мережі 110/10 кВ засобами Simulink

5. Перелік графічного матеріалу (із зазначенням обов'язкових креслеників, плакатів, презентацій тощо)

6. Дата видачі завдання _____

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проєкту	Термін виконання етапів проєкту	Примітка
1	Ознайомлення з напрямком роботи. Підбір літературних джерел (інтернет, бібліотеки тощо)	06.03.2026	
2	Підготовка попереднього варіанту тексту Розділу 1	20.04.2026	
3	3а) Інженерний аналіз схеми електричних з'єднань ПС. Підготовка попереднього варіанту тексту Розділу 2. 3б) Підготовка матеріалів практики (щоденник, звіт). Захист результатів практики (комісія)	17.05.2026	
4	Підготовка попереднього варіанту тексту Розділу 3 (+ Розділ 4.).	31.05.2026	
5	Підготовка остаточного варіанту тесту БР. Реферат, вступ, висновки по роботі тощо. Оформлення.	05.06.2026	
6	Підготовка графічної частини, презентації.	07.06.2026	

Студент

Павло КВЯТКОВСЬКИЙ

Керівник

Олег ХОМЕНКО

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЄКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	1	
2	A4	141.EK2103.003ДБ	Пояснювальна записка	97	
3	A1	141.EK2103.003ТК1	Методи і засоби регулювання напруги в електроенергетичних системах	1	
4	A1	141.EK2103.003ТК2	Характеристика об'єкта – фрагмент електричної мережі 110/10 Кв	1	
5	A1	141.EK2103.003ТК3	Автоматичне регулювання напруги на підстанції	1	
6	A1	141.EK2103.003ТК4	Моделювання і аналіз напруг в електричній мережі 110/10 кВ засобами Simulink	1	

					<i>141.EK2103.003ДБ</i>		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Відомість дипломного проекту		
Розроб.	Квятковський П.О.						
Перевір.	Хоменко О.В.						
Реценз.							
Н. Контр.	Ягельський Є.О						
Затверд.	Дерев'янка Д.Г.				Літ. Арк. Аркушів 4 100 КПІ «ім. Ігоря Сікорського» група ЕК-21		

**Пояснювальна записка
до дипломного проєкту**

на тему: «Регулювання і аналіз напруги в електричній мережі 110/10 кВ»

Київ – 2026 року

РЕФЕРАТ

Дипломний проєкт виконаний на 81 аркуші та містить 28 рисунків, 16 таблиць, 3 листи графічної частини та 31 літературне посилання.

Об'єкт дослідження – процеси регулювання напруги та забезпечення показників якості електричної енергії в розподільних електроенергетичних мережах.

Предмет дослідження – методи та засоби автоматичного регулювання напруги на знижувальній підстанції 110/10 кВ за допомогою силових трансформаторів з пристроями РПН (регулювання під навантаженням).

Мета дослідження – розробка, аналіз та оптимізація системи автоматичного регулювання напруги на підстанції 110/10 кВ з використанням імітаційного моделювання для забезпечення стабільного електропостачання та дотримання нормативних показників якості електроенергії.

Ключові слова: РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ, ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ, ПІДСТАНЦІЯ 110/10 КВ, СИЛОВИЙ ТРАНСФОРМАТОР, РПН, MATLAB/SIMULINK, СТРУМИ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ, АВТОМАТИЧНЕ РЕГУЛЮВАННЯ.

					141.ЕК2103.003ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		6

ABSTRACT

The diploma project is completed on 81 pages, contains 28 figures, 16 tables, 3 sheets of graphic part, and 31 references.

Object of study – voltage regulation processes and power quality assurance in distribution electric power networks.

Subject of research – methods and means of automatic voltage regulation at a 110/10 kV step-down substation using power transformers with OLTC (on-load tap changers).

The aim – development, analysis, and optimization of an automatic voltage regulation system at a 110/10 kV substation using simulation modeling to ensure stable power supply and compliance with standard power quality indicators.

Key words: VOLTAGE REGULATION, POWER QUALITY, 110/10 KV SUBSTATION, POWER TRANSFORMER, OLTC, MATLAB/SIMULINK, SHORT-CIRCUIT CURRENTS, AUTOMATIC CONTROL.

					141.EK2103.003ДБ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ	11
ВСТУП.....	12
1 МЕТОДИ І ЗАСОБИ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМАХ	13
1.1 Показники якості електроенергії і їх вплив на роботу споживачів.....	13
1.2 Методи регулювання напруг в електричній мережі	15
1.3 Засоби регулювання напруг	18
1.4 Регулювання напруги силовими трансформаторами з пристроєм РПН.....	21
1.5 Регулювання реактивної потужності на підстанції	26
1.6 Оптимізація рівнів напруг в електричній мережі	28
1.7 Нормативні документи	32
Висновки	35
2 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ’ЄКТА – ФРАГМЕНТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110/10 КВ.....	37
2.1 Підстанція 110/10 Кв.....	37
2.1.1 Схема електричних з’єднань підстанції. Загальна характеристика	37
2.1.2 Силові трансформатори підстанції.....	39
2.1.3 Збірні шини підстанції.....	40
2.1.4 Комутаційне обладнання підстанції.....	40
2.1.5 Захисне обладнання	41
2.1.6 Вимірювальні трансформатори напруги і струму підстанції	43
2.1.7 Вимірювальні прилади	43
2.1.8 Власні потреби підстанції	43
2.1.9 Засоби релейного захисту і автоматики підстанції	45
2.2 Розрахунок струмів короткого замикання на шинах підстанції ...	46
2.2.1 Вибір базисних умов.....	46
2.2.2 Визначення параметрів елементів схеми заміщення.....	48
2.2.3 Розрахунок струмів короткого замикання.....	49

					141.ЕК2103.003ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		8

2.3	Перевірочний вибір обладнання підстанції.....	50
	Висновки	52
3	АВТОМАТИЧНЕ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ НА ПІДСТАНЦІЇ ТРАНСФОРМАТОРАМИ З ПРИСТРОЄМ РПН.....	54
3.1	Регулятор напруги трансформаторів	54
3.1.1	Призначення і основні характеристики регулятора.....	54
3.1.2	Конструкція і принципи роботи пристрою.....	55
3.1.3	Особливості експлуатації	57
3.2	Логіка та алгоритми роботи автоматики (АРН)	58
3.2.1	Принципи формування команд керування.....	58
3.2.2	Струмова компенсація	60
4	МОДЕЛЮВАННЯ І АНАЛІЗ НАПРУГ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ 110/10 КВ ЗАСОБАМИ SIMULINK	63
4.1	Розрахункова модель електричної мережі	63
4.2	Нормальні усталені режими роботи мережі.....	67
4.3	Моделювання і аналіз режимів при суттєвих змінах навантаження у вузлах.....	73
4.4	Моделювання і аналіз аварійних режимів	84
	Висновки	96
	ВИСНОВКИ.....	98
	ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ.....	99

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

АВР – автоматичне введення резерву

АРН – автоматичне регулювання напруги

АСУ ТП – автоматизована система управління технологічними процесами

ВДЕ – відновлювані джерела енергії

ВН – вища напруга

ВП – власні потреби

ВРП – відкритий розподільчий пристрій

ДСТУ – державний стандарт України

ЗРУ – закритий розподільчий пристрій

КЗ – коротке замикання

КРУ – комплектний розподільчий пристрій

ЛЕП – лінія електропередачі

НН – нижча напруга

ПБЗ – перемикання без збудження

ПС – підстанція

РГ – розподілена генерація

РЗА – релейний захист та автоматика

РПН – регулювання під навантаженням

СН – середня напруга

ТН – трансформатор напруги

ТС – трансформатор струму

ЯЕЕ – якість електричної енергії

					141.ЕК2103.003ДБ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Електроенергетична система — це складний інфраструктурний комплекс, головним завданням якого є надійне, економічне та безперебійне забезпечення споживачів електричною енергією належної якості. Одним із найважливіших показників якості електричної енергії є рівень напруги. Відхилення напруги від номінальних значень призводить до зниження ефективності роботи електрообладнання, збільшення втрат потужності в елементах мережі, порушення технологічних процесів на підприємствах та зменшення терміну служби ізоляції.

В умовах сучасного зростання споживання, постійної зміни графіків навантаження та активного впровадження джерел розподіленої генерації, проблема підтримки стабільних рівнів напруги в розподільних мережах стає надзвичайно актуальною. Найбільш ефективним і поширеним засобом автоматичного регулювання напруги в центрах живлення є використання силових трансформаторів та автотрансформаторів, оснащених пристроями регулювання під навантаженням (РПН).

Для забезпечення функціонування систем електропостачання керування такими пристроями має бути повністю автоматизованим. Збільшення вимог до якості електроенергії вимагає детального аналізу режимів роботи мережі, точного розрахунку струмів короткого замикання та впровадження сучасних алгоритмів керування, що найефективніше реалізується за допомогою методів імітаційного комп'ютерного моделювання.

У цьому дипломному проєкті пропонується комплексне дослідження та аналіз процесів регулювання напруги в електричній мережі 110/10 кВ. За допомогою створення математичної моделі в середовищі MATLAB/Simulink досліджується ефективність застосування силових трансформаторів з пристроями РПН для стабілізації роботи підстанції та забезпечення нормативних показників якості електричної енергії.

					141.ЕК2103.003ДБ	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 МЕТОДИ І ЗАСОБИ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМАХ

1.1 Показники якості електроенергії і їх вплив на роботу споживачів

Якість електричної енергії (ЯЕЕ) за напругою визначається сукупністю властивостей, які характеризують відповідність параметрів напруги в кожній точці мережі нормативним значенням. Згідно з ДСТУ EN 50160:2014, основними показниками якості напруги є:

Основні показники якості напруги

1. Відхилення напруги (δU_y):

Різниця між фактичним значенням напруги та її номінальним значенням. Визначається у відсотках:

$$\delta U_y = \frac{U - U_{nom}}{U_{nom}} \cdot 100\%, \quad (1.1)$$

Норма: Для мереж 10 кВ припустиме тривале відхилення в межах $\pm 10\%$.

2. Коливання напруги (δU_t):

Швидкі зміни середньоквадратичного значення напруги.

Характеризуються розмахом коливань та частотою змін. Основний наслідок — виникнення флікера (мерехтіння ламп), що негативно впливає на зір та нервову систему людини[1].

3. Несинусоїдальність напруги (Коефіцієнт гармонік K_U):

Викривлення форми кривої напруги через роботу нелінійних споживачів

					141.EK2103.003ДБ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Квятковський П.О.			Методи і засоби регулювання напруги в електроенергетичних системах	Лім.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Хоменко О.В.					12	101
Реценз.						КПІ «ім. Ігоря Сікорського» група ЕК-21		
Н. Контр.		Ягельський Є.О						
Затверд.		Дерев'янко Д.Г.						

(перетворювачі, випрямлячі).

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_{(n)}^2}}{U_{(1)}} \cdot 100\%, \quad (1.2)$$

де $U_{(n)}$ — амплітуда n -ї гармоніки.

4. Несиметрія напруги (K_{2U}, K_{0U}):

Нерівність фазних напруг та кутів між ними. Виникає через нерівномірний розподіл однофазних навантажень. Характеризується коефіцієнтами несиметрії за зворотною (K_{2U}) та нульовою (K_{0U}) послідовностями.

5. Провал напруги (ΔU_{dip}):

Раптове зниження напруги (нижче 90% від номіналу) на час від 10 мс до декількох секунд[2]. Найчастіше викликається короткими замиканнями або пуском потужних двигунів.

6. Імпульс напруги та тимчасова перенапруга:

Різкі пікові стрибки напруги (мікросекунди — для імпульсів, секунди — для перенапруг). Можуть призвести до пробою ізоляції обладнання підстанції.

Інші показники якості електроенергії

- Відхилення частоти: Зміна частоти мережі (50 Гц) через дефіцит або надлишок активної потужності в системі.
- Переривання електропостачання: Повна відсутність напруги в точці передачі, спричинена спрацюванням засобів захисту або комутаціями. [3].

Показник	Норма (ДСТУ)	Наслідки для обладнання
Відхилення напруги	$\pm 10\%$	Перегрів двигунів, зміна світлового потоку ламп
Коефіцієнт гармонік	$\leq 5-8\%$	Додаткові втрати в трансформаторах, збої автоматики
Несиметрія напруги	$\leq 2-4\%$	Виникнення гальмівних моментів у двигунах

1.2 Методи регулювання напруг в електричній мережі

Розвиток сучасних електроенергетичних систем супроводжується переходом від традиційних пасивних розподільних мереж до активних, що значною мірою зумовлено зростанням рівня проникнення розподіленої генерації (РГ). На відміну від традиційних мереж, які проектувалися з розрахунку на однонаправлений потік потужності, активні мережі характеризуються двонаправленими потоками, що створює нові виклики для підтримання допустимого профілю напруги. Підключення РГ може призводити до підвищення напруги вище гранично допустимих норм, особливо у періоди відсутності локального навантаження, коли згенерована потужність експортується назад до головної підстанції. Для наближеного розрахунку напруги у вузлі при підключенні генерації використовується наступний вираз:

$$V_2 \approx V_1 + R(P_G + P_L) + (Q_G + Q_L + Q_C)X, \quad (1.3)$$

де V_1, V_2 — напруги у відповідних вузлах; P_G, Q_G — активна та реактивна потужності генератора; P_L, Q_L — локальне навантаження; Q_C — потужність реактивного компенсатора; R, X — активний та реактивний опори лінії.

У сучасній світовій практиці методи регулювання напруги поділяються на дві основні категорії: централізовані (координовані) та децентралізовані (розподілені).

1. Централізовані (координовані) методи Централізовані методи управління здійснюють регулювання напруги шляхом збору даних з усієї розподільної мережі, що вимагає наявності розвиненої системи передачі інформації між вузлами. Основу таких методів складають системи управління розподілом (Distribution Management System, DMS) [4]. Ці системи забезпечують узгоджену координацію різних пристроїв керування, таких як пристрої регулювання напруги під навантаженням (РПН, англ. OLTC) головного трансформатора, комутовані конденсаторні батареї та розподілені генератори.

2. Децентралізовані (розподілені) методи Децентралізоване керування використовує виключно локальну інформацію для незалежного регулювання напруги у певному вузлі. Цей підхід має суттєву перевагу у зниженні фінансових витрат завдяки відсутності потреби у масштабних комунікаційних системах, а також мінімізує вплив збоїв зв'язку. Основні децентралізовані стратегії включають:

- Регулювання коефіцієнта потужності (PFC-VC): генератор працює з постійним коефіцієнтом потужності за нормальних умов, але автоматично переходить у режим контролю напруги (змінюючи збудження) у разі відхилення напруги за нормативні межі.
- Обмеження генерації (Generation Curtailment): метод застосовується як крайній захід для уникнення перенапруги і полягає у примусовому зменшенні генерації активної потужності або відключенні блоків РГ.
- Локальна компенсація реактивної потужності: використання локальних пристроїв для поглинання або генерації реактивної потужності з метою стабілізації напруги.

3. Апаратні засоби регулювання та системи FACTS Пряме регулювання напруги спирається на використання традиційних засобів та гнучких систем передачі змінного струму (FACTS).

- Трансформатори з РПН (OLTC): дозволяють регулювати напругу без переривання електропостачання шляхом механічної зміни кількості витків обмотки. Однак в мережах із високою проникністю відновлюваних джерел (зокрема сонячних панелей) часті коливання напруги призводять до затримок у спрацьовуванні та надмірного механічного зношення РПН.
- Шунтові компенсатори: статичні тиристорні компенсатори (SVC) та статичні синхронні компенсатори (STATCOM) здатні швидко генерувати або поглинати реактивну потужність. STATCOM має вищу швидкість реакції та ширший динамічний діапазон, що робить його особливо ефективним у мережах з розподіленою генерацією.
- Послідовні та комбіновані пристрої FACTS: тиристорно-керовані послідовні конденсатори (TCSC) та SSSC регулюють еквівалентний імпеданс лінії. Уніфікований контролер потоків потужності (UPFC) є комплексним пристроєм, що забезпечує одночасний динамічний контроль напруги, повного опору та фазного кута.

4. Регулювання за рахунок інверторів та систем накопичення енергії (ESS) У мережах з великою кількістю фотоелектричних систем (PV) ефективним методом є використання інверторів та накопичувачів енергії. Інвертори PV можуть надавати індуктивну реактивну підтримку для нормалізації локальної напруги. Системи накопичення енергії (ESS) стабілізують напругу шляхом поглинання надлишкової активної потужності в періоди високої генерації (знижуючи перенапругу) та її віддачі під час важких навантажень (підвищуючи напругу на кінцевих вузлах). Вплив підключеної системи накопичення енергії на вузлову напругу можна описати спрощеним рівнянням:

$$U_1 = U_2 + \frac{(P_2 - S_{ESS} \cos \theta)R + (Q_2 \pm S_{ESS} \sin \theta)X}{U_2}, \quad (1.4)$$

					141.EK2103.003ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

де U_1 — напруга шини мережі, U_2 — напруга в точці підключення ESS, S_{ESS} — повна потужність накопичувача, θ — кут коефіцієнта потужності, P_2 і Q_2 — потужності споживача, а R і X — опір та реактанс лінії. За умови $S_{ESS} > 0$ накопичувач розряджається, діючи як джерело живлення та підвищуючи напругу лінії, а при $S_{ESS} < 0$ накопичувач заряджається, діючи як навантаження і знижуючи напругу[6].

5. Алгоритмічне та інтелектуальне управління Визначення оптимального місця встановлення та параметрів компенсаційних пристроїв здійснюється за допомогою методів оптимізації. До класичних евристичних методів належать генетичні алгоритми (GA), метод рою часток (PSO) та алгоритм імітації відпалу (SA), які застосовуються для мінімізації втрат та оптимізації реактивної потужності.

Через те, що сучасні розподільні мережі характеризуються масштабістю та швидкими коливаннями генерації, традиційні алгоритми можуть мати недостатню швидкість збіжності та потрапляти в локальні оптимуми. Тому для онлайн-керування в режимі реального часу (зокрема для багатошкального управління механічними і силовими електронними пристроями) все частіше застосовуються методи глибокого навчання з підкріпленням (Deep Reinforcement Learning, DRL). Їхня головна перевага полягає у тому, що вони не вимагають точної фізичної моделі мережі та здатні навчатися стратегіям управління безпосередньо з історичних даних взаємодії, що підвищує робастність мережі в умовах невизначеності[5].

1.3 Засоби регулювання напруг

Належне регулювання напруги та реактивної потужності є критично важливим для забезпечення надійності та стабільності електроенергетичних систем. Засоби регулювання напруги включають різноманітне обладнання, що застосовується на рівнях генерації, передачі та розподілу електроенергії.

					141.EK2103.003ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		17

Контроль напруги також розглядається як одна з ключових допоміжних послуг (ancillary services), необхідних для безпечного функціонування енергосистеми в цілому[7]. Координація роботи цих засобів у розподільній мережі дозволяє отримати оптимальний профіль напруги та оптимізувати перетоки реактивної потужності відповідно до цільових функцій та експлуатаційних обмежень.

До основних засобів регулювання напруги належать:

1. Автоматичні регулятори напруги (AVR)

Системи AVR (Automatic Voltage Regulator) є фундаментальним елементом для керування збудженням синхронних генераторів. Системи керування збудженням в електроенергетичних системах утримують напругу на клеммах генераторів на рівні, максимально наближеному до заданих еталонних значень. Використання AVR підвищує загальну стабільність системи та дозволяє максимально ефективно використовувати можливості передавальної мережі.

2. Статичні компенсатори реактивної потужності (SVC)

Застосування статичних тиристорних компенсаторів (Static Var Compensator, SVC) дозволяє мінімізувати перетоки реактивної потужності, що, у свою чергу, знижує втрати активної та реактивної потужності в електричній мережі. SVC забезпечують швидку динамічну компенсацію, генеруючи або поглинаючи реактивну потужність залежно від поточного стану системи. Вплив компенсатора на зміну напруги вузла можна наближено описати класичним рівнянням спаду напруги:

$$\Delta V \approx \frac{P \cdot R + (Q \pm Q_{SVC}) \cdot X}{V_{nom}}, \quad (1.5)$$

де P та Q — активна та реактивна потужності навантаження лінії, R та X — її активний і реактивний опори, V_{nom} — номінальна напруга мережі,

					141.ЕК2103.003ДБ	Арк.
						18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

а Q_{SVC} — реактивна потужність, що генерується або споживається пристроєм SVC[9].

3. Силові електронні регулятори напруги та "розумні" трансформатори

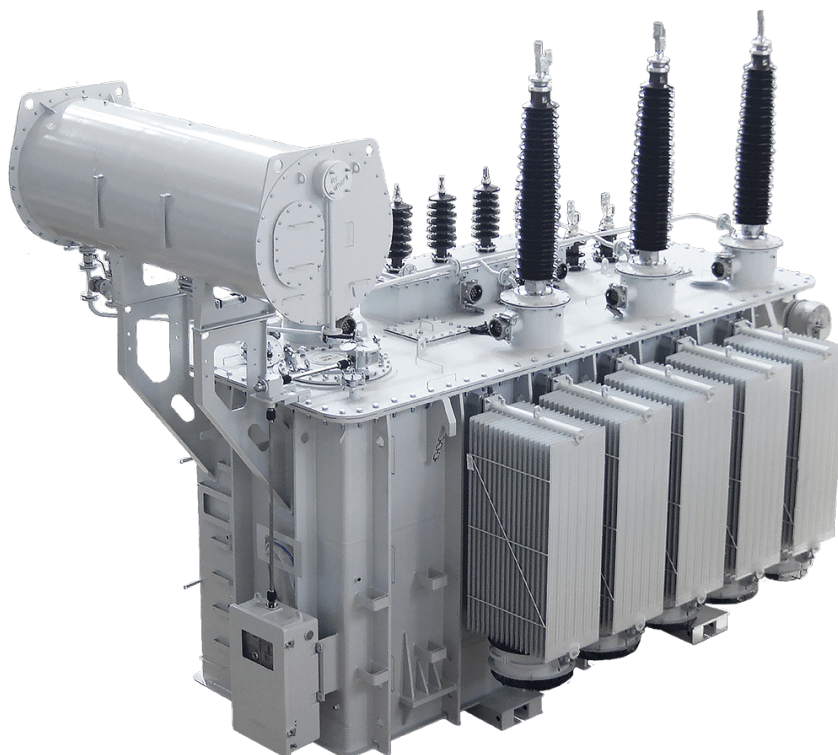


Рисунок 1.1 – трансформатор ТДН 10000/110

У сучасних розподільних мережах спостерігається високий рівень проникнення новітніх технологій, зокрема фотоелектричних систем (PV), що створює значну проблему підтримання стаціонарних рівнів напруги. Для ефективного подолання цих викликів застосовуються силові електронні регулятори напруги[8]. Інноваційним рішенням є так званий "розумний" трансформатор (smart transformer), який поєднує трансформатор із фіксованим коефіцієнтом трансформації та вбудований силовий електронний регулятор напруги.

Цей комплекс здатний автоматично змінювати напругу лінії у відповідь на зміни навантаження мережі. Регулятору надається повна інформація про всі напруги

					141.EK2103.003ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		19

системи, завдяки чому він може визначити ідеальну задану точку (setpoint) для запобігання будь-яким порушенням стаціонарних меж напруги. Зокрема, під час зворотного потоку потужності (коли виникає від'ємний струм через надлишкову генерацію PV), ідеальна задана точка знижується, що забезпечує захист кінцевих точок фідера від перенапруги.

1.4 Технічні засоби регулювання напруги: Трансформатори з пристроями РПН



Рисунок 1.2 – РПН CMD для масляних трансформаторів

Найбільш поширеним засобом регулювання напруги безпосередньо в центрах живлення є силові трансформатори, оснащені пристроями регулювання під навантаженням (РПН). На відміну від пристроїв ПБЗ (перемикання без збудження), РПН дозволяє змінювати коефіцієнт трансформації без відключення споживачів від мережі[10].

Типові схеми ввімкнення регулювальних обмоток РПН

Вибір схеми з'єднання регулювальної обмотки з основною залежить від необхідного діапазону регулювання, рівня напруги та конструктивних

					141.ЕК2103.003ДБ	Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

особливостей силового трансформатора. У сучасній практиці проєктування підстанцій 110/10 кВ найбільшого поширення набули три типи схем.

1. Пряма схема регулювання (схема без реверсування)

У цій схемі регульовальна обмотка вмикається послідовно з основною. Кожне відгалуження крок за кроком додає певну кількість витків до основної обмотки, що дозволяє змінювати напругу лише в одному напрямку (тільки на збільшення або тільки на зменшення відносно основного виводу). Така схема характеризується простотою конструкції, але має обмежений діапазон регулювання.

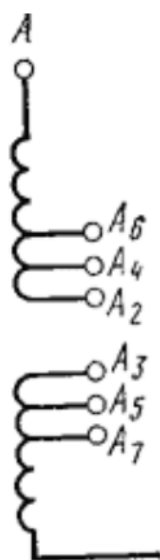


Рисунок 1.3 – Пряма схема ввімкнення регульовальної обмотки

2. Обернена схема (схема з реверсуванням)

Дана схема передбачає використання спеціального перемикача — реверсора, який дозволяє змінювати полярність підключення регульовальної обмотки відносно основної. Це дає можливість як додавати витки ($\pm$), так і віднімати їх, подвоюючи діапазон регулювання при тій самій кількості відгалужень. Саме

					141.ЕК2103.003ДБ	Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

така схема найчастіше застосовується у трансформаторах типу ТДН-10000/110 для отримання діапазону $\pm 4 \times 1,25\%$.

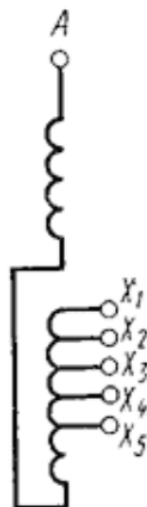


Рисунок 1.4 – Обернена схема регулювання з реверсором

3. Схема регулювання в розсічку поблизу нейтралі

Для трансформаторів напругою 110 кВ і вище, що працюють із глухозаземленою нейтраллю, найбільш раціональним є розміщення регулювальної обмотки з боку нейтрального виводу. Це дозволяє використовувати перемикач із полегшеною ізоляцією відносно землі, оскільки потенціал у цій точці близький до нуля. Така конструкція значно підвищує надійність пристрою РПН та знижує його вартість[11].

					141.ЕК2103.003ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22



Рисунок 1.5 – Схема розміщення регулювальних відгалужень поблизу нейтралі

Таблиця 1.2 — Порівняльний аналіз схем ввімкнення РПН

Схема	Переваги	Область застосування
Пряма	Мінімальна кількість контактів	Трансформатори малої потужності
Обернена	Широкий діапазон регулювання	Мережеві трансформатори 110 кВ
Вблизу нейтралі	Знижені вимоги до ізоляції перемикача	Потужні трансформатори з заземленою нейтраллю

Послідовність роботи контактної системи РПН з резисторами

Для забезпечення безперервності регулювання напруги під навантаженням використовується спеціальна послідовність комутацій, яка дозволяє перемикати відгалуження обмотки без розриву дуги та виникнення міжвиткових коротких замикань. Розглянемо цей процес на прикладі переходу з

положення II на положення III.

Цикл перемикавання складається з наступних етапів (Рис. 1.7):

1. Стадія «а» (Нормальний режим): Трансформатор працює на ступені II. Контакти контактора K1 та K2 розімкнуті, а K3 та K4 — замкнуті. Струм навантаження I_n проходить через виборець П2 та контакт K4 безпосередньо в мережу. Резистор R2 при цьому зашунтований.
2. Стадія «б» (Підготовка): Привідний механізм переводить виборець П1 на наступний ступінь (III). Оскільки контакт K1 розімкнутий, цей перехід відбувається без струму. Контактна система залишається в очікуванні команди контактора.
3. Стадія «в» (Початок перемикавання): Розмикається контакт K4. Струм навантаження тепер змушений проходити через струмообмежувальний резистор R2. Це перший етап обмеження струму перед комутацією.
4. Стадія «г» (Робота «мостом»): Замикається контакт K2. У цей момент утворюється контур, в якому обидва відгалуження (II та III) з'єднані через резистори R1 та R2. Виникає циркулюючий струм, величина якого обмежується сумою опорів цих резисторів.
5. Стадія «д» (Розрив зв'язку): Розмикається контакт K3. Зв'язок зі ступенем II переривається, і весь струм навантаження проходить через резистор R1 до нового відгалуження III.
6. Стадія «е» (Завершення циклу): Замикається контакт K1, що шунтує резистор R1. Трансформатор переходить у сталий режим роботи на ступені III. На цьому цикл перемикавання завершується, а механізм фіксується у новому положенні[12].

					141.ЕК2103.003ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24

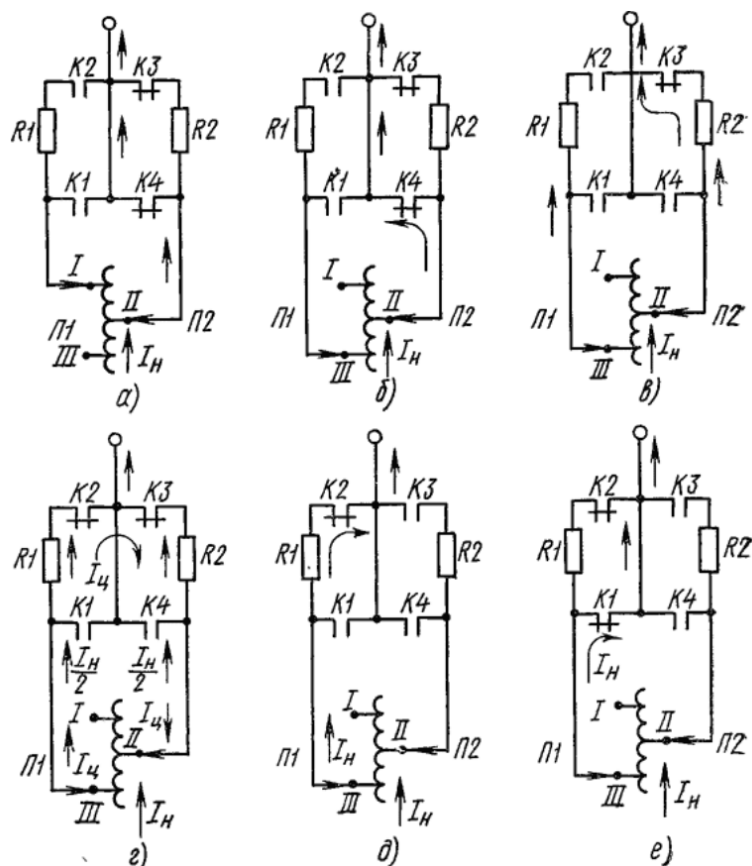


Рисунок 1.6 – Послідовність перемикання контактної системи РПН (стадії а–е)

Технічні параметри пристроїв РПН

Для силових трансформаторів потужністю 10 МВА, що розглядаються у проєкті, пристрої РПН мають наступні типові характеристики:

Таблиця 1.3 – Характеристики пристрою РПН трансформатора ТДН-10000/110

Параметр	Значення
Кількість ступенів регулювання	± 4
Величина одного ступеня	1,25% від U_{nom}
Сумарний діапазон регулювання	$\pm 5\%$
Час одного циклу перемикання	3–5 с
Тип середовища гасіння дуги	Трансформаторне масло (або вакуум)

1.5 Регулювання реактивної потужності на підстанції

Регулювання реактивної потужності на підстанціях є необхідним для підтримання належної якості напруги, зменшення втрат та підвищення загальної стабільності електромережі. При комплексному аналізі електроенергетичних систем та розробці алгоритмів керування і логіки релейного захисту, критично важливо враховувати динамічні і статичні характеристики компенсаційного обладнання. Сучасні підходи до регулювання охоплюють як оптимізацію роботи традиційного обладнання, так і впровадження новітніх систем на базі силової електроніки.

1. Координоване керування шунтовими конденсаторами та РПН

Класичний підхід до керування на підстанціях базується на спільному використанні шунтових конденсаторів (SC), які регулюють перетоки реактивної потужності, та трансформаторів з РПН (OLTC), що контролюють рівень напруги на вторинній шині. Для уникнення частих і непотрібних перемикачів, які знижують термін служби обладнання, застосовуються алгоритми оптимізації, зокрема методи динамічного програмування[13]. Цільова функція (J) такого координованого керування зазвичай має на меті мінімізувати відхилення напруги та перетоки реактивної потужності за добовий цикл:

$$J = \sum_{i=1}^{24} (|V_{2spec}| - |V_{2i,act}|) + \sum_{i=1}^{24} |Q_{Ti}|, \quad (1.6)$$

де V_{2spec} — задана еталонна напруга вторинної обмотки (наприклад, 1.0 в.о.), $V_{2i,act}$ — фактична напруга у годину i , а Q_{Ti} — перетік реактивної потужності через головний трансформатор у годину i .

2. Застосування систем FACTS: SVC проти STATCOM Для швидкого реагування на аварійні ситуації та підтримання динамічної стійкості (наприклад, при коротких замиканнях) використовуються пристрої FACTS,

					141.ЕК2103.003ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		26

серед яких найпоширенішими на підстанціях є статичний тиристорний компенсатор (SVC) та статичний синхронний компенсатор (STATCOM). Обидва пристрої здатні швидко інjektувати реактивну потужність у систему для стабілізації напруги в точці спільного підключення (PCC), проте їхні експлуатаційні характеристики суттєво відрізняються.

Аналіз показує, що пристрої SVC є економічно вигіднішим рішенням: їхня орієнтовна вартість становить 55 USD/kvar, порівняно з 71.2 USD/kvar для STATCOM. Проте суттєвим недоліком SVC є генерація значних непарних гармонік (зокрема, 5-ї та 7-ї) через роботу тиристорно-керованого реактора (TCR). Рівень цих гармонік може досягати 5.27% та 2.41% відповідно, що порушує допустимий ліміт у 2.0% згідно зі стандартом IEEE Std 519 і вимагає встановлення додаткових дорогих фільтрів. Своєю чергою, STATCOM завдяки використанню перетворювача напруги (VSC) практично не вносить гармонічних спотворень і демонструє вищу швидкодію та стабільність при відновленні напруги після короткого замикання.

3. Гібридні розподільні трансформатори (НТ)

Новітнім напрямком регулювання на розподільних підстанціях є використання гібридних трансформаторів. Ця концепція передбачає часткове приєднання напівпровідникового перетворювача (з номінальною потужністю лише 20-30% від загальної) до обмоток низької напруги трансформатора. Це дозволяє виконувати компенсацію реактивної потужності без використання повномасштабних перетворювачів, що зменшує загальні втрати та вартість[14].

У таких системах часто використовується перетворювач типу back-to-back, керування яким базується на dq -перетворенні. У цій системі координат активна (P) та реактивна (Q) потужності розраховуються за формулами:

$$P = V_d I_d, \quad (1.7)$$

$$Q = V_q I_q, \quad (1.8)$$

					141.ЕК2103.003ДБ	Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де V_d, I_d та V_q, I_q — напруги і струми у відповідних осях dq . Завдяки векторному керуванню гібридний трансформатор дозволяє незалежно контролювати інжекцію реактивної потужності (регулюючи складову I_q) та підтримувати стабільну напругу в ланці постійного струму, уникаючи значних коливань і спотворень струму[10].

1.6 Оптимізація рівнів напруг в електричній мережі

Інтеграція відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), зокрема фотоелектричних (PV) систем, а також систем накопичення енергії перетворює традиційні пасивні розподільні мережі на активні. Переривчастий та непередбачуваний характер генерації від PV-систем спричиняє порушення рівнів напруги, зокрема призводить до перенапруг на кінцевих ділянках ліній. Для вирішення цих

проблем застосовується концепція оптимального потокорозподілу (Optimal Power Flow, OPF), яка дозволяє знайти найкращі налаштування для регулюючих пристроїв та мінімізувати негативний вплив просьюмерів[16].

1. Математична постановка задачі оптимізації

Загальна задача OPF для оптимізації напруги формулюється як мінімізація цільової функції з урахуванням експлуатаційних обмежень мережі у вигляді рівностей та нерівностей:

$$\min F(x, u)$$

за умов:

$$g(x, u) = 0$$

$$h(x, u) \leq 0$$

де $F(x, u)$ — цільова функція, $g(x, u)$ — нелінійні рівняння балансу потужностей (рівняння потокорозподілу), $h(x, u)$ — нелінійні нерівності, що

					141.ЕК2103.003ДБ	Арк.
						28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

описують технологічні обмеження (наприклад, ліміти струмів та напруг), x — вектор змінних стану, а u — вектор керуючих змінних.

Основними критеріями при оптимізації режимів напруги є мінімізація відхилення напруги (Voltage Deviation, VD), мінімізація втрат потужності та зменшення кількості спрацьовувань пристроїв РПН (OLTC). Математично відхилення напруги виражається як:

$$V_{dev} = \sum_{i \in N} (V_i - V_{nom})^2, \quad (1.9)$$

де V_i — напруга у вузлі i , V_{nom} — номінальна напруга, N — множина вузлів мережі. У мережах, де спостерігається несиметрія, також вводиться критерій мінімізації коефіцієнта несиметрії напруги (Voltage Unbalance Factor, VUF), який визначається відношенням напруги зворотної послідовності ($V_{sequence}^-$) до напруги прямої послідовності ($V_{sequence}^+$):

$$VUF = \frac{V_{sequence}^-}{V_{sequence}^+}, \quad (1.10)$$

Як керуючі змінні (вектор u) найчастіше використовуються: реактивна потужність «розумних» інверторів (керування за критичними кривими Volt/VAR), позиції відпайок РПН трансформаторів, стан комутації конденсаторних батарей (CB) та потужність заряду/розряду систем накопичення енергії (BESS) [15].

2. Аналітичні методи оптимізації

Аналітичні підходи спираються на строгі математичні моделі програмування. Оскільки класична задача змінного струму (AC-OPF) є нелінійною і неопуклою, науковці часто застосовують методи конвексифікації (наприклад, релаксацію конуса другого порядку), що дозволяє перетворити задачу на змішано-цілочислове програмування другого порядку (MISOCP) для полегшення знаходження глобального оптимуму.

					141.ЕК2103.003ДБ	Арк.
						29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для децентралізованого керування у масштабних розподільних мережах високу ефективність демонструє метод множників із почерговим напрямком (Alternating Direction Method of Multipliers, ADMM). Цей алгоритм розбиває складну глобальну задачу оптимізації на менші локальні підзадачі, які вирішуються ітеративно, що суттєво зменшує обчислювальне навантаження та дозволяє оптимізувати напругу без передачі приватних даних від генерації в єдиний центр[17]. Крім того, для умов із високою невизначеністю генерації від PV-систем та коливаннями навантажень використовується робастна оптимізація.

3. Методи обчислювального інтелекту

Через нелінійний, багатоцільовий характер задачі та наявність дискретних змінних (наприклад, позицій РПН), для оптимізації режимів напруги широко застосовуються метаевристичні алгоритми обчислювального інтелекту.

Найбільш поширеними є генетичні алгоритми (GA) та оптимізація роєм часток (Particle Swarm Optimization, PSO).

Метод PSO моделює соціальну поведінку зграї птахів, де кожна «частинка» представляє потенційне рішення в просторі пошуку. Оновлення швидкості $V(t)$ та позиції $X(t)$ кожної частинки на ітерації t описується наступними рівняннями:

$$V(t) = V(t - 1) + C_1 r_1 (P_{best} - X(t - 1)) + C_2 r_2 (G_{best} - X(t - 1)), \quad (1.11)$$

$$X(t) = X(t - 1) + V(t), \quad (1.12)$$

де P_{best} — найкраща локальна позиція окремої частинки, G_{best} — найкраща глобальна позиція всього рою, C_1 та C_2 — коефіцієнти прискорення, а r_1 та r_2 — випадкові числа в діапазоні (0,1).

Для задач, де необхідно одночасно мінімізувати кілька цілей (наприклад, мінімізувати втрати потужності та водночас покращити профіль напруги),

застосовується багатоцільова версія цього алгоритму — MOPSO (Multi-Objective PSO), яка шукає компромісні рішення на фронті Парето.

4. Координоване керування та використання пристроїв SOP

Сучасні стратегії оптимізації (зокрема координована оптимізація Volt/VAR) спрямовані на узгодження роботи інверторів PV-систем із традиційними засобами регулювання напруги (РПН, конденсаторними батареями). Такий підхід дозволяє комбінувати високу швидкість реакції силової електроніки інверторів із можливостями електромеханічного обладнання.

Окремим інноваційним напрямом в оптимізації напруг є застосування так званих "точок м'якого розриву" (Soft Open Points, SOP). SOP — це пристрої на

базі силової електроніки, які встановлюються замість традиційних секціонуючих вимикачів у розподільних мережах. На відміну від звичайних вимикачів, SOP дозволяють здійснювати точне та плавне керування перетоками активної і реактивної потужності між сусідніми фідерами. Застосування пристроїв SOP у поєднанні з алгоритмами оптимізації (такими як PSO або ADMM) дає змогу ефективно балансувати навантаження між ділянками мережі, зменшувати втрати потужності та запобігати порушенням норм якості напруги в умовах високого рівня інтеграції розподіленої генерації[18].

1.7 Нормативні документи

Надійне та ефективне функціонування сучасних електроенергетичних систем вимагає забезпечення належного рівня якості електричної енергії (Power Quality), оскільки від цього залежить сумісність між обладнанням споживачів та електричною мережею. Недотримання стандартів якості може призвести до збоїв у роботі електронного обладнання, перегріву трансформаторів та двигунів, передчасного виходу з ладу апаратури, а також значних економічних втрат. Для регламентації цих параметрів та забезпечення надійного

					141.ЕК2103.003ДБ	Арк.
						31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

електропостачання використовується низка міжнародних та європейських нормативних документів.

1. Європейський стандарт EN 50160 Основним документом, що характеризує параметри напруги в європейських розподільних мережах низької (НН) та середньої (СН) напруги в точці спільного підключення (РСС), є стандарт EN 50160. Цей стандарт визначає межі допустимих відхилень у нормальних умовах експлуатації[20]. Основні вимоги стандарту включають:

- Відхилення напруги: у мережах НН та СН середнє квадратичне значення напруги (усереднене за 10 хвилин) повинно знаходитися в межах $\pm 10\%$ від номінальної напруги U_n протягом 95% часу тижня.
- Частота мережі: номінальне значення 50 Гц має підтримуватися з точністю $\pm 1\%$ (від 49,5 до 50,5 Гц) протягом 99,5% часу тижня.
- Флікер (Flicker): візуальне відчуття нестабільності освітлення оцінюється показниками короткотривалої (P_{st}) та довготривалої (P_{lt}) дози флікера. Рівень довготривалої дози розраховується на основі послідовності з 12 значень P_{st} за двогодинний інтервал за формулою:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{sti}^3}{12}}, \quad (1.13)$$

Згідно з EN 50160, значення $P_{lt} \leq 1$ має підтримуватися протягом 95% часу тижня.

- Провали напруги та переривання: провал визначається як раптове зниження напруги до рівня від 90% до 1% від заявленої напруги, тоді як зниження нижче 1% класифікується як переривання електропостачання.

2. Міжнародні стандарти щодо гармонічних спотворень (IEEE 519-2014)
Важливою складовою якості напруги є контроль гармонічних спотворень, спричинених широким впровадженням нелінійних навантажень

					141.ЕК2103.003ДБ	Арк.
						32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

(інверторів, перетворювачів частоти тощо). Для оцінки гармонік стандарти EN 50160 та IEEE 519-2014 використовують показник сумарного коефіцієнта гармонічних спотворень напруги (THD_V або THD_U). Він обчислюється як відношення середньоквадратичного значення всіх вищих гармонічних складових до фундаментальної складової:

$$THD_V = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} (V_h)^2}}{V_1}, \quad (1.14)$$

де V_h — середньоквадратичне значення напруги гармоніки h -го порядку, V_1 — напруга фундаментальної частоти. EN 50160 вимагає, щоб THD_U не перевищував 8%. Водночас стандарт IEEE 519-2014 для деяких мереж встановлює більш жорсткий ліміт у 5%[19]. Крім того, IEEE 519-2014

визначає сумарний коефіцієнт спотворення попиту (Total Demand Distortion, TDD) для струму, який відносить спотворення до максимального струму навантаження (I_L) у точці спільного підключення:

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_L}, \quad (1.15)$$

де I_h — струм h -ї гармоніки. Стандарт також вимагає застосування статистичного підходу, коли оцінюються 95-й та 99-й процентилі вимірних значень (наприклад, значення 99-го перцентіля не повинно перевищувати 1,5 раза від ліміту 5%, тобто 7,5%).

3. Вимірювальні стандарти серії IEC 61000 Для процедур вимірювання та оцінки показників якості застосовується серія стандартів Міжнародної електротехнічної комісії (IEC).

- IEC 61000-4-30: регламентує загальні методи вимірювання якості електроенергії, поділяючи прилади на класи (зокрема Клас А для точних

					141.ЕК2103.003ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		33

сертифікованих вимірювань та Клас S для статистичних досліджень чи загальної оцінки) [21].

- ІЕС 61000-4-7: визначає вимоги до вимірювальних приладів для оцінки спектральних спотворень (гармонік та інтергармонік) у діапазоні до 9 кГц.
- ІЕС 61000-4-13: встановлює рівні стійкості до гармонік та інтергармонік у низьковольтних мережах, розділяючи електромагнітне середовище на декілька класів (Клас 1 для високочутливого обладнання, Клас 2 для загального РСС та Клас 3 для внутрішньозаводських мереж).

З розвитком сучасних перетворювачів силової електроніки з'являється необхідність нормування та вимірювання так званих "супергармонік" (у діапазоні від 2 кГц до 150 кГц), що вимагатиме оновлення існуючих нормативних баз у майбутньому.

Висновки

У першому розділі дипломного проєкту проведено комплексний аналіз методів та засобів регулювання напруги в електроенергетичних системах. На основі виконаного огляду можна зробити наступні висновки:

1. Визначено роль якості електроенергії як ключового фактора надійності. Встановлено, що відхилення напруги, гармонічні спотворення та провали напруги безпосередньо впливають на термін служби та ефективність роботи промислового і побутового обладнання. Дотримання нормативних показників якості є обов'язковою умовою функціонування сучасних інтелектуальних мереж.
2. Проаналізовано методи та засоби керування режимами напруги. Доведено, що найбільш ефективним та поширеним засобом оперативного регулювання напруги в розподільчих мережах є використання силових трансформаторів, оснащених пристроями регулювання під

					141.ЕК2103.003ДБ	Арк.
						34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

навантаженням (РПН). Це дозволяє підтримувати оптимальні рівні напруги у споживачів без перерви в електропостачанні.

3. Обґрунтовано необхідність комплексного підходу до регулювання. Встановлено, що для мінімізації втрат потужності та забезпечення стабільності напруги регулювання на трансформаторах має поєднуватися з компенсацією реактивної потужності безпосередньо у вузлах навантаження. Це дозволяє розвантажити мережу та покращити її пропускну здатність.
4. Оцінено стан нормативної бази. Аналіз міжнародних стандартів (ІЕС, ІЕЕЕ) та національних нормативів підтвердив необхідність застосування статистичних методів оцінки параметрів мережі та використання високоточних приладів контролю якості електроенергії (класу А) для прийняття рішень щодо керування режимами.

Таким чином, результати теоретичного аналізу підтверджують актуальність розробки ефективних алгоритмів автоматичного регулювання напруги, що і буде реалізовано у наступних розділах проєкту на прикладі конкретного об'єкта — підстанції 110/10 кВ.

					141.ЕК2103.003ДБ	Арк.
						35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2 Характеристика об'єкта – фрагмент електричної мережі 110/10 кВ

2.1 Підстанція 110/10 кВ

2.1.1 Схема електричних з'єднань підстанції. Загальна характеристика.

Склад основного обладнання підстанції

Понижувальна підстанція (ПС) 110/10 кВ «Навчальна» є вузловим об'єктом району електричної мережі. Основним призначенням підстанції є перетворення електроенергії напругою 110 кВ у напругу 10 кВ для живлення промислових споживачів, комунального сектору та власних потреб.

Схема електричних з'єднань

На стороні вищої напруги (ВН — 110 кВ) підстанція виконана за спрощеною схемою «Блок лінія-трансформатор з перемичкою та автоматикою у вигляді відділювачів та короткозамикачів». Така схема дозволяє відмовитися від встановлення дорогих та громіздких вимикачів 110 кВ, забезпечуючи при цьому достатній рівень надійності за рахунок використання засобів релейного захисту живильних ліній.

На стороні низької напруги (НН — 10 кВ) застосована схема з двома секціями збірних шин, з'єднаних секційним вимикачем. Це дозволяє гнучко розподіляти навантаження між 16-ма відхідними фідерними лініями та забезпечувати безперебійне живлення споживачів при виведенні в ремонт одного з силових трансформаторів.

Склад основного обладнання підстанції:

Силові трансформатори: На ПС встановлено два двообмоткові трансформатори типу ТДН-10000/110.

					141.ЕК2103.003ДБ					
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						
Розроб.		Квятковський П.О.			Характеристика об'єкта – фрагмент електричної мережі 110/10 кВ			Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Хоменко О.В.							36	101
Реценз.								КПІ «ім. Ігоря Сікорського» група ЕК-21		
Н. Контр.		Ягельський Є.О								
Затверд.		Дерев'янко Д.Г.								

Трансформатори оснащені пристроєм РПН з діапазоном регулювання $\pm 4 \times 1,25\%$, що дозволяє підтримувати стабільний рівень напруги на шинах 10 кВ.

1. Апарати комутації та захисту 110 кВ: * Для відключення пошкодженого трансформатора у безструмову паузу встановлені відділювачі ОД-110/600 з приводами ШПО.

- Для створення штучного короткого замикання (з метою спрацювання захисту на головній ділянці ЛЕП) застосовано короткозамикачі КЗ-110/600 ФА з приводами ШПК.
- Видимий розрив забезпечується роз'єднувачами РЛНД-ІІ-110/600 та РЛНДІ-110/600.

2. Захист від перенапруг та заземлення:

- Захист ізоляції від атмосферних перенапруг здійснюється розрядниками РВС-110.
- Для захисту нейтралі трансформатора при її розземленні (через ЗОН-110) встановлено каскад розрядників РВС-35 + РВС-15.

3. Система компенсації ємнісних струмів: Враховуючи велику кількість відхідних ліній 10 кВ, для компенсації струмів однофазного замикання на землю встановлено дугогасильні реактори ДГК-1 та ДГК-2 (типу ДГК ІІ с.ш.), що підключені через спеціальні трансформатори ТМ-400/10 та заземлювальні реактори ЗРОМ-300/10.

4. Вимірювальні пристрої: Контроль параметрів здійснюється за допомогою трансформаторів струму (вбудованих ТВТ-110 та ТВТ-35, виносних ТЛШ-0.5) та трансформаторів напруги (НТМІ-10, НОМ-10).

					141.ЕК2103.003ДБ	Арк.
						37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

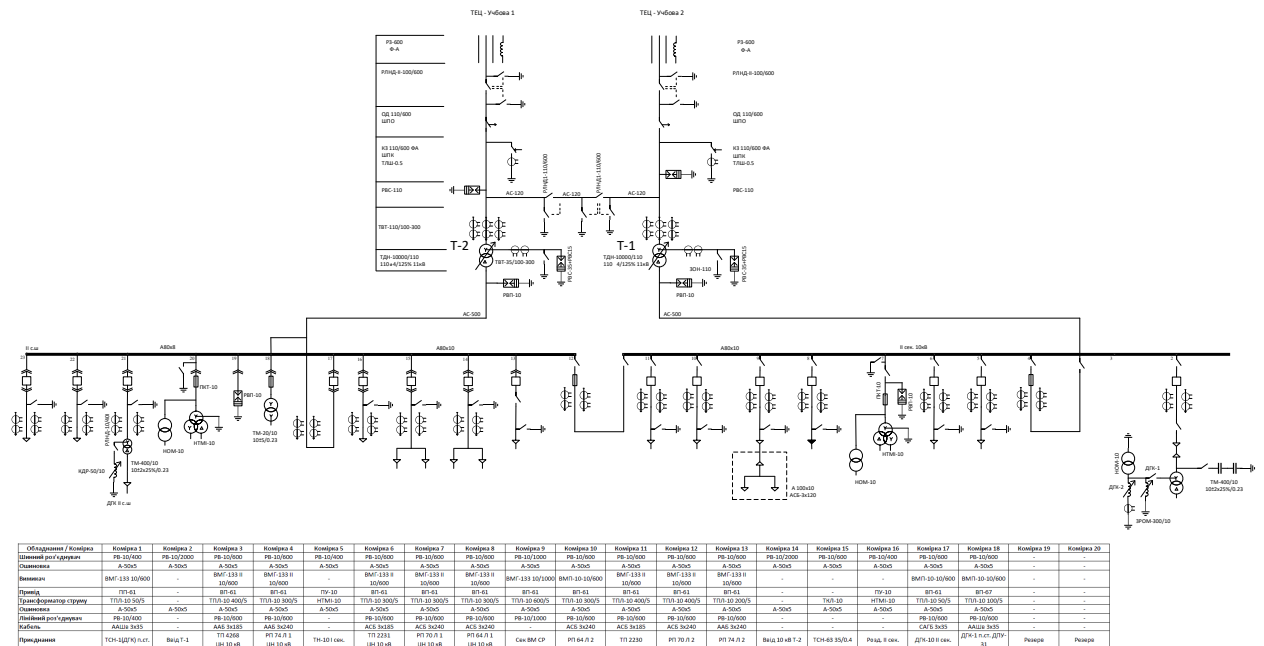


Рисунок 2.1 – Повна однолінійна схема ПС «Навчальна»

2.1.2 Силові трансформатори підстанції

Для зниження напруги та забезпечення надійного живлення споживачів на підстанції «Навчальна» встановлено два ідентичні силові двообмоткові трансформатори типу ТДН-10000/110.

Трансформатори мають наступне конструктивне виконання:

- Т — трифазний;
- Д — з примусовою циркуляцією повітря (дугтя);
- Н — з можливістю регулювання напруги під навантаженням (РПН).

Оскільки основною метою роботи є аналіз та регулювання напруги, ключовим елементом є вбудований пристрій РПН, що розташований з боку вищої напруги (110 кВ). Пристрій дозволяє змінювати коефіцієнт трансформації в межах ± 4 ступенів по 1,25% кожен. Це дає можливість підтримувати стабільну напругу на шинах 10 кВ у межах $\pm 5\%$ від номінальної при коливаннях напруги в енергосистемі[22].

Таблиця 2.1 – Технічні характеристики трансформатора ТДН-10000/110

Параметр	Позначення, одиниці виміру	Значення
Номінальна потужність	S_{nom} , МВА	10
Номінальні напруги обмоток	$U_{ВН}/U_{НН}$, кВ	115 / 11
Схема та група з'єднання обмоток	-	$Y_H / \Delta-11$
Напруга короткого замикання	ук, %	10,5
Втрати короткого замикання	P_K , кВт	60
Втрати холостого ходу	P_X , кВт	14
Струм холостого ходу	I_X , %	0,8
Діапазон регулювання РПН (ВН)	-	$\pm 4 \times 1,25\%$

2.1.3 Збірні шини підстанції

Збірні шини 110 кВ ВРП виконані за схемою однієї секціонованої системи шин із використанням сталевалюмінієвого проводу марки АС-120. Збірні шини 10 кВ у закритому розподільчому пристрої (ЗРУ) виконані жорсткими алюмінієвими шинами та розділені на дві секції, з'єднані секційним вимикачем. Зв'язок між виводами низької напруги трансформаторів та збірними шинами 10 кВ виконаний гнучким проводом марки АС-500.

2.1.4 Комутаційне обладнання підстанції

На стороні 110 кВ реалізована спрощена схема комутації. У колах силових трансформаторів встановлені відділювачі ОД-110/600 (приводи ШПО) та короткозамикачі КЗ-110/600 ФА (приводи ШПК). Видимий розрив кола забезпечується роз'єднувачами РЛНД-II-110/600 та РЛНД1-110/600.

					141.ЕК2103.003ДБ	Арк.
						39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Режим роботи нейтралі трансформаторів керується заземлювачами ЗОН-110.

На стороні 10 кВ у шафах КРУ встановлені вакуумні вимикачі (на відхідних лініях та як секційний вимикач), а також роз'єднувачі у вигляді штепсельних роз'ємів викотних елементів.

Таблиця 2.2 – Технічні характеристики основного комутаційного обладнання 110 кВ

Тип апарата	Номінальна напруга, кВ	Номінальний струм, А	Струм термічної стійкості, кА
ОД-110/600	110	600	20
КЗ-110/600	110	600	20
РЛНД-110/600	110	600	20

2.1.5 Захисне обладнання

Для захисту ізоляції від атмосферних та комутаційних перенапруг на ПС встановлено:

- На збірних шинах 110 кВ: вентильні розрядники РВС-110.
- У нейтралі трансформаторів ТДН-10000: каскад розрядників РВС-35 + РВС-15.
- На секціях шин 10 кВ та фідерних лініях: розрядники РВП-10.

Таблиця 2.3 – Технічні характеристики захисного обладнання підстанції

Тип апарата	Місце встановлення	Номінальна напруга, кВ	Пробивна напруга (50 Гц), кВ
РВС-110	Шини 110 кВ	110	190 – 210
РВС-35	Нейтраль Т-ра	35	77 – 92
РВС-15	Нейтраль Т-ра	15	34 – 41
РВП-10	Лінії 10 кВ	10	26 – 30

Використання вказаних апаратів дозволяє забезпечити координацію ізоляції підстанції та мінімізувати ризик пошкодження дорогого обладнання, зокрема пристроїв РПН силових трансформаторів.

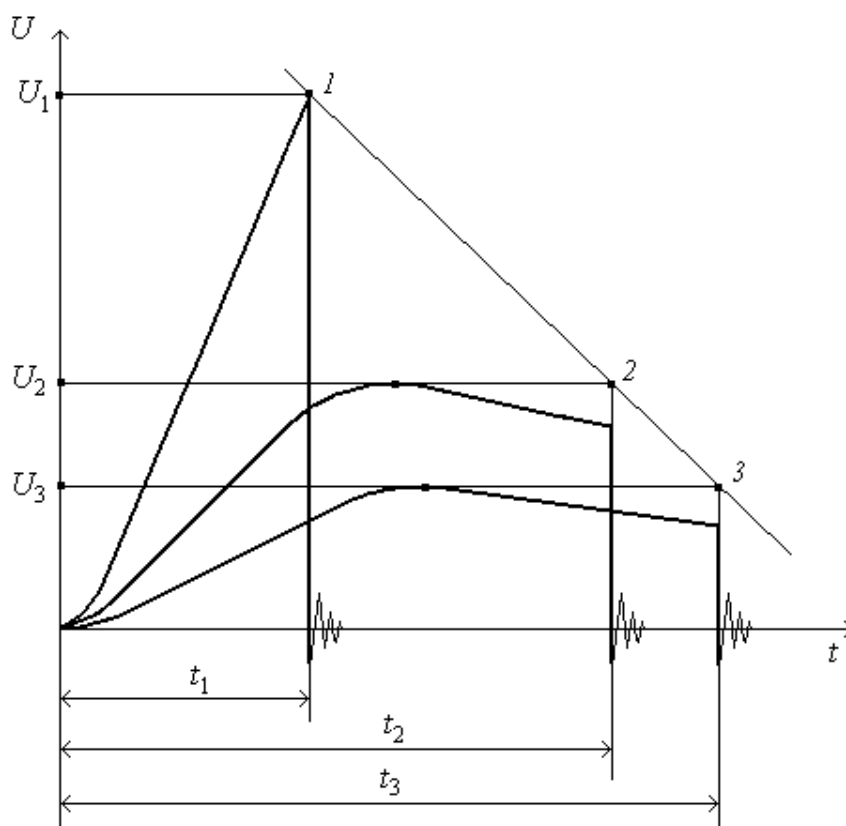


Рис 2.2 - графік координації ізоляції (вольт-секундні характеристики)

2.1.6 Вимірювальні трансформатори напруги і струму підстанції

Для контролю параметрів та живлення кіл РЗА застосовані:

1. Трансформатори струму: вбудовані ТВТ-110/100-300 (вводи 110 кВ), ТВТ-35/100-300 (нейтраль 110 кВ) та шинні ТЛШ-0.5 (лінії 10 кВ).
2. Трансформатори напруги: на секціях шин 10 кВ встановлено вимірювальні ТН типу НТМІ-10 (для контролю ізоляції мережі та роботи АРН) та НОМ-10.

Таблиця 2.4 – Основні характеристики вимірювальних трансформаторів

Тип апарата	Номінальна напруга, кВ	Коефіцієнт трансформації	Клас точності
ТВТ-110	110	100/5	0.5/10Р
ТВТ-35	35	100/5	10Р
ТЛШ-0.5	10	600/5	0.5
НТМІ-10	10	10000/100	0.5
НОМ-10	10	10000/100	1.0

2.1.7 Вимірювальні прилади

Контроль електричних параметрів режиму ПС забезпечується наступними приладами: аналогові амперметри у колах 110 кВ та 10 кВ, вольтметри на щиті керування (для контролю рівнів напруги згідно з ДСТУ EN 50160:2014), ватметри, варметри, а також багатофункціональні мікропроцесорні лічильники для комерційного обліку електроенергії. Контроль роботи регуляторів напруги здійснюється за допомогою показчиків положення РПН.

					141.ЕК2103.003ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

Таблиця 2.5 – Перелік та характеристики основних вимірювальних приладів

Прилад / Параметр	Тип (приклад)	Клас точності	Місце встановлення
Струм ВН (110 кВ)	E365 (аналоговий)	1,5	Щит керування
Струм НН (10 кВ)	E378 (аналоговий)	1,5	Комірки КРУ-10 кВ
Напруга на шинах 10 кВ	Ц42300 (цифровий)	0,5	Щит керування
Облік електроенергії	Мікропроцесорний	0,5S / 1,0	Вводи 10 кВ, фідери
Положення РПН	УП-25	-	Панель автоматики РПН

Сучасна тенденція розвитку підстанцій передбачає інтеграцію цих приладів у систему АСУ ТП (автоматизована система управління технологічними процесами), що дозволяє дистанційно відстежувати всі параметри в режимі реального часу.

2.1.8 Власні потреби підстанції

Живлення споживачів власних потреб (ВП) здійснюється на напрузі 0,4/0,23 кВ від шин 10 кВ. На підстанції встановлено основний трансформатор ТМ-400/10, який додатково виконує функцію нейтралеутворювального для підключення дугогасильних реакторів ДГК-1 та ДГК-2, а також резервний ТМ-20/10. Щит ВП розділений на дві секції з АВР. Основні споживачі: система охолодження трансформаторів (обдув), приводи комутаційних апаратів, зарядні пристрої акумуляторних батарей.

					141.ЕК2103.003ДБ	Арк.
						43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.6 – Технічні характеристики трансформаторів власних потреб

Тип ТВП	Потужність, кВА	Схема з'єднання	Напруга НН, кВ
ТМ-400/10	400	Y/Z _H -11	0,23
ТМ-20/10	20	Y/Y _H -0	0,23

2.1.9 Засоби релейного захисту і автоматики підстанції

Релейний захист трансформаторів ТДН-10000/110 включає: поздовжню диференційну відсічку, газовий захист та максимальний струмовий захист. Оскільки на стороні 110 кВ відсутні вимикачі, дія захистів спрямована на включення короткозамикача КЗ-110/600 з подальшим відключенням відділювача ОД-110/600 у безструмову паузу. Системи автоматики включають: автоматичне регулювання напруги (АРН) за допомогою керування пристроєм РПН, автоматичне введення резерву (АВР) на секційному вимикачі 10 кВ та автоматику керування дугогасильними реакторами.

Таблиця 2.7 – Основні типи захистів та автоматики ПС «Навчальна»

Об'єкт захисту	Тип захисту / автоматики	Призначення
ТДН-10000	Диференційний захист	Захист від КЗ в обмотках
ТДН-10000	Газовий захист	Захист від внутрішніх дефектів
ТДН-10000	АРН (Автоматичне регулювання напруги)	Керування пристроєм РПН
Шини 10 кВ	АВР (Автоматичне введення резерву)	Відновлення живлення секції
Мережа 10 кВ	Контроль ізоляції (на базі НТМІ-10)	Сигналізація про землю у фазі

					141.ЕК2103.003ДБ	Арк.
						44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.2 Розрахунок струмів короткого замикання на шинах підстанції

Метою розрахунку струмів короткого замикання (КЗ) є визначення максимальних значень аварійних струмів, що можуть виникнути в характерних точках мережі. Отримані результати є базою для перевірки обраного високовольтного обладнання (вимикачів, роз'єднувачів, струмоведучих частин) на електродинамічну та термічну стійкість, а також для подальшого налаштування пристроїв релейного захисту та автоматики.

Розрахунок виконується у системі відносних одиниць для максимального режиму роботи підстанції, що передбачає паралельну роботу живильних ліній та обох силових трансформаторів.

2.2.1 Вибір базисних умов

Для приведення параметрів усіх елементів мережі до єдиних умов обираємо базисну потужність:

$$S_b = 100 \text{ МВА.}$$

Базисні напруги для ступенів 110 кВ та 10 кВ приймаються відповідно до середніх експлуатаційних значень:

- ступінь ВН: $U_{b1} = 115 \text{ кВ};$
- ступінь НН: $U_{b2} = 10,5 \text{ кВ.}$

На основі обраних значень розраховуємо базисні струми для кожної точки:

$$I_{b1} = \frac{S_b}{\sqrt{3} \cdot U_{b1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА};$$
$$I_{b2} = \frac{S_b}{\sqrt{3} \cdot U_{b2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,50 \text{ кА.}$$

Для візуалізації фізичного розташування розрахункових точок та конфігурації

					141.ЕК2103.003ДБ	Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

обладнання складаємо розрахункову схему підстанції.

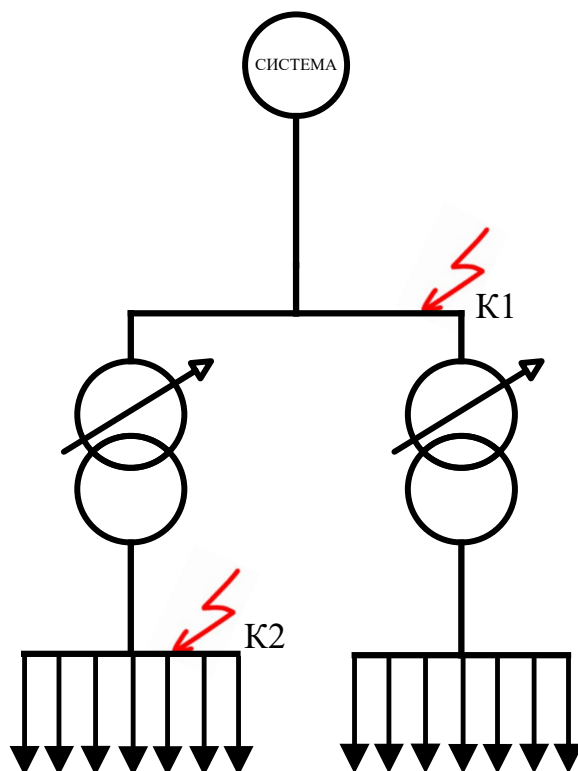


Рисунок 2.3 — Розрахункова схема підстанції з точками КЗ

На основі розрахункової схеми для проведення математичних обчислень складаємо схему заміщення (рис. 2.4), у якій кожен елемент представлений відповідним реактивним опором у відносних одиницях.

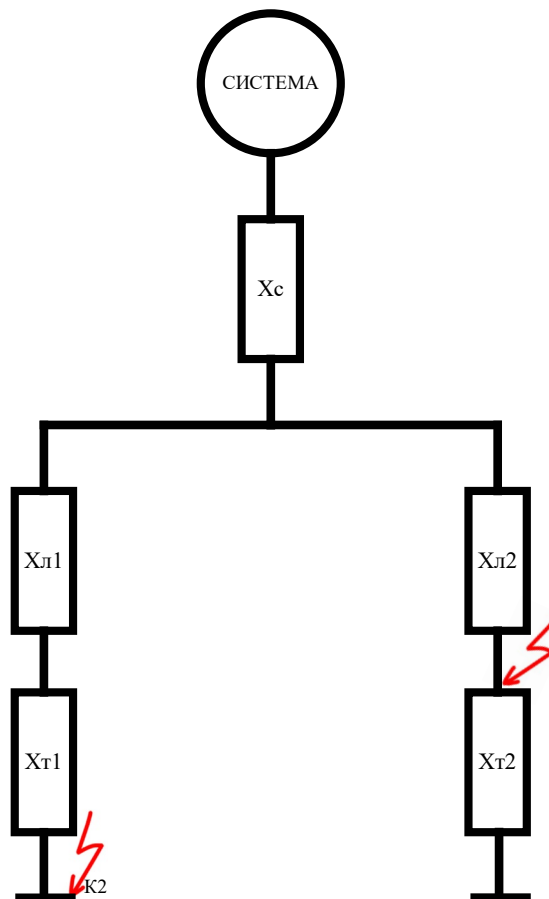


Рисунок 2.4 — Схема заміщення підстанції

2.2.2 Визначення параметрів елементів схеми заміщення

Опори всіх елементів схеми зводимо до обраних базисних умов ($S_b = 100$ МВА).

1. Опір енергосистеми (при значенні потужності КЗ системи $S_{кз} = 1500$ МВА):

$$X_c = \frac{S_b}{S_{кз}} = \frac{100}{1500} = 0,067 \text{ в.о.}$$

2. Опір повітряних ліній 110 кВ (марка проводу АС-120, $x_0 = 0,42$ Ом/км, довжина $L = 100$ км). Опір однієї лінії:

$$X_{L1} = X_{L2} = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_b}{U_{b1}^2} = 0,42 \cdot 100 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,318 \text{ в.о.}$$

Оскільки лінії в розрахунковому режимі працюють паралельно, їх сумарний опір:

$$X_{L\Sigma} = \frac{X_{L1}}{2} = \frac{0,318}{2} = 0,159 \text{ в.о.}$$

3. Опір силових трансформаторів ТДН-10000/110 ($S_{\text{ном}} = 10 \text{ МВА}$, $u_k = 10,5\%$):

$$X_{T1} = X_{T2} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_b}{S_{\text{ном}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{10} = 1,05 \text{ в.о.}$$

Сумарний опір двох паралельно працюючих трансформаторів:

$$X_{T\Sigma} = \frac{X_{T1}}{2} = \frac{1,05}{2} = 0,525 \text{ в.о.}$$

2.2.3 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок проводиться послідовно від джерела живлення до віддалених точок КЗ.

Точка К1 (шини 110 кВ):

Результуючий опір до точки К1:

$$X_{\Sigma K1} = X_c + X_{L\Sigma} = 0,067 + 0,159 = 0,226 \text{ в.о.}$$

Періодична складова струму трифазного КЗ:

$$I_{k1}^{(3)} = \frac{I_{b1}}{X_{\Sigma K1}} = \frac{0,502}{0,226} = 2,22 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ (при $k_y = 1,8$):

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{k1}^{(3)} = 1,41 \cdot 1,8 \cdot 2,22 = 5,63 \text{ кА.}$$

					141.ЕК2103.003ДБ	Арк.
						48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Точка К2 (шини 10 кВ):

Результуючий опір до точки К2:

$$X_{\Sigma K2} = X_{\Sigma K1} + X_{T\Sigma} = 0,226 + 0,525 = 0,751 \text{ в.о.}$$

Періодична складова струму трифазного КЗ:

$$I_{k2}^{(3)} = \frac{I_{b2}}{X_{\Sigma K2}} = \frac{5,50}{0,751} = 7,32 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ (при $k_y = 1,8$):

$$i_{y2} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{k2}^{(3)} = 1,41 \cdot 1,8 \cdot 7,32 = 18,57 \text{ кА.}$$

2.3 Перевірочний вибір обладнання підстанції

Для забезпечення надійної та безпечної роботи ПС «Навчальна» необхідно переконатися, що обрані електричні апарати та провідники здатні витримувати термічні та електродинамічні впливи струмів короткого замикання. Перевірка проводиться за параметрами, розрахованими у підпункті 2.2 для точок К1 та К2.

Умови перевірки обладнання:

1. За напругою: $U_{nom} \geq U_{set.nom}$.
2. За тривалим струмом: $I_{nom} \geq I_{max.work}$ (де $I_{max.work}$ — максимальний робочий струм приєднання).
3. Електродинамічна стійкість: $i_{dyn} \geq i_p$ (де i_p — ударний струм КЗ).
4. Термічна стійкість: $I_{th}^2 \cdot t_{th} \geq B_k$ (де B_k — тепловий імпульс струму КЗ).

Перевірка обладнання 110 кВ (Точка К1):

Оскільки на стороні 110 кВ використана спрощена схема, перевірки підлягають роз'єднувачі, відділювачі та короткозамикачі.

					141.ЕК2103.003ДБ	Арк.
						49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.8 – Результати перевірки обладнання 110 кВ

Апарат	Умова перевірки	Розрахункове значення	Паспортне значення	Висновок
РЛНД-110/600	$I_{nom} \geq I_{max}$	I_{max}	600 А	Відповідає
ОД-110/600	$i_{dyn} \geq i_{p1}$	i_{p1}	52 кА	Відповідає
КЗ-110/600	$I^2_{th} \cdot t_{th} \geq B_{k1}$	B_{k1}	$20^2 \cdot 3$	Відповідає

Перевірка обладнання 10 кВ (Точка К2):

На стороні 10 кВ перевіряються вакуумні вимикачі в шафах КРУ та шинні трансформатори струму.

Таблиця 2.9 – Результати перевірки обладнання 10 кВ

Апарат	Умова перевірки	Розрахункове значення	Паспортне значення	Висновок
Вимикач 10 кВ	$I_{off.nom} \geq I_{k2}$	I_{k2}	20 кА	Відповідає
ТС ТЛШ-0.5	$i_{dyn} \geq i_{p2}$	i_{p2}	32 кА	Відповідає

Перевірка показала, що все встановлене на підстанції обладнання задовольняє умовам термічної та динамічної стійкості. Це гарантує локалізацію аварійних процесів та збереження цілісності обладнання при виникненні коротких замикань у мережі.

					141.ЕК2103.003ДБ	Арк.
						50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Висновки

У цьому розділі дипломного проєкту було виконано детальний аналіз та технічну характеристику об'єкта дослідження — фрагмента електричної мережі з вузловою понижувальною підстанцією 110/10 кВ «Навчальна». За результатами проведеної роботи можна зробити наступні висновки:

1. Проаналізовано топологію мережі та схеми з'єднань підстанції. Встановлено, що на стороні вищої напруги (110 кВ) застосовано економічно доцільну спрощену схему на базі відділювачів (ОД-110) та короткозамикачів (КЗ-110). На стороні нижчої напруги (10 кВ) використано надійну секціоновану систему збірних шин із застосуванням пристроїв компенсації ємнісних струмів замикання на землю.
2. Охарактеризовано силове та вимірювальне обладнання. Визначено, що ключовим елементом для вирішення головної задачі проєкту (регулювання напруги) є встановлені силові двообмоткові трансформатори типу ТДН-10000/110. Наявність у них вбудованого пристрою регулювання під навантаженням (РПН) з діапазоном $\pm 4 \times 1,25\%$ створює необхідні технічні умови для підтримки якості електроенергії на шинах 10 кВ.
3. Побудовано математичну модель (схему заміщення) об'єкта. Для оцінки надійності роботи мережі в аварійних режимах виконано розрахунок струмів трифазного короткого замикання у системі відносних одиниць для двох характерних точок: на шинах 110 кВ (K1), 10 кВ (K2).
4. Доведено експлуатаційну надійність апаратів. На основі розрахованих струмів короткого замикання проведено перевірочний вибір основного комутаційного та захисного обладнання. Встановлено, що всі обрані апарати (роз'єднувачі РЛНД-110, комплекси ОД/КЗ, вакуумні вимикачі 10 кВ та вимірювальні трансформатори струму) задовольняють вимогам термічної та електродинамічної стійкості.

Отримані в даному розділі технічні параметри обладнання, характеристики

					141.ЕК2103.003ДБ	Арк.
						51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

силових трансформаторів та значення струмів є фундаментальною базою для переходу до наступного етапу роботи — розробки та аналізу системи автоматичного регулювання напруги (АРН), що буде детально розглянуто в третьому розділі.

					141.ЕК2103.003ДБ	Арк.
						52
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3 Автоматичне регулювання напруги на підстанції трансформаторами з пристроєм РПН

3.1 Регулятор напруги трансформаторів

3.1.1 Призначення і основні характеристики регулятора

Відповідно до європейських норм, зокрема стандарту EN 50160, у розподільних мережах необхідно підтримувати напругу живлення в межах $\pm 10\%$ від номінального значення у всіх робочих точках [23]. У зв'язку з масовим впровадженням відновлюваних джерел енергії (наприклад, фотоелектричних систем), максимально допустиме зростання напруги становить лише 3% у мережах низької напруги та 2% у мережах середньої напруги [23]. Впровадження таких розосереджених джерел енергії та Microgrid систем вимагає розробки нових моделей агрегування та управління потоками потужності для забезпечення балансу в локальних енергосистемах [24]. Для дотримання цих жорстких вимог застосовуються розподільні трансформатори (VRDT), оснащені пристроєм регулювання під навантаженням (РПН), вплив якого показано на рис. 3.1.

					141.EK2103.003ДБ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Квятковський П.О.			Автоматичне регулювання напруги на підстанції трансформаторами з пристроєм РПН	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Хоменко О.В.					53	101
Реценз.						КПІ «ім. Ігоря Сікорського» група ЕК-21		
Н. Контр.		Ягельський Є.О.						
Затверд.		Дерев'янко Д.Г.						

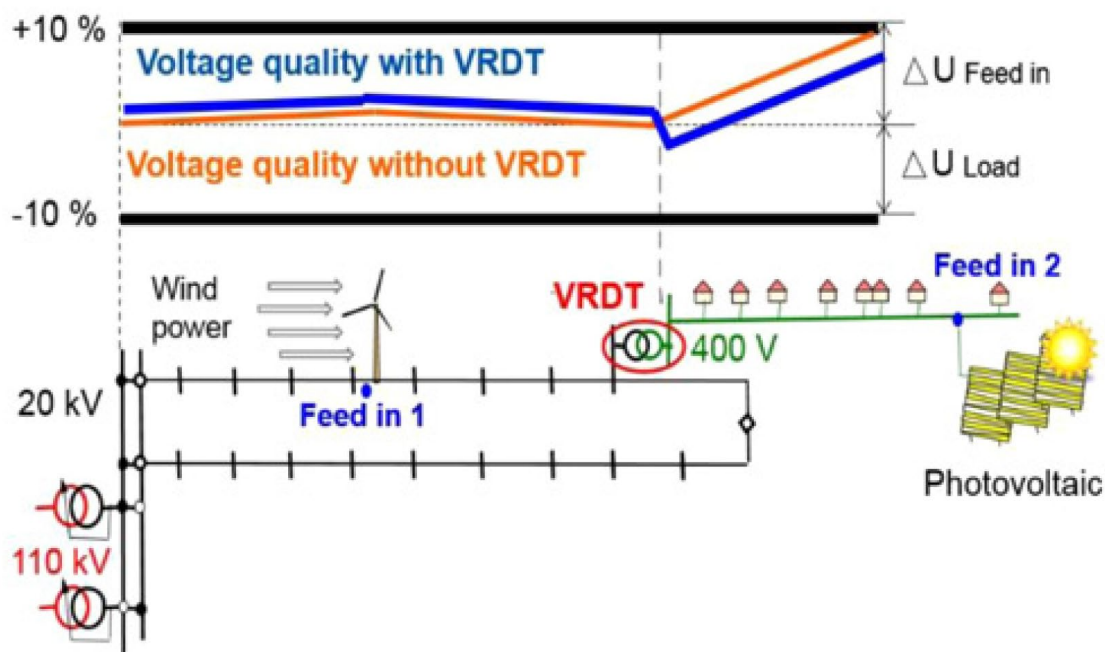


Рисунок 3.1 — Вплив розподільного трансформатора з РПН на профіль напруги в мережі з відновлюваними джерелами енергії

Пристрої РПН зазвичай встановлюються на початку лінії та дозволяють в цілому регулювати напругу системи в точці підключення. Вони динамічно адаптують рівень напруги, що дозволяє збільшити обсяг електропостачання в кожній робочій точці мережі без переривання живлення споживачів. Вихідна напруга безпосередньо залежить від робочої позиції (відпайки) РПН, що дає змогу утримувати напругу вузлів у межах допустимих відхилень, які на практиці часто приймаються на рівні $\pm 7\%$ [24].

3.1.2 Конструкція і принципи роботи пристрою

Для встановлених на проектованій підстанції силових трансформаторів типу ТДН-10000/110 як виконавчий механізм автоматичного регулювання доцільно використовувати сучасний вакуумний перемикаючий пристрій типу VACUTAP® (наприклад, серії VR виробництва Maschinenfabrik Reinhausen) наведений на рисунку 3.2 [25]. Цей пристрій вбудовується безпосередньо в нейтраль обмотки вищої напруги (110 кВ) і забезпечує стандартний для

трансформаторів типу ТДН діапазон регулювання напруги $\pm 9 \times 1,78\%$.



Рисунок 3.2 — вакуумний перемикаючий пристрій типу VACUTAP® серії VR виробництва Maschinenfabrik Reinhausen

Сучасні пристрої РПН використовують принцип високошвидкісного резисторного перемикання у поєднанні з технологією гасіння дуги у вакуумі. Конструктивно такий пристрій складається з модуля вибору (селектора) та модуля перемикання [23]:

- Модуль вибору містить основний та перехідний виборчі відпайок, які готують шлях для струму без навантаження перед початком безпосереднього перемикання.
- Модуль перемикання здійснює швидке переведення струму навантаження з поточної відпайки на цільову, не перериваючи живлення трансформатора.
- Головний комутаційний контакт розміщено у вакуумній камері, де відбувається ефективне гасіння дуги.
- Під час одночасного замикання двох відпайок виникає циркулюючий струм, який обмежується до допустимого значення спеціальним

					141.EK2103.003ДБ	Арк.
						55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

перехідним резистором.

- Застосування вакуумної технології захищає трансформаторне масло

від забруднення, мінімізує знос контактів та забезпечує ресурс до 500 000 операцій перемикання без значних додаткових втрат електроенергії [23], [25].

3.1.3 Особливості експлуатації

У процесі експлуатації традиційних масляних пристроїв РПН виникають розряди низької енергії та дугоутворення, що призводить до накопичення вуглецевих частинок у трансформаторному маслі. Для діагностики технічного стану РПН та виявлення прихованих дефектів активно застосовується метод аналізу розчинених газів (DGA) [26].

- Під дією термічних та електричних навантажень ізоляційні матеріали деградують, виділяючи ключові гази: водень (H_2), метан (CH_4), етан (C_2H_6), етилен (C_2H_4) та ацетилен (C_2H_2).

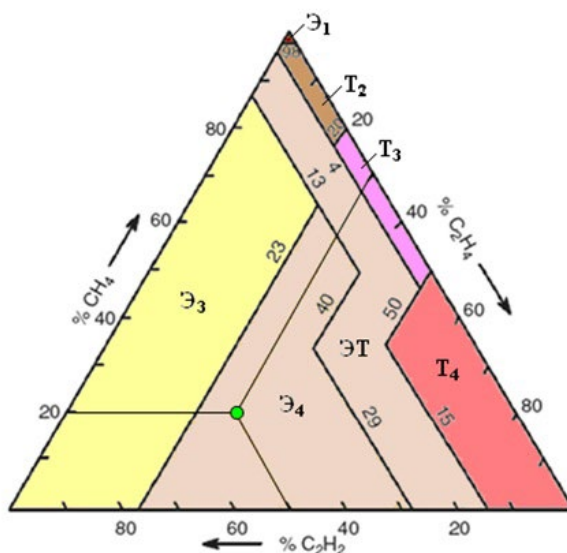


Рисунок 3.3 — Трикутник Дюваля для визначення типу дефекту в пристроях РПН за результатами аналізу розчинених газів (DGA)

- Наявність ацетилену є головним індикатором високоенергетичних розрядів (потужної дуги), які можуть супроводжуватися температурами понад 3000°C [26].
- Для точної ідентифікації пошкоджень безпосередньо у РПН використовується специфічний метод газових співвідношень Стенстама (Stenstam Gas Ratio Method) [26].
- Цей метод розраховує відношення загальної суми вуглеводневих газів нагріву (CH_4 , C_2H_4 , C_2H_6) до кількості ацетилену (C_2H_2).
- Залежно від отриманого коефіцієнта оцінюється ступінь пошкодження обладнання і розробляються рекомендації: від продовження нормальної експлуатації до негайного виведення пристрою з роботи [26].

Запровадження новітніх вакуумних РПН (таких як згаданий VACUTAP®) дозволяє значною мірою уникнути вищезазначених проблем із термічною деградацією масла, суттєво підвищуючи надійність експлуатації трансформаторів ТДН-10000/110.

3.2 Логіка та алгоритми роботи автоматики (АРН)

Впровадження алгоритмів координованого керування напругою (Coordinated Voltage Control, CVC) дозволяє оптимізувати використання існуючої розподільної мережі без необхідності дороговартісної модернізації ліній [27]. Логіка таких систем зазвичай реалізується на базі систем управління розподілом (DMS) та використовує дані систем SCADA для моніторингу і передачі керуючих команд.

3.2.1 Принципи формування команд керування

Керування пристроєм РПН здійснюється за допомогою реле автоматичного контролю напруги (AVC). Логіка прийняття рішень мікропроцесорним контролером базується на таких принципах [27], [28]:

					141.ЕК2103.003ДБ	Арк.
						57
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- Відстеження еталонного значення: Алгоритм постійно порівнює поточне значення напруги вторинної обмотки (V_{ss}) із заданим еталонним значенням (V_{set}), обчислюючи їхню різницю — V_{delta} .
- Зона нечутливості (Deadband): Рішення про перемикання РПН приймається лише тоді, коли відхилення напруги виходить за межі встановленої зони нечутливості. Якщо V_{delta} перевищує цей поріг (наприклад, 1,5%), генерується сигнал на зміну позиції відпайки.
- Затримка часу (Time Delay): Сформований сигнал передається на елемент затримки часу. Наприклад, таймер відраховує встановлений час (у симуляціях 3 секунди, а в реальних мережах часто 30 секунд), і якщо протягом цього періоду напруга не повертається в норму, команда виконується. Це запобігає реакції автоматики на швидкі й короткочасні перехідні процеси.
- Гістерезис: Для уникнення частих та нестабільних перемикань пристрою застосовується гістерезис. Завдяки йому зміна стану може ініціюватися, якщо відхилення досягає 90% від зони нечутливості, за умови збереження певного стану на попередньому кроці.
- Ієрархічні блокування: Щоб уникнути конфліктних або надлишкових дій, в алгоритмах АРН впроваджено ієрархію виконання. Наприклад, якщо РПН вже здійснює перемикання або реле AVC активне, ініціювання нових команд управління тимчасово блокується внутрішнім сигналом скидання (reset).

Математично умову формування команди на перемикання відпайок мікропроцесорним контролером можна описати так. Регулятор обчислює модуль різниці напруг:

$$V_{delta} = |V_{set} - V_{ss}|, \quad (3.1)$$

Команда на перемикання (Tap Up або Tap Down) генерується лише за умови виконання нерівності протягом заданого часу затримки T_{delay} :

					141.ЕК2103.003ДБ	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$V_{delta} > \frac{DB}{2}, \quad \text{при} \quad t \geq T_{delay}$$

де DB — ширина зони нечутливості регулятора (Deadband).

Логічна структура, що реалізує описаний алгоритм у середовищі моделювання, наведена на рисунку 3.4

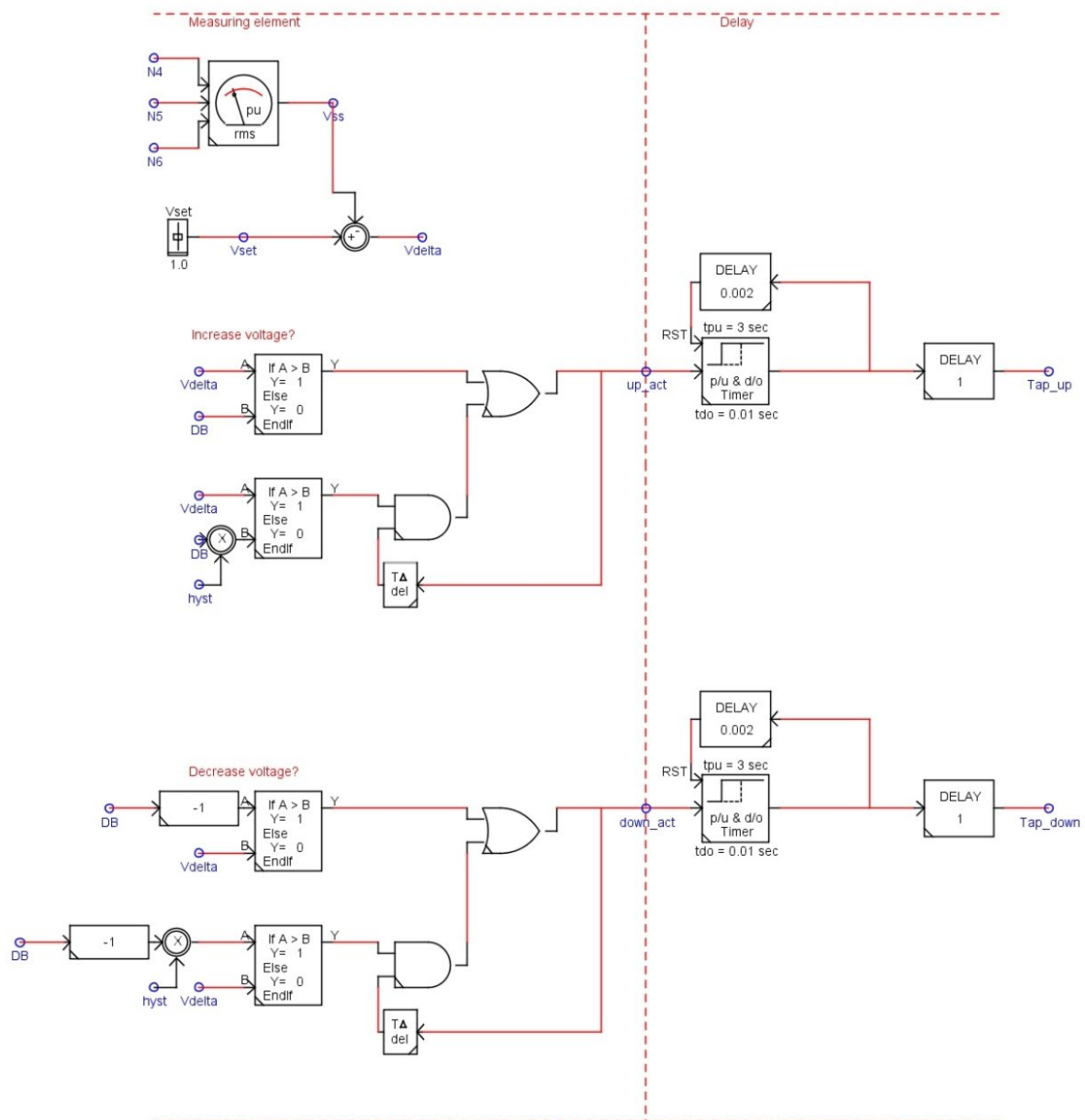


Рисунок 3.4 — Структурна логічна схема реле автоматичного контролю напруги (AVC) для керування РПН

3.2.2 Струмова компенсація (зустрічне регулювання для віддалених споживачів)

У традиційній пасивній розподільній мережі напруга завжди є найвищою на шинах підстанції і поступово знижується вздовж фідера у напрямку до віддалених споживачів. Класичні системи зустрічного регулювання напруги (Line Drop Compensation, LDC) спираються саме на цей принцип: при збільшенні струму навантаження регулятор штучно підвищує напругу на підстанції.

Однак підключення розподіленої генерації на віддалених ділянках кардинально змінює цей режим. Якщо потужність, згенерована установкою, перевищує локальне споживання, виникає зворотний потік потужності. Це призводить до підвищення рівня напруги поблизу генератора, зміщуючи точку максимальної напруги з шин підстанції вглиб мережі (рис. 3.5) [24].

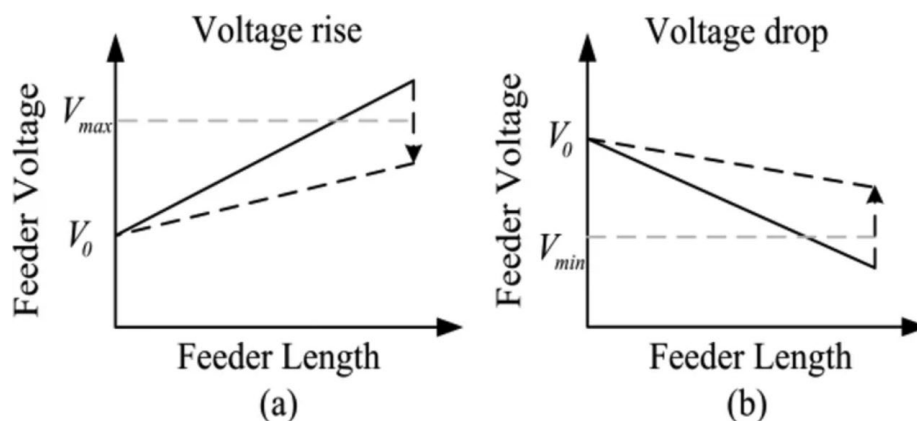


Рисунок 3.5 — Профілі напруги вздовж фідера: а) зростання напруги через вплив розподіленої генерації; б) традиційне падіння напруги

За таких умов класичне регулювання LDC стає неефективним [25]. Для комплексного вирішення проблеми утримання рівнів напруги та оптимізації потоків реактивної потужності в сучасних розподільних мережах з відновлюваними джерелами енергії доцільно застосовувати інтегровані алгоритми керування як пристроями РПН підстанцій, так і локальними засобами компенсації [30]. Для забезпечення належних рівнів напруги автоматика

використовує математичний синтез моделей локальних систем та алгоритми на базі аналізу чутливості напруги (Voltage Sensitivity Analysis) і лінеаризованих моделей поточкорозподілу [29], [31]. Лінеаризована модель поточкорозподілу: використовуючи математичну модель Zbus, алгоритм встановлює лінійний зв'язок між напругою кожного віддаленого вузла споживача (PQ-вузла), напругою балансуєчного вузла підстанції та споживаною/згенерованою потужністю навантаження.

- Матриця чутливості: На основі розрахунків формуються значення чутливості, які кількісно показують, як зміна позиції РПН на підстанції вплине на напругу в найбільш віддалених точках фідера [28]:

$$\begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix}^{-1} = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}, \quad (3.2)$$

- Оцінка діапазону регулювання (Voltage Regulation Range): Алгоритм превентивно розраховує межі регулювання РПН на день вперед (day-ahead pre-dispatch), перевіряючи умови безпеки напруги для всіх віддалених вузлів мережі. Це дозволяє максимізувати діапазон налаштування напруги на самій підстанції, одночасно гарантуючи, що жоден з віддалених споживачів не вийде за встановлені межі через ефект електричної віддаленості (electrical distance).
- Координація з реактивною потужністю: Якщо лише зміни положення РПН недостатньо для підтримки віддалених вузлів у нормі, алгоритм автоматично розраховує та мінімізує обсяг необхідної компенсації реактивної потужності (за допомогою конденсаторних установок або інверторів) для уникнення завищення напруги на лініях споживачів [28].

4 Моделювання і аналіз напруг в електричній мережі 110/10 кВ засобами Simulink

4.1 Розрахункова модель електричної мережі

Для побудови математичної моделі підстанції та аналізу рівнів напруги використано графічне середовище імітаційного моделювання Simulink (пакет MATLAB). Розрахункова схема реалізована за допомогою компонентів бібліотеки Simscape Electrical, що дозволяє моделювати електротехнічні системи у фазних координатах з високою точністю.

Основними елементами моделі, що визначають її адекватність, є:

1. Еквівалент енергосистеми (блок Three-Phase Source):

Використовується для представлення зовнішньої мережі 110 кВ. У параметрах блоку задано номінальну лінійну напругу $U = 115$ кВ та частоту $f = 50$ Гц. Для врахування «жорсткості» системи та її впливу на коливання напруги, опір джерела задано через рівень потужності трифазного короткого замикання ($S_{кз}$).

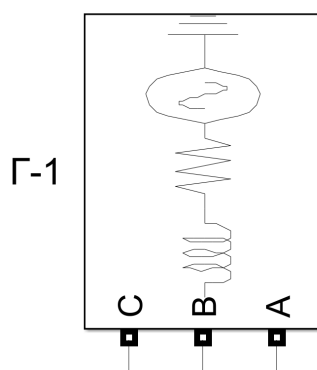


Рисунок 4.1 – Графічне відображення моделі джерела напруги (Three-Phase Source)

					141.ЕК2103.003ДБ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Квятковський П.О.				Моделювання і аналіз напруг в електричній мережі 110/10 кВ засобами Simulink	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.	Хоменко О.В.						62	101
Реценз.						КПІ «ім. Ігоря Сікорського» група ЕК-21		
Н. Контр.	Ягельський Є.О							
Затверд.	Дерев'янко Д.Г.							

2. Силовий трансформатор (блок Three-Phase Transformer):

У моделі використано двообмотковий трифазний трансформатор. Для дослідження процесів регулювання напруги обрано конфігурацію, що дозволяє вводити паспортні дані трансформатора ТДН-10000/110: активні опори та індуктивності розсіювання обмоток, а також параметри кола намагнічування.

- Схема з'єднання: Зірка із заземленою нейтраллю на стороні ВН (Y_g) та трикутник на стороні НН (D_{11}).

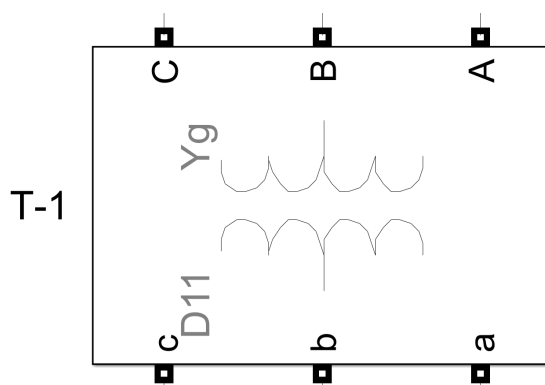


Рисунок 4.2 – Графічне відображення моделі силового трансформатора

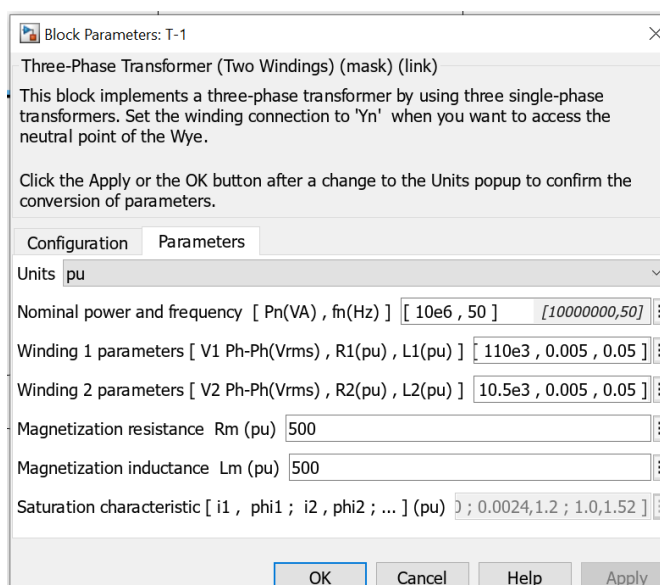


Рисунок 4.3 – Вікно налаштування параметрів трансформатора (вкладка Configuration)

					141.ЕК2103.003ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		63

3. Моделювання аварійних режимів (блок Three-Phase Fault):

Для імітації коротких замикань у будь-якій точці мережі використовується спеціалізований блок Three-Phase Fault. Принцип його роботи полягає у замиканні фаз між собою або на землю через перехідний опір (R_{on}) у заданий момент часу.

- Налаштування: Блок дозволяє вибрати тип замикання (одно-, дво- чи трифазне) та програмно керувати часом початку і тривалості аварії через параметри Switching times. Це дозволяє аналізувати динаміку просідання напруги в момент виникнення дефекту.

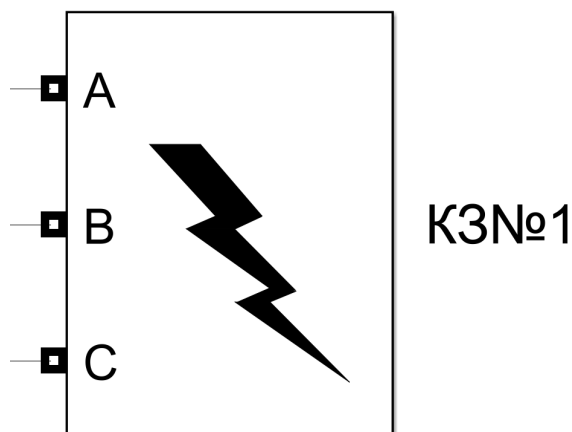


Рисунок 4.4 – Блок імітації трифазного короткого замикання

4. Вимірювальна система:

Контроль параметрів здійснюється блоками Three-Phase V-I Measurement. Вони дозволяють знімати миттєві значення напруг у вузлах, які в подальшому обробляються блоком Powergui для отримання діючих (RMS) значень, необхідних для перевірки відповідності рівнів напруги вимогам ДСТУ.

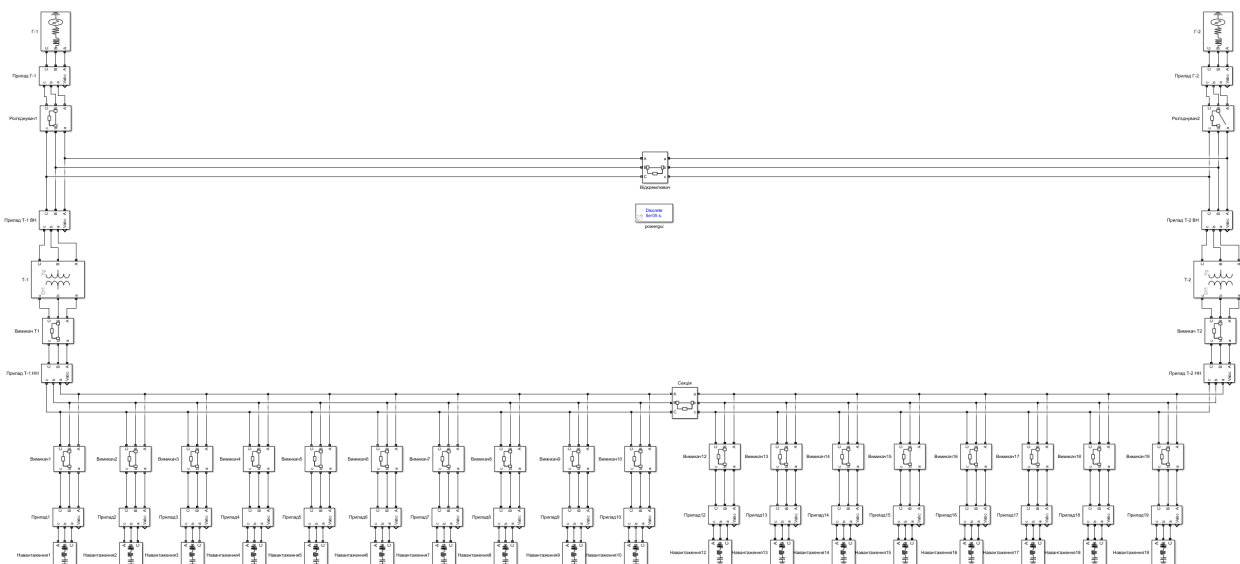


Рисунок 4.5 – Загальний вигляд розрахункової моделі мережі у Simulink

5. Блок аналізу та керування розрахунками (powergui): Ключовим елементом будь-якої моделі, побудованої на базі бібліотеки *Specialized Power Systems*, є блок powergui. Він не підключається безпосередньо до електричних ліній, а виконує роль графічного інтерфейсу для налаштування параметрів симуляції та виведення результатів аналізу.

У даній роботі блок powergui використовується для виконання таких завдань:

- Steady-State Voltages and Currents: інструмент, що дозволяє миттєво отримати значення напруг та струмів у всіх вузлах мережі у вигляді зручної таблиці. Саме цей модуль забезпечує збір даних з усіх блоків вимірювання *Three-Phase V-I Measurement* та їх перетворення у діючі (RMS) значення.
- Вибір методу розрахунку: блок дозволяє перемикатися між безперервним (Continuous) та дискретним (Discrete) часом моделювання, що важливо для точності відтворення перехідних процесів.
- Аналіз гармонік та векторні діаграми: можливість візуалізації фазових зсувів між напругами, що є критичним при дослідженні роботи трансформаторів зі схемами з'єднання $Y/D - 11$

Інтерфейс блоку powergui дозволяє оперативно контролювати режим роботи мережі без необхідності встановлення великої кількості осцилографів, що спрощує візуальне сприйняття моделі підстанції.



Рисунок 4.6 – Блок Powergui

Measurements and States Analyzer.

Help

Model:

Steady-State Initial States

Format:

Units:

Frequency (Hz):

Display:

☐ States

☒ Measurements

☐ Sources

☐ Nonlinear elements

#	Type	Block	Value	Angle
MEASUREMENTS:				
1	U AB	Прилад Г-1	114993.67 Vrms	29.98 °
2	U BC	Прилад Г-1	114993.67 Vrms	-90.02 °
3	U CA	Прилад Г-1	114993.67 Vrms	149.98 °
4	U AB	Прилад Г-2	114995.18 Vrms	29.99 °
5	U BC	Прилад Г-2	114995.18 Vrms	-90.01 °
6	U CA	Прилад Г-2	114995.18 Vrms	149.99 °
7	U AB	Прилад Т-1 ВН	114993.15 Vrms	29.98 °
8	U BC	Прилад Т-1 ВН	114993.15 Vrms	-90.02 °
9	U CA	Прилад Т-1 ВН	114993.15 Vrms	149.98 °
10	U AB	Прилад Т-1 НН	10903.21 Vrms	56.84 °
11	U BC	Прилад Т-1 НН	10903.21 Vrms	-63.16 °
12	U CA	Прилад Т-1 НН	10903.21 Vrms	176.84 °
13	U AB	Прилад Т-2 ВН	114994.77 Vrms	29.99 °
14	U BC	Прилад Т-2 ВН	114994.77 Vrms	-90.01 °
15	U CA	Прилад Т-2 ВН	114994.77 Vrms	149.99 °
16	U AB	Прилад Т-2 НН	10920.34 Vrms	57.47 °
17	U BC	Прилад Т-2 НН	10920.34 Vrms	-62.53 °
18	U CA	Прилад Т-2 НН	10920.34 Vrms	177.47 °
19	U AB	Прилад1	10902.66 Vrms	56.84 °
20	U BC	Прилад1	10902.66 Vrms	-63.16 °
21	U CA	Прилад1	10902.66 Vrms	176.84 °
22	U AB	Прилад10	10902.66 Vrms	56.84 °
23	U BC	Прилад10	10902.66 Vrms	-63.16 °
24	U CA	Прилад10	10902.66 Vrms	176.84 °
25	U AB	Прилад12	10919.80 Vrms	57.47 °
26	U BC	Прилад12	10919.80 Vrms	-62.53 °
27	U CA	Прилад12	10919.80 Vrms	177.47 °

Рисунок 4.7 – Приклад відображення результатів замірів у вікні Powergui

4.2 Нормальні усталені режими роботи мережі

Нормальним усталеним режимом роботи підстанції вважається стан, коли всі компоненти та обладнання функціонують відповідно до встановлених параметрів і специфікацій. У цьому режимі електрична мережа працює

					141.ЕК2103.003ДБ	Арк.
						66
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

стабільно, без перебоїв, а напруги та струми перебувають у межах допустимих значень.

Для моделювання цього режиму в середовищі Simulink було прийнято наступні умови:

1. Сумарне навантаження на секціях шин 10 кВ встановлено на рівні 70% від номінальної потужності силових трансформаторів Т-1 та Т-2. Для трансформатора ТДН-10000/110 це відповідає активній потужності приблизно 7 МВт.
2. Трансформатори працюють паралельно на роздільні секції шин, при цьому секційний вимикач знаходиться у розімкненому стані.
3. Напруга на стороні вищої напруги (ВН) підтримується на рівні номінального значення мережі 110 кВ.

Після запуску симуляції було проведено замір параметрів за допомогою інструменту Powergui Steady-State Tool. Цей модуль дозволяє отримати точні діючі (RMS) значення напруг у всіх вузлах моделі, автоматично перетворюючи фазні амплітудні значення, що використовуються в розрахунковому ядрі Simulink.

Результати розрахунку нормального режиму для основних точок контролю наведено в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Результати вимірювання напруги у нормальному режимі роботи ПС

Тип вимірювання	Прилад	Напруга, кВ
U AB	Прилад Г-1	109,99
U BC	Прилад Г-1	109,99
U CA	Прилад Г-1	109,99

Продовження таблиці 4.1

Тип вимірювання	Прилад	Напруга, кВ
U AB	Прилад Г-2	110
U BC	Прилад Г-2	110
U CA	Прилад Г-2	110
U AB	Прилад Т-1 ВН	109,99
U BC	Прилад Т-1 ВН	109,99
U CA	Прилад Т-1 ВН	109,99
U AB	Прилад Т-1 НН	10,43
U BC	Прилад Т-1 НН	10,43
U CA	Прилад Т-1 НН	10,43
U AB	Прилад Т-2 ВН	109,99
U BC	Прилад Т-2 ВН	109,99
U CA	Прилад Т-2 ВН	109,99
U AB	Прилад Т-2 НН	10,45
U BC	Прилад Т-2 НН	10,45
U CA	Прилад Т-2 НН	10,45
U AB	Прилад1	10,43
U BC	Прилад1	10,43
U CA	Прилад1	10,43
U AB	Прилад10	10,43
U BC	Прилад10	10,43

Продовження таблиці 4.1

Тип вимірювання	Прилад	Напруга, кВ
U BC	Прилад12	10,45
U CA	Прилад12	10,45
U AB	Прилад13	10,45
U BC	Прилад13	10,45
U CA	Прилад13	10,45
U AB	Прилад14	10,45
U BC	Прилад14	10,45
U CA	Прилад14	10,45
U AB	Прилад15	10,45
U BC	Прилад15	10,45
U CA	Прилад15	10,45
U AB	Прилад16	10,45
U BC	Прилад16	10,45
U CA	Прилад16	10,45
U AB	Прилад17	10,45
U BC	Прилад17	10,45
U CA	Прилад17	10,45
U AB	Прилад18	10,45
U BC	Прилад18	10,45
U CA	Прилад18	10,45

Продовження таблиці 4.1

Тип вимірювання	Прилад	Напруга, кВ
U AB	Прилад2	10,43
U BC	Прилад2	10,43
U CA	Прилад2	10,43
U AB	Прилад3	10,43
U BC	Прилад3	10,43
U CA	Прилад3	10,43
U AB	Прилад4	10,43
U BC	Прилад4	10,43
U CA	Прилад4	10,43
U AB	Прилад5	10,43
U BC	Прилад5	10,43
U CA	Прилад5	10,43
U AB	Прилад6	10,43
U BC	Прилад6	10,43
U CA	Прилад6	10,43
U AB	Прилад7	10,43
U BC	Прилад7	10,43
U CA	Прилад7	10,43
U AB	Прилад8	10,43
U BC	Прилад8	10,43

Продовження таблиці 4.1

Тип вимірювання	Прилад	Напруга, кВ
U AB	Прилад9	10,43
U BC	Прилад9	10,43
U CA	Прилад9	10,43

#	Type	Block	Value	Angle
MEASUREMENTS:				
1	U AB	Прилад Г-1	109993.95 Vrms	29.98 °
2	U BC	Прилад Г-1	109993.95 Vrms	-90.02 °
3	U CA	Прилад Г-1	109993.95 Vrms	149.98 °
4	U AB	Прилад Г-2	109995.39 Vrms	29.99 °
5	U BC	Прилад Г-2	109995.39 Vrms	-90.01 °
6	U CA	Прилад Г-2	109995.39 Vrms	149.99 °
7	U AB	Прилад Т-1 ВН	109993.45 Vrms	29.98 °
8	U BC	Прилад Т-1 ВН	109993.45 Vrms	-90.02 °
9	U CA	Прилад Т-1 ВН	109993.45 Vrms	149.98 °
10	U AB	Прилад Т-1 НН	10429.16 Vrms	56.84 °
11	U BC	Прилад Т-1 НН	10429.16 Vrms	-63.16 °
12	U CA	Прилад Т-1 НН	10429.16 Vrms	176.84 °
13	U AB	Прилад Т-2 ВН	109994.99 Vrms	29.99 °
14	U BC	Прилад Т-2 ВН	109994.99 Vrms	-90.01 °
15	U CA	Прилад Т-2 ВН	109994.99 Vrms	149.99 °
16	U AB	Прилад Т-2 НН	10445.54 Vrms	57.47 °
17	U BC	Прилад Т-2 НН	10445.54 Vrms	-62.53 °
18	U CA	Прилад Т-2 НН	10445.54 Vrms	177.47 °
19	U AB	Прилад1	10428.63 Vrms	56.84 °
20	U BC	Прилад1	10428.63 Vrms	-63.16 °
21	U CA	Прилад1	10428.63 Vrms	176.84 °
22	U AB	Прилад10	10428.63 Vrms	56.84 °
23	U BC	Прилад10	10428.63 Vrms	-63.16 °
24	U CA	Прилад10	10428.63 Vrms	176.84 °

Рисунок 4.7 – Вікно результатів Steady-State у блоці Powergui для нормального режиму

Аналіз результатів: Згідно з діючими нормативними вимогами, допустиме відхилення напруги в мережах 10 кВ для нормального режиму становить $\pm 5\%$ від номінального значення (діапазон 9,5–10,5 кВ). Отримане в ході моделювання значення 10,43 кВ на шинах нижчої напруги повністю відповідає вимогам якості електроенергії. Це свідчить про те, що за заданого рівня навантаження трансформатор ТДН-10000/110 забезпечує стабільний режим роботи без необхідності втручання в роботу пристрою РПН.

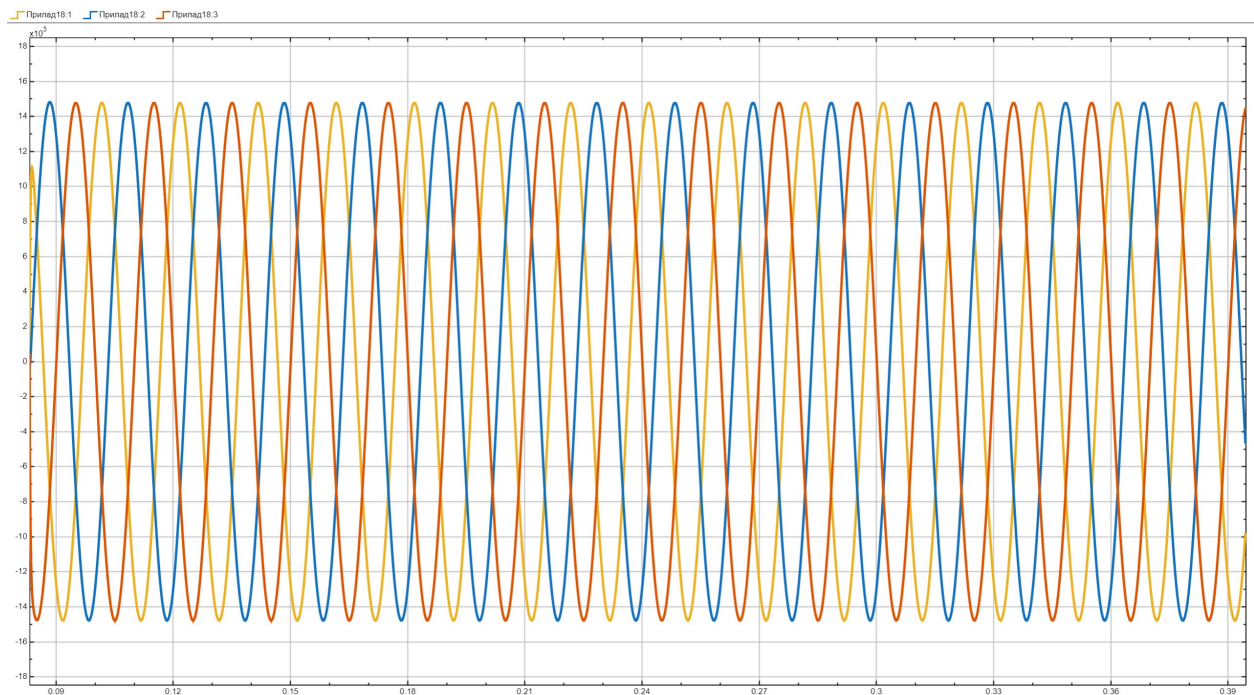


Рисунок 4.8 – Графік миттєвих значень напруг на шинах 10 кВ у нормальному режимі

4.3 Моделювання і аналіз режимів при суттєвих змінах навантаження у вузлах

В процесі експлуатації електричних мереж навантаження споживачів постійно змінюється, що безпосередньо впливає на рівні напруги у вузлах системи. Збільшення переданої потужності призводить до зростання втрат напруги в лініях та силових трансформаторах. Для дослідження цього явища та перевірки ефективності засобів стабілізації було змодельовано режим суттєвого збільшення навантаження з нерівномірним розподілом потужності між секціями шин.

У розрахунковій моделі навантаження на першій секції шин (фідери трансформатора Т-1) було збільшено до 15 умовних одиниць на вузол, тоді як на другій секції (трансформатор Т-2) навантаження становило 10 умовних одиниць. Це імітує ситуацію підключення енергоємних споживачів на одну з магістралей підстанції.

Після розрахунку даного режиму за допомогою інструменту Steady-State Tool були отримані показники напруги до застосування засобів регулювання. Результати наведено в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Результати вимірювання напруги при нерівномірному максимальному навантаженні (до регулювання)

Тип вимірювання	Прилад	Напруга, кВ
U AB	Прилад Г-1	109,97
U BC	Прилад Г-1	109,97
U CA	Прилад Г-1	109,97
U AB	Прилад Г-2	109,99
U BC	Прилад Г-2	109,99
U CA	Прилад Г-2	109,99
U AB	Прилад Т-1 ВН	109,97
U BC	Прилад Т-1 ВН	109,97
U CA	Прилад Т-1 ВН	109,97
U AB	Прилад Т-1 НН	10,2
U BC	Прилад Т-1 НН	10,2
U CA	Прилад Т-1 НН	10,2
U AB	Прилад Т-2 ВН	109,99
U BC	Прилад Т-2 ВН	109,99
U CA	Прилад Т-2 ВН	109,99
U AB	Прилад Т-2 НН	10,37
U BC	Прилад Т-2 НН	10,37

Продовження таблиці 4.2

Тип вимірювання	Прилад	Напруга, кВ
U AB	Прилад1	10,19
U BC	Прилад1	10,19
U CA	Прилад1	10,19
U AB	Прилад10	10,19
U BC	Прилад10	10,19
U CA	Прилад10	10,19
U AB	Прилад12	10,37
U BC	Прилад12	10,37
U CA	Прилад12	10,37
U AB	Прилад13	10,37
U BC	Прилад13	10,37
U CA	Прилад13	10,37
U AB	Прилад14	10,37
U BC	Прилад14	10,37
U CA	Прилад14	10,37
U AB	Прилад15	10,37
U BC	Прилад15	10,37
U CA	Прилад15	10,37
U AB	Прилад16	10,37
U BC	Прилад16	10,37

Продовження таблиці 4.2

Тип вимірювання	Прилад	Напруга, кВ
U AB	Прилад17	10,37
U BC	Прилад17	10,37
U CA	Прилад17	10,37
U AB	Прилад18	10,37
U BC	Прилад18	10,37
U CA	Прилад18	10,37
U AB	Прилад19	10,37
U BC	Прилад19	10,37
U CA	Прилад19	10,37
U AB	Прилад2	10,19
U BC	Прилад2	10,19
U CA	Прилад2	10,19
U AB	Прилад3	10,19
U BC	Прилад3	10,19
U CA	Прилад3	10,19
U AB	Прилад4	10,19
U BC	Прилад4	10,19
U CA	Прилад4	10,19
U AB	Прилад5	10,19
U BC	Прилад5	10,19

Продовження таблиці 4.2

Тип вимірювання	Прилад	Напруга, кВ
U AB	Прилад6	10,19
U BC	Прилад6	10,19
U CA	Прилад6	10,19
U AB	Прилад7	10,19
U BC	Прилад7	10,19
U CA	Прилад7	10,19
U AB	Прилад8	10,19
U BC	Прилад8	10,19
U CA	Прилад8	10,19
U AB	Прилад9	10,19
U BC	Прилад9	10,19
U CA	Прилад9	10,19

Model:

model

Update

Steady-State

Initial States

Format:

2590571.12

Units:

RMS values

Frequency (Hz):

50

Display:

☐ States

☒ Measurements

☐ Sources

☐ Nonlinear elements

#	Type	Block	Value	Angle
MEASUREMENTS:				
1	U AB	Прилад Г-1	109972.52 Vrms	29.95 °
2	U BC	Прилад Г-1	109972.52 Vrms	-90.05 °
3	U CA	Прилад Г-1	109972.52 Vrms	149.95 °
4	U AB	Прилад Г-2	109988.68 Vrms	29.97 °
5	U BC	Прилад Г-2	109988.68 Vrms	-90.03 °
6	U CA	Прилад Г-2	109988.68 Vrms	149.97 °
7	U AB	Прилад Т-1 ВН	109971.08 Vrms	29.95 °
8	U BC	Прилад Т-1 ВН	109971.08 Vrms	-90.05 °
9	U CA	Прилад Т-1 ВН	109971.08 Vrms	149.95 °
10	U AB	Прилад Т-1 НН	10195.25 Vrms	50.71 °
11	U BC	Прилад Т-1 НН	10195.25 Vrms	-69.29 °
12	U CA	Прилад Т-1 НН	10195.25 Vrms	170.71 °
13	U AB	Прилад Т-2 ВН	109987.88 Vrms	29.97 °
14	U BC	Прилад Т-2 ВН	109987.88 Vrms	-90.03 °
15	U CA	Прилад Т-2 ВН	109987.88 Vrms	149.97 °
16	U AB	Прилад Т-2 НН	10369.62 Vrms	54.97 °
17	U BC	Прилад Т-2 НН	10369.62 Vrms	-65.03 °
18	U CA	Прилад Т-2 НН	10369.62 Vrms	174.97 °
19	U AB	Прилад1	10193.72 Vrms	50.71 °
20	U BC	Прилад1	10193.72 Vrms	-69.29 °
21	U CA	Прилад1	10193.72 Vrms	170.71 °
22	U AB	Прилад10	10193.72 Vrms	50.71 °
23	U BC	Прилад10	10193.72 Vrms	-69.29 °
24	U CA	Прилад10	10193.72 Vrms	170.71 °
25	U AB	Прилад12	10368.59 Vrms	54.97 °
26	U BC	Прилад12	10368.59 Vrms	-65.03 °
27	U CA	Прилад12	10368.59 Vrms	174.97 °
28	U AB	Прилад13	10368.59 Vrms	54.97 °
29	U BC	Прилад13	10368.59 Vrms	-65.03 °
30	U CA	Прилад13	10368.59 Vrms	174.97 °
31	U AB	Прилад14	10368.59 Vrms	54.97 °
32	U BC	Прилад14	10368.59 Vrms	-65.03 °
33	U CA	Прилад14	10368.59 Vrms	174.97 °
34	U AB	Прилад15	10368.59 Vrms	54.97 °
35	U BC	Прилад15	10368.59 Vrms	-65.03 °
36	U CA	Прилад15	10368.59 Vrms	174.97 °

Рисунок 4.9 – Показники режиму максимального навантаження до спрацювання РПН

Аналіз падіння напруги та процес регулювання:

Аналіз отриманих даних показує, що через підвищене навантаження на першій секції шин напруга у споживача (Прилад 1) знизилася до 10,19 кВ. Водночас на менш завантаженій другій секції напруга становить 10,37 кВ. Хоча значення 10,19 кВ формально знаходиться в межах допустимого відхилення $\pm 5\%$, воно наближається до нижньої межі (9,5 кВ), що знижує експлуатаційний запас надійності. Для оптимізації режиму доцільно підвищити напругу на вторинній обмотці трансформатора Т-1 за допомогою пристрою регулювання під навантаженням (РПН), залишивши трансформатор Т-2 на поточному ступені.

Трансформатор ТДН-10000/110 обладнаний пристроєм РПН із кроком регулювання 1,78%. Для підвищення напруги на стороні НН до рівня, близького до 10,5 кВ, необхідно зменшити кількість витків первинної обмотки, тобто перевести РПН на мінусову відпайку.

Розрахуємо необхідну напругу обмотки ВН для моделі при перемиканні на –2 ступінь:

$$U_{\text{ВН.нова}} = U_{\text{ВН.ном}} \cdot (1 - N_{\text{ст}} \cdot 0,0178) = 110 \cdot (1 - 2 \cdot 0,0178) = 106,08 \text{ кВ}$$

Після зміни параметрів трансформатора Т-1 (імітація перемикання на -2 ступінь) було проведено повторний розрахунок стаціонарного режиму. Налаштування трансформатора Т-2 залишилися без змін для порівняння. Отримані результати наведено в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 – Результати вимірювання напруги при максимальному навантаженні (після перемикання РПН)

Тип вимірювання	Прилад	Напруга, кВ
U AB	Прилад Г-1	109,97
U BC	Прилад Г-1	109,97
U CA	Прилад Г-1	109,97
U AB	Прилад Г-2	109,99
U BC	Прилад Г-2	109,99
U CA	Прилад Г-2	109,99
U AB	Прилад Т-1 ВН	109,97
U BC	Прилад Т-1 ВН	109,97
U CA	Прилад Т-1 ВН	109,97
U AB	Прилад Т-1 НН	10,57
U BC	Прилад Т-1 НН	10,57
U CA	Прилад Т-1 НН	10,57
U AB	Прилад Т-2 ВН	109,99

Продовження таблиці 4.3

Тип вимірювання	Прилад	Напруга, кВ
U CA	Прилад Т-2 ВН	109,99
U AB	Прилад Т-2 НН	10,37
U BC	Прилад Т-2 НН	10,37
U CA	Прилад Т-2 НН	10,37
U AB	Прилад1	10,57
U BC	Прилад1	10,57
U CA	Прилад1	10,57
U AB	Прилад10	10,57
U BC	Прилад10	10,57
U CA	Прилад10	10,57
U AB	Прилад12	10,37
U BC	Прилад12	10,37
U CA	Прилад12	10,37
U AB	Прилад13	10,37
U BC	Прилад13	10,37
U CA	Прилад13	10,37
U AB	Прилад14	10,37
U BC	Прилад14	10,37
U CA	Прилад14	10,37
U AB	Прилад15	10,37

Продовження таблиці 4.3

Тип вимірювання	Прилад	Напруга, кВ
U CA	Прилад15	10,37
U AB	Прилад16	10,37
U BC	Прилад16	10,37
U CA	Прилад16	10,37
U AB	Прилад17	10,37
U BC	Прилад17	10,37
U CA	Прилад17	10,37
U AB	Прилад18	10,37
U BC	Прилад18	10,37
U CA	Прилад18	10,37
U AB	Прилад19	10,37
U BC	Прилад19	10,37
U CA	Прилад19	10,37
U AB	Прилад2	10,57
U BC	Прилад2	10,57
U CA	Прилад2	10,57
U AB	Прилад3	10,57
U BC	Прилад3	10,57
U CA	Прилад3	10,57
U AB	Прилад4	10,57

Продовження таблиці 4.3

Тип вимірювання	Прилад	Напруга, кВ
U CA	Прилад4	10,57
U AB	Прилад5	10,57
U BC	Прилад5	10,57
U CA	Прилад5	10,57
U AB	Прилад6	10,57
U BC	Прилад6	10,57
U CA	Прилад6	10,57
U AB	Прилад7	10,57
U BC	Прилад7	10,57
U CA	Прилад7	10,57
U AB	Прилад8	10,57
U BC	Прилад8	10,57
U CA	Прилад8	10,57
U AB	Прилад9	10,57
U BC	Прилад9	10,57
U CA	Прилад9	10,57

Measurements and States Analyzer.						— □ ×	
Help							
Model: model		Update					
Steady-State		Initial States					
Format: 2590571.12							
Units: RMS values							
Frequency (Hz): 50							
Display: ☐ States ☒ Measurements ☐ Sources ☐ Nonlinear elements							
#	Type	Block	Value	Angle			
MEASUREMENTS:							
1	U AB	Прилад Г-1	109970.45 Vrms	29.95 °			
2	U BC	Прилад Г-1	109970.45 Vrms	-90.05 °			
3	U CA	Прилад Г-1	109970.45 Vrms	149.95 °			
4	U AB	Прилад Г-2	109988.68 Vrms	29.97 °			
5	U BC	Прилад Г-2	109988.68 Vrms	-90.03 °			
6	U CA	Прилад Г-2	109988.68 Vrms	149.97 °			
7	U AB	Прилад Т-1 ВН	109968.90 Vrms	29.95 °			
8	U BC	Прилад Т-1 ВН	109968.90 Vrms	-90.05 °			
9	U CA	Прилад Т-1 ВН	109968.90 Vrms	149.95 °			
10	U AB	Прилад Т-1 НН	10571.79 Vrms	50.70 °			
11	U BC	Прилад Т-1 НН	10571.79 Vrms	-69.30 °			
12	U CA	Прилад Т-1 НН	10571.79 Vrms	170.70 °			
13	U AB	Прилад Т-2 ВН	109987.88 Vrms	29.97 °			
14	U BC	Прилад Т-2 ВН	109987.88 Vrms	-90.03 °			
15	U CA	Прилад Т-2 ВН	109987.88 Vrms	149.97 °			
16	U AB	Прилад Т-2 НН	10369.62 Vrms	54.97 °			
17	U BC	Прилад Т-2 НН	10369.62 Vrms	-65.03 °			
18	U CA	Прилад Т-2 НН	10369.62 Vrms	174.97 °			
19	U AB	Прилад1	10570.20 Vrms	50.70 °			
20	U BC	Прилад1	10570.20 Vrms	-69.30 °			
21	U CA	Прилад1	10570.20 Vrms	170.70 °			
22	U AB	Прилад10	10570.20 Vrms	50.70 °			
23	U BC	Прилад10	10570.20 Vrms	-69.30 °			
24	U CA	Прилад10	10570.20 Vrms	170.70 °			
25	U AB	Прилад12	10368.59 Vrms	54.97 °			
26	U BC	Прилад12	10368.59 Vrms	-65.03 °			
27	U CA	Прилад12	10368.59 Vrms	174.97 °			
28	U AB	Прилад13	10368.59 Vrms	54.97 °			
29	U BC	Прилад13	10368.59 Vrms	-65.03 °			

Рисунок 4.10 – Показники режиму після перемикаання РПН трансформатора Т-1 на -2 ступінь

Застосування пристрою регулювання напруги під навантаженням (РПН) дозволило ефективно компенсувати втрати напруги, викликані різким нерівномірним збільшенням навантаження на першій секції шин. Переведення РПН на мінусову відпайку (-2 ступінь) підняло напругу у найбільш навантаженому вузлі з 10,19 кВ до 10,57 кВ. Отримане значення забезпечує необхідний рівень напруги на шинах підстанції, що повністю відповідає нормативним вимогам якості електроенергії (ДСТУ) та створює запас на подальше падіння напруги безпосередньо в лініях до кінцевих споживачів. Водночас незалежне регулювання дозволило залишити трансформатор Т-2 на

початковому ступені, оскільки напруга на його секції (10,37 кВ) не потребувала корекції.

4.4 Моделювання і аналіз аварійних режимів

Надійність електропостачання споживачів вимагає від електричної мережі здатності стабільно функціонувати не лише в нормальних, а й у післяаварійних режимах. Такі режими виникають при зміні нормальної конфігурації схеми внаслідок відключення пошкодженого обладнання дією релейного захисту або для проведення ремонтних робіт.

Для дослідження поведінки розрахункової мережі було змодельовано двохетапний сценарій: виникнення трифазного короткого замикання (КЗ) з подальшим переведенням підстанції у післяаварійний режим роботи.

Моделювання режиму короткого замикання

Для імітації аварійного режиму на другій секції шин 10 кВ було використано блок Three-Phase Fault. Параметри блоку налаштовано на створення металевого трифазного КЗ на землю. Час виникнення замикання в моделі задано в інтервалі $t = [0.1 \dots 0.15]$ секунд.

Внаслідок виникнення КЗ напруга на пошкодженій секції шин миттєво знижується практично до нуля, що супроводжується різким зростанням струмів короткого замикання. Динаміку зміни напруги в момент аварії зафіксовано за допомогою віртуального осцилографа (блок Scope).

					141.ЕК2103.003ДБ	Арк.
						83
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

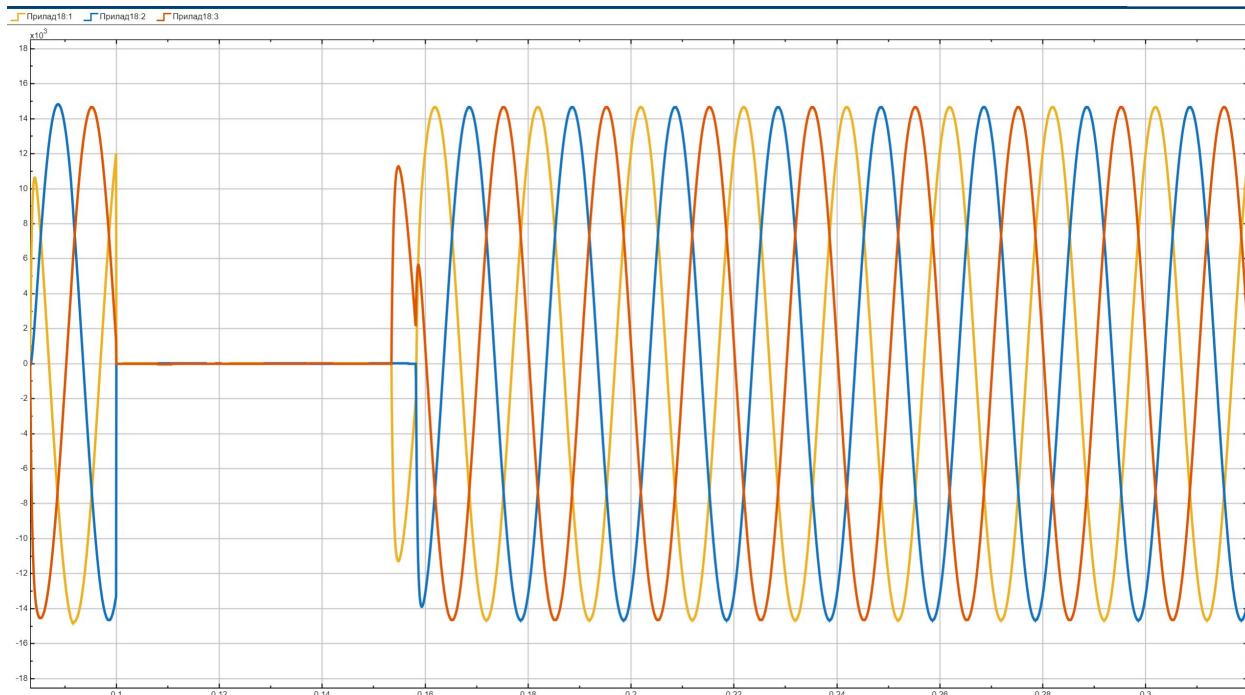


Рисунок 4.11 – Осцилограма напруг на шинах 10 кВ у момент виникнення трифазного КЗ

Аналіз післяаварійного режиму та налаштування РПН Внаслідок дії систем релейного захисту пошкоджену ділянку локалізується, а силовий трансформатор Т-2 (або лінія, що його живить) відключається ввідним вимикачем. Для відновлення живлення споживачів першої секції спрацьовує система автоматичного включення резерву (АВР): замикається секційний вимикач між першою та другою секціями шин 10 кВ.

У такому післяаварійному режимі (змінена конфігурація) все навантаження підстанції лягає на один силовий трансформатор Т-1.

Після перемикання комутаційних апаратів у Simulink було проведено розрахунок усталеного післяаварійного режиму (до застосування регулювання).

Таблиця 4.4 – Результати вимірювання напруги у післяаварійному режимі
(робота одного трансформатора на дві секції)

Тип вимірювання	Прилад	Напруга, кВ
U AB	Прилад Г-1	109,95
U BC	Прилад Г-1	109,95
U CA	Прилад Г-1	109,95
U AB	Прилад Г-2	110
U BC	Прилад Г-2	110
U CA	Прилад Г-2	110
U AB	Прилад Г-3	9,93
U BC	Прилад Г-3	9,93
U CA	Прилад Г-3	9,93
U AB	Прилад Т-1 ВН	109,95
U BC	Прилад Т-1 ВН	109,95
U CA	Прилад Т-1 ВН	109,95
U AB	Прилад Т-1 НН	9,94
U BC	Прилад Т-1 НН	9,94
U CA	Прилад Т-1 НН	9,94
U AB	Прилад Т-2 ВН	109,95
U BC	Прилад Т-2 ВН	109,95
U CA	Прилад Т-2 ВН	109,95
U AB	Прилад Т-2 НН	10,49

Продовження таблиці 4.4

Тип вимірювання	Прилад	Напруга, кВ
U CA	Прилад Т-2 НН	10,49
U AB	Прилад1	9,94
U BC	Прилад1	9,94
U CA	Прилад1	9,94
U AB	Прилад10	9,94
U BC	Прилад10	9,94
U CA	Прилад10	9,94
U AB	Прилад12	9,93
U BC	Прилад12	9,93
U CA	Прилад12	9,93
U AB	Прилад13	9,93
U BC	Прилад13	9,93
U CA	Прилад13	9,93
U AB	Прилад14	9,93
U BC	Прилад14	9,93
U CA	Прилад14	9,93
U AB	Прилад15	9,93
U BC	Прилад15	9,93
U CA	Прилад15	9,93
U AB	Прилад16	9,93

Продовження таблиці 4.4

Тип вимірювання	Прилад	Напруга, кВ
U CA	Прилад16	9,93
U AB	Прилад17	9,93
U BC	Прилад17	9,93
U CA	Прилад17	9,93
U AB	Прилад18	9,93
U BC	Прилад18	9,93
U CA	Прилад18	9,93
U AB	Прилад19	9,93
U BC	Прилад19	9,93
U CA	Прилад19	9,93
U AB	Прилад2	9,94
U BC	Прилад2	9,94
U CA	Прилад2	9,94
U AB	Прилад3	9,94
U BC	Прилад3	9,94
U CA	Прилад3	9,94
U AB	Прилад4	9,94
U BC	Прилад4	9,94
U CA	Прилад4	9,94
U AB	Прилад5	9,94

Продовження таблиці 4.4

Тип вимірювання	Прилад	Напруга, кВ
U CA	Прилад5	9,94
U AB	Прилад6	9,94
U BC	Прилад6	9,94
U CA	Прилад6	9,94
U AB	Прилад7	9,94
U BC	Прилад7	9,94
U CA	Прилад7	9,94
U AB	Прилад8	9,94
U BC	Прилад8	9,94
U CA	Прилад8	9,94
U AB	Прилад9	9,94
U BC	Прилад9	9,94
U CA	Прилад9	9,94

Measurements and States Analyzer.				
Help				
Model: model				Update
Steady-State Initial States				
Format:	#	Type	Block	Value
2590571.12		MEASUREMENTS:		
Units:	1	U AB	Прилад Г-1	109948.35 Vrms
RMS values	2	U BC	Прилад Г-1	109948.35 Vrms
Frequency (Hz):	3	U CA	Прилад Г-1	109948.35 Vrms
50	4	U AB	Прилад Г-2	110000.00 Vrms
Display:	5	U BC	Прилад Г-2	110000.00 Vrms
☐ States	6	U CA	Прилад Г-2	110000.00 Vrms
☒ Measurements	7	U AB	Прилад Г-3	9933.71 Vrms
☐ Sources	8	U BC	Прилад Г-3	9933.71 Vrms
☐ Nonlinear elements	9	U CA	Прилад Г-3	9933.71 Vrms
	10	U AB	Прилад Т-1 ВН	109946.23 Vrms
	11	U BC	Прилад Т-1 ВН	109946.23 Vrms
	12	U CA	Прилад Т-1 ВН	109946.23 Vrms
	13	U AB	Прилад Т-1 НН	9941.66 Vrms
	14	U BC	Прилад Т-1 НН	9941.66 Vrms
	15	U CA	Прилад Т-1 НН	9941.66 Vrms
	16	U AB	Прилад Т-2 ВН	109946.23 Vrms
	17	U BC	Прилад Т-2 ВН	109946.23 Vrms
	18	U CA	Прилад Т-2 ВН	109946.23 Vrms
	19	U AB	Прилад Т-2 НН	10493.71 Vrms
	20	U BC	Прилад Т-2 НН	10493.71 Vrms
	21	U CA	Прилад Т-2 НН	10493.71 Vrms
	22	U AB	Прилад1	9940.16 Vrms
	23	U BC	Прилад1	9940.16 Vrms
	24	U CA	Прилад1	9940.16 Vrms
	25	U AB	Прилад10	9940.16 Vrms
	26	U BC	Прилад10	9940.16 Vrms
	27	U CA	Прилад10	9940.16 Vrms
	28	U AB	Прилад12	9932.72 Vrms
	29	U BC	Прилад12	9932.72 Vrms
	30	U CA	Прилад12	9932.72 Vrms
	31	U AB	Прилад13	9932.72 Vrms
	32	U BC	Прилад13	9932.72 Vrms
	33	U CA	Прилад13	9932.72 Vrms
	34	U AB	Прилад14	9932.72 Vrms
	35	U BC	Прилад14	9932.72 Vrms
	36	U CA	Прилад14	9932.72 Vrms

Рисунок 4.12 – Показники післяаварійного режиму до спрацювання РПН

Аналіз результатів:

Як видно з таблиці 4.4, подвоєне навантаження на трансформатор Т-1 призвело до суттєвого просідання напруги на обох секціях шин (до 9,94 кВ). Хоча це значення формально знаходиться на нижній межі допустимого відхилення, воно не залишає запасу на втрати напруги в лініях до кінцевих споживачів. Тому для забезпечення надійної роботи електроприймачів у післяаварійному режимі необхідно задіяти пристрій РПН трансформатора Т-1. Для підвищення напруги до оптимального рівня (~10,5 кВ) необхідно суттєво змінити коефіцієнт трансформації. Було прийнято рішення імітувати перемикаання РПН трансформатора Т-1 на -3 ступінь.

Розрахуємо нове значення напруги обмотки ВН для моделі:

$$U_{\text{ВН.нова}} = U_{\text{ВН.ном}} \cdot (1 - N_{\text{ст}} \cdot 0,0178) = 110 \cdot (1 - 3 \cdot 0,0178) = 104,12 \text{ кВ}$$

Після перерахунку параметрів трансформатора Т-1 (імітація перемикачання РПН на -3 ступінь) було виконано повторний запуск симуляції. Результати вимірювання напруг у скоригованому післяаварійному режимі наведено в таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 – Результати вимірювання напруги у післяаварійному режимі (після перемикачання РПН трансформатора Т-1 на -3 ступінь)

Тип вимірювання	Прилад	Напруга, кВ
U AB	Прилад Г-1	109,94
U BC	Прилад Г-1	109,94
U CA	Прилад Г-1	109,94
U AB	Прилад Г-2	110
U BC	Прилад Г-2	110
U CA	Прилад Г-2	110
U AB	Прилад Г-3	10,49
U BC	Прилад Г-3	10,49
U CA	Прилад Г-3	10,49
U AB	Прилад Т-1 ВН	109,94
U BC	Прилад Т-1 ВН	109,94
U CA	Прилад Т-1 ВН	109,94
U AB	Прилад Т-1 НН	10,5
U BC	Прилад Т-1 НН	10,5
U CA	Прилад Т-1 НН	10,5

Продовження таблиці 4.5

Тип вимірювання	Прилад	Напруга, кВ
U BC	Прилад Т-2 ВН	109,94
U CA	Прилад Т-2 ВН	109,94
U AB	Прилад Т-2 НН	10,49
U BC	Прилад Т-2 НН	10,49
U CA	Прилад Т-2 НН	10,49
U AB	Прилад1	10,5
U BC	Прилад1	10,5
U CA	Прилад1	10,5
U AB	Прилад10	10,5
U BC	Прилад10	10,5
U CA	Прилад10	10,5
U AB	Прилад12	10,49
U BC	Прилад12	10,49
U CA	Прилад12	10,49
U AB	Прилад13	10,49
U BC	Прилад13	10,49
U CA	Прилад13	10,49
U AB	Прилад14	10,49
U BC	Прилад14	10,49
U CA	Прилад14	10,49

Продовження таблиці 4.5

Тип вимірювання	Прилад	Напруга, кВ
U BC	Прилад15	10,49
U CA	Прилад15	10,49
U AB	Прилад16	10,49
U BC	Прилад16	10,49
U CA	Прилад16	10,49
U AB	Прилад17	10,49
U BC	Прилад17	10,49
U CA	Прилад17	10,49
U AB	Прилад18	10,49
U BC	Прилад18	10,49
U CA	Прилад18	10,49
U AB	Прилад19	10,49
U BC	Прилад19	10,49
U CA	Прилад19	10,49
U AB	Прилад2	10,5
U BC	Прилад2	10,5
U CA	Прилад2	10,5
U AB	Прилад3	10,5
U BC	Прилад3	10,5
U CA	Прилад3	10,5

Продовження таблиці 4.5

Тип вимірювання	Прилад	Напруга, кВ
U BC	Прилад4	10,5
U CA	Прилад4	10,5
U AB	Прилад5	10,5
U BC	Прилад5	10,5
U CA	Прилад5	10,5
U AB	Прилад6	10,5
U BC	Прилад6	10,5
U CA	Прилад6	10,5
U AB	Прилад7	10,5
U BC	Прилад7	10,5
U CA	Прилад7	10,5
U AB	Прилад8	10,5
U BC	Прилад8	10,5
U CA	Прилад8	10,5
U AB	Прилад9	10,5
U BC	Прилад9	10,5
U CA	Прилад9	10,5

Measurements and States Analyzer.					
Help					
Model: model			Update		
Steady-State Initial States					
Format:	#	Type	Block	Value	Angle
2590571.12		MEASUREMENTS:			
Units:	1	U AB	Прилад Г-1	109942.36 Vrms	29.93 °
RMS values	2	U BC	Прилад Г-1	109942.36 Vrms	-90.07 °
Frequency (Hz):	3	U CA	Прилад Г-1	109942.36 Vrms	149.93 °
50	4	U AB	Прилад Г-2	110000.00 Vrms	30.00 °
Display:	5	U BC	Прилад Г-2	110000.00 Vrms	-90.00 °
☐ States	6	U CA	Прилад Г-2	110000.00 Vrms	150.00 °
☒ Measurements	7	U AB	Прилад Г-3	10494.10 Vrms	46.02 °
☐ Sources	8	U BC	Прилад Г-3	10494.10 Vrms	-73.98 °
☐ Nonlinear elements	9	U CA	Прилад Г-3	10494.10 Vrms	166.02 °
	10	U AB	Прилад Т-1 ВН	109940.00 Vrms	29.93 °
	11	U BC	Прилад Т-1 ВН	109940.00 Vrms	-90.07 °
	12	U CA	Прилад Т-1 ВН	109940.00 Vrms	149.93 °
	13	U AB	Прилад Т-1 НН	10502.50 Vrms	46.02 °
	14	U BC	Прилад Т-1 НН	10502.50 Vrms	-73.98 °
	15	U CA	Прилад Т-1 НН	10502.50 Vrms	166.02 °
	16	U AB	Прилад Т-2 ВН	109939.99 Vrms	29.93 °
	17	U BC	Прилад Т-2 ВН	109939.99 Vrms	-90.07 °
	18	U CA	Прилад Т-2 ВН	109939.99 Vrms	149.93 °
	19	U AB	Прилад Т-2 НН	10493.12 Vrms	59.92 °
	20	U BC	Прилад Т-2 НН	10493.12 Vrms	-60.08 °
	21	U CA	Прилад Т-2 НН	10493.12 Vrms	179.92 °
	22	U AB	Прилад1	10500.92 Vrms	46.02 °
	23	U BC	Прилад1	10500.92 Vrms	-73.98 °

Рисунок 4.13 – Показники післяаварійного режиму після коригування напруги пристроєм РПН

Аналіз післяаварійного режиму з використанням РПН

Для відновлення якісного електропостачання споживачів у післяаварійному режимі (при відключеному трансформаторі Т-2) було застосовано пристрій регулювання під навантаженням трансформатора Т-1. Оскільки подвоєне навантаження спричинило глибоке просідання напруги до 9,94 кВ, було прийнято рішення про перемикання РПН на -3 ступінь.

Технічна реалізація цього кроку в моделі Simulink полягала у зміні номінальної напруги первинної обмотки трансформатора з 110 кВ до 104,12 кВ, що відповідає зміні коефіцієнта трансформації на 5,34%.

Результати аналізу:

— Ефективність регулювання: Після перемикання відпайок напруга на секціях шин 10 кВ зросла з 9,94 кВ до 10,50 кВ (згідно з показами блоку «Прилад Т-1 НН»). Це свідчить про високу чутливість моделі до параметрів РПН та

					141.ЕК2103.003ДБ	Арк.
						94
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

адекватність обраного кроку регулювання.

— Якість напруги: Отримане значення 10,50 кВ є оптимальним для шин підстанції, оскільки воно знаходиться на верхній межі номінального діапазону, що дозволяє компенсувати подальші втрати напруги в розподільчих лініях 10 кВ до кінцевих споживачів.

— Стабільність системи: Попри значне завантаження трансформатора Т-1, модель демонструє стабільні показники діючих значень напруги, що підтверджує працездатність схеми в екстремальних конфігураціях.

Висновки

У четвертому розділі було проведено комплексне імітаційне моделювання та аналіз режимів роботи електричної мережі підстанції «Навчальна» у середовищі MATLAB/Simulink. За результатами проведених досліджень можна зробити наступні висновки:

1. Валідність моделі: Розроблена в Simulink математична модель підстанції з використанням блоків бібліотеки Specialized Power Systems повністю відтворює топологію реальної мережі та дозволяє з високою точністю розраховувати стаціонарні й перехідні процеси. Використання блоку powergui забезпечило оперативне отримання діючих значень параметрів у всіх вузлах схеми.
2. Аналіз нормальних режимів: Встановлено, що при типовому навантаженні (70% від номіналу) рівні напруги на шинах 10 кВ становлять близько 10,43 кВ, що відповідає вимогам ДСТУ щодо якості електроенергії та не потребує додаткового втручання в роботу регулювальних пристроїв.
3. Роль РПН при зміні навантажень: Експериментально доведено, що при суттєвому збільшенні споживання або нерівномірному розподілі потужності між секціями напруга може знижуватися до критичних меж (10,19 кВ і нижче). У таких випадках перемикання РПН трансформаторів

					141.ЕК2103.003ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		95

ТДН-10000/110 на мінусові ступені (зокрема на -2 ступінь) дозволяє стабілізувати режим і повернути напругу до номінальних значень.

4. Надійність у післяаварійних ситуаціях: Моделювання аварійного відключення одного трансформатора показало, що за умови спрацювання секційного вимикача та глибокого регулювання РПН (до -3 ступеня), один трансформатор здатний підтримувати нормативний рівень напруги (10,5 кВ) для всіх споживачів підстанції.
5. Практичне значення: Результати моделювання підтверджують, що обрана система регулювання напруги під навантаженням є ефективним засобом забезпечення якості електропостачання в мережах 110/10 кВ, що дозволяє рекомендувати розроблені алгоритми керування для практичного застосування при експлуатації даного об'єкта.

					141.ЕК2103.003ДБ	Арк.
						96
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

Перший розділ дипломного проєкту був присвячений аналізу методів і засобів регулювання напруги в електроенергетичних системах. Було розглянуто показники якості електроенергії згідно з чинними нормативними документами та обґрунтовано, що найбільш поширеним і ефективним засобом оперативного регулювання в розподільних мережах є використання силових трансформаторів, оснащених пристроями регулювання під навантаженням (РПН).

В другому розділі наведено детальну характеристику об'єкта дослідження — понижувальної підстанції 110/10 кВ «Навчальна». Виконаний розрахунок струмів трифазного короткого замикання дозволив провести перевірочний вибір основного комутаційного та захисного обладнання підстанції, що підтвердило його відповідність вимогам термічної та електродинамічної стійкості для забезпечення надійної роботи мережі.

Третій розділ був присвячений розробці та аналізу системи автоматичного регулювання напруги (АРН) на підстанції трансформаторами з пристроєм РПН. Були розглянуті конструктивні особливості сучасних вакуумних перемикаючих пристроїв, а також детально описані логіка та алгоритми роботи мікропроцесорного контролера автоматики, включаючи принципи струмової компенсації з урахуванням впливу розподіленої генерації.

У четвертому розділі виконано імітаційне моделювання електричної мережі в програмному середовищі MATLAB/Simulink. Проведений аналіз нормального, максимально навантаженого та післяаварійного режимів практично довів, що застосування пристроїв РПН силових трансформаторів ТДН-10000/110 дозволяє ефективно компенсувати втрати напруги та стабілізувати її на необхідному нормативному рівні (близько 10,5 кВ на шинах 10 кВ) навіть за умов екстремальних змін навантаження та конфігурації мережі.

					141.ЕК2103.003ДБ	Арк.
						97
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

1. Adeoye O. S., Folayan G. B. Power Quality Indices and Mitigation Techniques: A Review. *International Journal of Latest Engineering Science (IJLES)*. 2019. Vol. 2, Is. 3. P. 109–115.
2. Almaita E. Investigation of Power Quality Indices in Jordanian Distribution Grid. *IOSR Journal of Electrical and Electronics Engineering (IOSR-JEEE)*. 2017. Vol. 12, Is. 2. P. 88–95.
3. Renner H., Desmet J., Heimbach B. Special Report - Session 2: Power Quality and Electromagnetic Compatibility. *24th International Conference on Electricity Distribution (CIRED)*. Glasgow, 2017.
4. Madhuranthaka T., Manohar T. G. A Review on Power System Voltage Stability and Optimization Techniques. *International Journal of Engineering Research and Application*. 2016. Vol. 6, Is. 11. P. 6–14.
5. Hashim T. J. T., Mohamed A., Shareef H. A review on voltage control methods for active distribution networks. *Przegląd Elektrotechniczny*. 2012. Vol. 88, Is. 6. P. 304–311.
6. Dong Q., Song X., Gong C. [et al.]. Voltage Regulation Strategies in Photovoltaic-Energy Storage System Distribution Network: A Review. *Energies*. 2025. Vol. 18. P. 2740.
7. Kirby B., Hirst E. Ancillary Service Details: Voltage Control. Oak Ridge : Oak Ridge National Laboratory, 1997. 38 p. (Report No. ORNL/CON-453).
8. Watson J. D., Watson N. R., Das B. Effectiveness of power electronic voltage regulators in the distribution network. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2016. Vol. 10, Is. 15. P. 15-19.
9. Aibangbee J. O. Voltages and Reactive Power Controls in Power System Network Using Automatic Voltage Regulator (AVR) and Static Var Compensator Methods. *IOSR Journal of Electrical and Electronics Engineering (IOSR-JEEE)*. 2016. Vol. 11, Is. 1. P. 29–34.

10. Silva-Quinonez R. A., Sánchez-Sainz H., Garcia-Triviño P. [et al.]. Optimal Control for On-Load Tap-Changers and Inverters in Photovoltaic Plants Applying Teaching Learning Based Optimization. *Electronics*. 2025. Vol. 14. P. 3989.
11. Chandra Mouli G. R. Design of a Power Electronic Assisted Series Compensator for Grid Voltage Regulation : Master's thesis. Delft : Delft University of Technology, 2013.
12. Singh P. P. Coordinated Voltage Control in Active Distribution Network with On-load Tap Changer and Solar PV System : Master's thesis. Aalborg : Aalborg University, 2019. 40 p.
13. Lu F.-C., Hsu Y.-Y. Reactive power/voltage control in a distribution substation using dynamic programming. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*. 1995. Vol. 142, Is. 6. P. 639–645. (муть я додав сторінки, перевір ix)
14. Radi M., Darwish M., Taylor G. [et al.]. Control Configurations for Reactive Power Compensation at the Secondary Side of the Low Voltage Substation by Using Hybrid Transformer. *Energies*. 2021. Vol. 14, Is. 3. P. 620.
15. Tariq H., Czapp S., Tariq S. [et al.]. Comparative Analysis of Reactive Power Compensation Devices in a Real Electric Substation. *Energies*. 2022. Vol. 15, Is. 12. P. 4453.
16. Dubravac M., Fekete K., Topić D. [et al.]. Voltage Optimization in PV-Rich Distribution Networks—A Review. *Applied Sciences*. 2022. Vol. 12, Is. 23. P. 12426.
17. Alshehri M., Yang J. Voltage Optimization in Active Distribution Networks—Utilizing Analytical and Computational Approaches in High Renewable Energy Penetration Environments. *Energies*. 2024. Vol. 17, Is. 5. P. 1216.
18. Adegoke S. A., Sun Y. Power system optimization approach to mitigate voltage instability issues: A review. *Cogent Engineering*. 2023. Vol. 10, Is. 1. P. 2153416.
19. Marrero L., García-Santander L., Hernández-Callejo L. [et al.]. Harmonic Distortion Characterization in Groups of Distribution Networks Applying the IEEE Standard 519-2014. *IEEE Latin America Transactions*. 2021. Vol. 19, Is.

					141.EK2103.003ДБ	Арк.
						99
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4. P. 526–533.

20. Markiewicz H., Klajn A. Standard EN 50160 – Voltage Characteristics in Public Distribution Systems : Power Quality Application Guide. Wroclaw : Wroclaw University of Technology, 2004.
21. Shabbir N., Kütt L., Jarkovoi M. [et al.]. An overview of measurement standards for power quality. *Agronomy Research*. 2021. Vol. 19, Is. S1. P. 944–960.
22. Довідкові дані щодо трансформаторів з найвищою напругою 110 кВ (ТДН-10000/110) [Електронний ресурс]. URL: <https://forca.com.ua/info/spravka/spravochnye-dannye-po-transformatoram-s-vysshim-napryazheniem-110-kv.html> (дата звернення: 28.05.2026).
23. Mokkapaty S., Weiss J., Schalow F., Declercq J. New generation voltage regulation distribution transformer with an on load tap changer for power quality improvement in the electrical distribution systems. *24th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED)*. 2017. P. 784–787.
24. Денисюк С. П., Деревянко Д. Г., Белоха Г. С., Зайченко С. В. Цінові моделі агрегування для Microgrid систем з розосередженими джерелами енергії. *Енергетика: економіка, технологія, екологія*. 2022. № 3. С. 7–12.
25. Tshivhase N. Improving on-load Tap Changer Voltage Regulation Process for Power Distribution Networks with a High Penetration of Distributed Generation : Master's dissertation. Johannesburg : University of Johannesburg, 2018.
26. Dohnal D. On-load tap-changers for power transformers. *MR Knowledge Base*. Maschinenfabrik Reinhausen, 2013.
27. Singh R. Dissolved Gas Analysis is an Art of Testing and Analysis Method for the Incipient Faults in Power Equipment – Like Transformers and OLTCS. *Power Research*. 2022. Vol. 18, No. 2. P. 113–120.
28. Tuominen J. Testing of Coordinated Voltage Control Algorithms Using Real Time Digital Simulator : Master's thesis. Tampere : Tampere University of Technology, 2013. 97 p.

					141.ЕК2103.003ДБ	Арк.
						100
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

29. Hu X., Yang S., Wang L. [et al.]. Evaluation Method for Voltage Regulation Range of Medium-Voltage Substations Based on OLTC Pre-Dispatch. *Energies*. 2024. Vol. 17, Iss. 17. P. 4494.
30. Блінов І. В., Трач І. В., Парус Є. В. [та ін.]. Регулювання напруги та реактивної потужності в розподільних електричних мережах шляхом використання розосереджених відновлюваних джерел енергії. *Технічна електродинаміка*. 2022. № 2. С. 60–69.
31. Денисюк С. П., Дерев'янко Д. Г., Белоха Г. С. Синтез моделей локальних електроенергетичних систем з джерелами розосередженої генерації. *Технічна електродинаміка*. 2022. № 4. С. 48–53.

					141.ЕК2103.003ДБ	Арк.
						101
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		