

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя
(повне найменування вищого навчального закладу)
Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(назва факультету)
Кафедра електричної інженерії
(повна назва кафедри)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до дипломного проекту (роботи)

магістр

(освітній (освітньо-кваліфікаційний) рівень)

на тему: **Розробка методів підвищення енергетичної стійкості
району електропостачання ТП 110/10 кВ**

Виконав: студент VI курсу, групи ЕЕМ-61

напряму підготовки (спеціальності) 141 –

Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)

Коханський Б. П.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Керівник

(підпис)

Євтух П. С.

(прізвище та ініціали)

Нормоконтроль

(підпис)

Вакуленко О. О.

(прізвище та ініціали)

Рецензент

(підпис)

Левицький В. В.

(прізвище та ініціали)

м. Тернопіль – 2019

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя
(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії

Кафедра електричної інженерії

Освітній ступінь магістр

Напрямок підготовки _____

(шифр і назва)

Спеціальність 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри ЕІ

проф. Тарасенко М. Г.

«02» вересня 2019 р.

ЗАВДАННЯ
НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЕКТ (РОБОТУ) СТУДЕНТУ

Коханському Богдану Павловичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Розробка методів підвищення енергетичної стійкості району електропостачання ТП110/10 кВ

Керівник проекту (роботи) Євтух Петро Сильвестрович, д.т.н., професор

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом по університету від «23» серпня 2019 року № 4/7-731

2. Термін подання студентом проекту (роботи) 15 грудня 2019 року

3. Вихідні дані до проекту (роботи) Генеральний план ТП 110 кВ «Микулинці», встановлені потужності трансформаторних ПС району електропостачання, графіки навантажень підстанції та ТП району електропостачання

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

1. Вступ

2. Аналітична частина

3. Науково-дослідна частина

4. Технологічна частина

5. Проектно-конструкторська частина

6. Спеціальна частина

7. Обґрунтування економічної ефективності

8. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

9. Екологія

10. Загальні висновки до дипломної роботи

11. Перелік посилань

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, слайдів)

1. Генеральний план району електропостачання

1л. ф – А1

2. Схема електричних з'єднань однолінійна ТП 110 кВ «Микулинці»

1л. ф – А1

3. Схема поточкорозподілу потужностей району електропостачання

1л. ф – А1

4. Грозозахист та схема заземлення

1л. ф – А1

5. Схема графіків навантажень ТП району електропостачання	1л. ф – А1
6. Модель стійкості району електропостачання ТП «Микулинці»	1л. ф – А1

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Організаційно-економічна частина	Мельник Л. М., д.е.н., доцент		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Гурик О. Я., к.т.н., доцент		
	Стручок В. С., ст. викл.		
Екологія	Зварич Н. М., к.т.н., доцент		

7. Дата видачі завдання **06 вересня 2019 року**

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломного проекту (роботи)	Термін виконання етапів проекту (роботи)	Примітка
1	Вступ	16.09.2019	
2	Аналітична частина	23.09.2019	
3	Науково-дослідна частина	07.10.2019	
4	Технологічна частина	21.10.2019	
5	Проектно-конструкторська частина	04.11.2019	
6	Спеціальна частина	18.11.2019	
7	Обґрунтування економічної ефективності	25.11.2019	
8	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	02.12.2019	
9	Екологія	02.12.2019	
10	Висновки	06.12.2019	
11	Оформлення пояснювальної записки	09.12.2019	
12	Оформлення графічної частини	09.12.2019	

Студент _____
(підпис)

Коханський Б. П. _____
(прізвище та ініціали)

Керівник проекту (роботи) _____
(підпис)

Євтух П. С. _____
(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Коханський Б. П. Розробка методів підвищення енергетичної стійкості району електропостачання ТП 110/10 кВ. 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕЕм-61. – Тернопіль : ТНТУ, 2019.

Стор. - 109; рис. - 12; табл. - 22; креслень - 6; джерел - 42; додатків - .

У дипломній роботі проведений аналіз енергетичної стійкості району електропостачання ПС 110 кВ за показниками стійкості за напругою, а також розроблені заходи щодо підвищення надійності електропостачання споживачам.

За вибраним методом для аналізу рівнів напруги відносно реактивної потужності проаналізовано статичну стійкість підстанції і побудовано математичну модель її стійкості за напругою.

Проведено розрахунки усталених режимів схеми поточкорозподілу району електропостачання в режимах найбільшого і найменшого навантажень, а також післяаварійному, які враховувалися при аналізі статичної стійкості підстанції.

Проведений розрахунок статичної стійкості ПС 110 кВ методом $Q-U$ кривих для максимального і післяаварійного режиму. Побудовані відповідні графіки. Коефіцієнт запасу статичної стійкості по напрузі відповідає нормативу.

Проведено вибір і заміну комутаційного обладнання: короткозамикачів на елегазові вимикачі на стороні 110 кВ, оливних вимикачів на вакуумні на стороні 35 кВ.

Ключові слова: ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, ЕНЕРГЕТИЧНА СТІЙКІСТЬ, КОМУТАЦІЙНЕ ОБЛАДНАННЯ, СХЕМО–ТЕХНІЧНІ РІШЕННЯ.

ANNOTATION

Kokhanskyi B. Development of methods for increasing the energy stability of the power supply area of 110/10 kV transformer substation. 141 - Electrical Power Engineering, Electrical Engineering, Electromechanics. Ternopil Ivan Puluj National Technical University. Faculty of Information Technologies and Electrical Engineering. Chair of Electrical Engineering, group EEm-61. - Ternopil : TNTU, 2019.

Pages - 109; Illustrations - 12; Tables - 22; Drawings - 6; Sources - 42; Applications -.

In this diploma paper the analysis of the energy stability of the 110 kV substation of the power supply by the indicators of voltage stability has been carried out, as well as measures to improve the reliability of electricity supply to consumers have been developed.

According to the chosen method for the analysis of the voltage levels relative to the reactive power, the static stability of the substation and the mathematical model of its resistance to the voltage have been analyzed.

Calculations of the steady-state modes of the circuit of the distribution area of the power supply in the modes of maximum and minimum loads, as well as post-accident, which were taken into account in the analysis of static stability of the substation were carried out.

The calculation of the static stability of 110 kV substations by Q-U curves for the maximum and post-emergency conditions was carried out. Appropriate charts have been constructed. The factor of safety of static resistance on voltage corresponds to the norm.

Selection and replacement of switching equipment: short circuits on 110 kV gas switches, oil switches on 35 kV vacuum switches were carried out.

Key words: ELECTRICAL NETWORK, ENERGY RESISTANCE, COMMUTATION EQUIPMENT, DIAGRAM-TECHNICAL SOLUTIONS.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	8
1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА.....	11
1.1 Загальний аналіз навантажень району електропостачання ПС 110 кВ	11
1.2 Аналіз зони електропостачання трансформаторної підстанції 110 кВ	12
1.3 Аналіз технічного стану комутаційного обладнання підстанції	13
1.4 Характеристика схеми електричних з'єднань ПС 110 кВ	13
1.5 Обґрунтування заміни оливних вимикачів на вакуумні.....	15
1.6 Аналіз навантажень на підстанцію та оцінювання ефективності її роботи	17
1.7 Потужність споживачів підстанції на стороні 10 і 35кВ	20
1.8 Висновки до розділу	22
2 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА.....	23
2.1 Визначення поняття та класифікація стійкості за напругою	23
2.2 Важливість дослідження показників стійкості за напругою	25
2.3 Методи ідентифікації найбільш небезпечних системних шин щодо стійкості за напругою	26
2.4 Визначення статичної стійкості ПС 110 кВ методом Q-U кривих	34
2.5 Висновки до розділу	37
3 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА.....	38
3.1 Оптимальні режими навантажень району електропостачання. Уточнені розрахунки	38
3.2 Режим найбільших навантажень	40
3.3 Режим найменших навантажень	43
3.4 Регулювання напруги підстанцією 110 кВ	45
3.5 Висновки до розділу	46

4 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА.....	48
4.1 Розрахунок струмів короткого замикання	48
4.2 Розрахунок струмів короткого замикання в точці К-1	50
4.3 Розрахунок струмів короткого замикання в точці К-2	54
4.4 Розрахунок струмів короткого замикання в точці К-3	56
4.5 Висновки до розділу	59
5 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА.....	60
5.1 Вибір вимикачів	60
5.2 Вибір роз'єднувачів	64
5.3 Вибір вимірювальних трансформаторів струму і трансформаторів напруги	66
5.4 Вибір струмоведучих частин	70
5.5 Вибір конструкції РП	72
5.6 Вибір трансформатора власних потреб	72
5.7 Вибір запобіжників та автоматичних вимикачів	73
5.8 Вибір обмежувачів перенапруги 10 кВ	76
5.9 Висновки до розділу	77
6 ОБГРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ.....	78
6.1 Показники економічної ефективності	78
6.2 Особливості економічного ефекту інвестицій у розвиток локальних електричних мереж	83
6.3 Висновки щодо обґрунтування ефективності проектних рішень в електричних мережах	88
7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ...	89
7.1 Дія електричного струму на організм людини та заходи щодо зниження небезпеки ураження працівників трансформаторних підстанцій	89
7.2 Надання першої допомоги потерпілому при ураженні електричним струмом.....	90

7.3 Застосування технічних засобів електробезпеки на об'єктах енергетики	93
7.4 Організація інженерно-технічних заходів цивільного захисту на об'єктах електроенергетики	95
7.5 Дослідження ризиків при виникненні надзвичайних ситуацій	96
8 ЕКОЛОГІЯ.....	99
8.1 Екологічні проблеми, пов'язані з передаванням енергії на відстань	99
8.2 Електромагнітне забруднення довкілля	100
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ.....	103
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	105

ВСТУП

Актуальність теми. В електричних мережах повинен зберігатися баланс у виробленні і споживанні активної і реактивної потужності. При відключенні потужних споживачів чи при різких змінах *навантаження* в електричних мережах цей баланс порушується, що може призвести до різких змін напруги в енергосистемах. Ця проблема спричинена обмеженою пропускнуою здатністю перетинів вузлів за умови статичної стійкості режимів роботи електричних мереж. Мова йде про стійкість за напругою. Стійкість за напругою - це здатність енергосистеми підтримувати стійкі та прийнятні рівні напруги на всіх системах шин як в нормальних, так і в післяаварійних та ремонтних режимах [11, 33, 37].

Дослідження стійкості за напругою дозволяє визначати найбільш критичні системи шин електромережі та виявляти фактори, що можуть призводити до порушення стійкості в цих ділянках. Тому, отримані на етапі планування режимів запаси стійкості за напругою та допустимі перетоки через вузлові перетини потребують оперативного уточнення в режимі «*on-line*». За

таких обставин автоматизований контроль за наявними резервами з реактивної потужності для забезпечення стабільної роботи енергосистеми є невід'ємною частиною роботи диспетчерських служб [14, 15, 35].

Особливу гостроту проблема динамічної стійкості за напругою набуває разом із зростанням частки відновлювальної енергетики в структурі генерації. Нетрадиційні генератори (на вітроелектростанціях) мають недостатні можливості щодо підтримки напруги під час аварійних ситуацій в енергосистемі. Паралельна робота «нетрадиційних» генераторів дозволяє проходити короткотривалі «провали напруги», не від'єднуючись від системи. Для аналізу коливальної стійкості енергосистем з інтегрованими вітроелектричними станціями в якості малих збурень розглядається швидке скидання або зростання генерації [1, 2].

Порушення стійкості за напругою та виникнення «лавини» напруги супроводжує практично кожен системну аварію. Тому особливу актуальність для національної енергосистеми набувають питання аналізу сьогоденних та перспективних режимів з точки зору оцінки статичної стійкості за напругою. Це дозволить ідентифікувати такі енерго райони в об'єднаній енергетичній системі України та запровадити заходи щодо усунення проблем, що виникають при цьому [21, 27].

Мета і завдання дослідження. Основною метою дипломної роботи є підвищення енергетичної стійкості понижувальної підстанції (ПС) на основі проведених досліджень статичної стійкості за напругою району електропостачання.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі завдання:

- провести аналіз різних методів визначення стійкості за напругою, на основі чого вибрати найефективніший з методів аналізу стійкості ПС;
- провести розрахунки ustalених режимів району електропостачання, а також визначити запас енергетичної стійкості ПС в умовах найбільших і найменших навантажень;
- провести аналіз комутаційного обладнання високої і середньої напруги

для визначення його експлуатаційної придатності;

- провести розрахунки струмів короткого замикання на шинах високої і середньої напруги підстанції для вибору комутаційного обладнання.

Об’єкт дослідження - процес підвищення енергетичної стійкості району електропостачання ПС 110/35/10 кВ «Микулинці» шляхом модернізації схемо-технічного рішення й високовольтного комутуючого обладнання.

Предмет дослідження - характеристики сучасного високовольтного комутаційного обладнання трансформаторної підстанції для заміни морально застарілого й з фізичним зносом.

Наукова новизна отриманих результатів.

- Отримало подальший розвиток застосування методів дослідження технологічної стійкості районів електропостачання трансформаторних підстанцій.

– Запропонована для подальшого дослідження модель для розрахунку запасу стійкості за напругою при найбільших і найменших навантаженнях на підстанцію.

Практичне значення отриманих результатів.

Впровадження результатів досліджень технологічної стійкості району електропостачання дозволить підвищити надійність функціонування електромережі.

Апробація. Результати досліджень за темою дипломної роботи були представлені на VIII Міжнародній науково-технічній конференції молодих учених та студентів «Актуальні задачі сучасних технологій» на базі Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя [19].

Структура роботи. Робота складається зі вступу, 8 розділів, висновків, переліку посилань (42 найменування).

Загальний обсяг текстової частини – 109 сторінки, 22 таблиці, 12 рисунків.

1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА

1.1 Загальний аналіз навантажень району електропостачання ПС 110 кВ

Промисловий район «Теребовля» знаходиться у Тернопільській області і отримує живлення через підстанцію 330/110 кВ «Тернопіль».

Промисловий район характеризується великою кількістю промислових підприємств по переробці сільськогосподарської продукції (спиртозаводи, хлібоприймальні пункти та ін.), розвинутим сільськогосподарським виробництвом. Надійність електропостачання промислового району має велике значення для економіки регіону. Схема електропостачання району наведена на листі «Генеральний план району електропостачання ПС 330 кВ».

Потужності енергосистеми і автотрансформаторів ПС «Тернопіль» досить для покриття потреб району по активній потужності. Географічне розміщення промислового району відповідає III кліматичному району по товщині стінок ожеледиці.

Живлення споживачів промислового району здійснюється через понижуючі підстанції, які мають як резервоване, так і нерезервоване підключення до мережі 110 кВ. Навантаження підстанцій і категорії споживачів по надійності електропостачання на розрахунковий період приведено в табл. 1.1. Усереднене значення кількості годин найбільшого навантаження складає для промислового району $T_{нб} = 4000$ год, споживання в режимі найменших навантажень-40% від максимального. Коефіцієнт попадання навантаження промислового району в максимум енергосистеми $K_m = 0,9$. Коефіцієнти різночасності максимумів активних і реактивних навантажень підстанції $K_{p.m}^P = 0,94$; $K_{p.m}^Q = 0,90$.

Таблиця 1.1 - Навантаження підстанції на стороні НН

Підстанції	Потужність P , МВт	Потужність Q , МВт	Склад навантажень по категоріям, %		
			I	II	III
ЗБК	8,2	6,1	20	30	50
і Микулинц	12,9	9,8	15	30	55
Бучач	20,6	17,3	20	35	45
і Монастирська	12,9	9,8	15	35	50
Підгайці	8,2	6,1	20	30	50
Козова	8,2	6,1	15	20	65
Зборів	12,9	9,8	15	25	60
Озерна	5,8	4,3	5	35	60

1.2 Аналіз зони електропостачання трансформаторної підстанції 110 кВ

Зона електропостачання трансформаторної підстанції ПС 110 кВ охоплює частину Тербовлянського району, Тернопільської області. ПС розташована в північній частині району. Від підстанції живляться, в основному, сільськогосподарські та побутові споживачі. Об'єкт живить 2 ТП 35 кВ та 16 ТП 10 кВ. На ПС встановлено 2 силові трансформатори марки ТДТН-10000/110/35/10 потужністю 10 МВА. Розрахункові кліматичні умови району електропостачання наведені табл. 1.2.

Таблиця 1.2 - Кліматичні умови району електропостачання

Назва параметру	Величина
Район по ожеледі	11
Район по вітру	11
Швидкість вітру по ожеледі, м/с	13
Середня температура, °С	+10
Максимальна температура, °С	+35
Мінімальна температура, °С	-20

1.3 Аналіз технічного стану комутаційного обладнання підстанції

На даний час на підстанції встановлені два силові трансформатори, у яких на стороні 110 кВ встановлено короткозамикачі роз'єднувачі та секційний вимикач. Наявність секційного вимикача на стороні 110 кВ вирішує проблеми при аварійному відключенні трансформатора або аварії на лінях. На суміжній підстанції, звідки живиться ПС «Микулинці», також можливе відключення лінії високовольтними оливними вимикачами типу МВ-110. З метою покращення захисту від коротких замикань планують замінити на сучасні елегазові вимикачі. Їхні переваги вибухо- та пожежобезпечність більший строк експлуатації менший час відключення. Для захисту від атмосферних перенапруг ізоляції електрообладнання змінного струму встановлено вентильні розрядники типу РВС-110.

На стороні 35 кВ на ГПП 110/35/10 кВ «Микулинці» встановлені оливні вимикачі. Їх недоліки: вони пожежо- та вибухонебезпечні, в них менший строк експлуатації, більший час відключення короткого замикання. Також у маслonaповнених вимикачах пройшов дозволений час експлуатації, а значить їх необхідно замінити на нові, як варіант вакуумні.

Всі роз'єднувачі на стороні 110 та 35 кВ потребують заміни, оскільки після досить тривалого строку експлуатації деякі деталі відпрацювали свій ресурс.

Два трансформатори типу ТДТН10000/110/35/10У1 призначені для мереж трифазного змінного струму частотою 50 Гц для розподілення і перетворення електроенергії на різних об'єктах електропостачання. Охолодження даного виду силових трансформаторів – ONAN –масляне та повітряне.

1.4 Характеристика схеми електричних з'єднань ПС 110 кВ

Живлення за напругою 110 кВ ПС “Микулинці” здійснюється двома лініями ПЛ – 110 «ЗБК» та ПЛ – 110 «Бучач». У нормальному режимі роботи ввімкнені обидві лінії.

На ПС 110/35/10 “Микулинці” встановлено два силові трансформатори типу ТДТН 10000/110/35/10 У1. Розподіл електроенергії здійснюється за допомогою розподільчих пристроїв: ВРП – 110 кВ, ВРП – 35 кВ, ЗРП – 10 кВ і РПВП – 0,23 кВ.

ВРП 110 кВ виконано по схемі : “Одна робоча, секціонована вимикачем і обхідна системи шин, з віддільниками в колах трансформаторів зі суміщеними секційними і обхідними вимикачами”. Ошиновка відкритого розподільного пристрою виконана марки АСО – 300.

Територія ВРП – 110 кВ відокремлена від господарсько-побутових споруд бетонною огорожею. Обладнання в місцях встановлення змонтоване або на залізобетонних стояках (пофазні роз'єднувачі, розрядники), або на залізобетонних фундаментах з металевими конструкціями (роз'єднувачі, трансформатори напруги).

Для захисту від прямих ударів блискавки на ВРП – 110 кВ передбачені окремо стоячі блискавковідводи і блискавковідводи, що розташовані на порталах. Кабелі оперативних кіл, кіл керування, релейного захисту і

автоматики закриті плитами, які одночасно є пішохідною доріжкою по території відкритого розподільного пристрою.

На ВРП – 110 кВ розміщено наступне обладнання:

- силові трансформатори типу ТДТН-10000/110/35/10;
- комутаційна апаратура: роз'єднувачі РНДЗ-1-110; РНДЗ-2-110, віддільники в колах силових трансформаторів ВД-110, короткозамикачі КЗ-110У1;
- розрядники РВС-110;

Закритий розподільчий пристрій ЗРП – 10 кВ зібрано за схемою “Одиночна секційна система шин ”; таких систем на ПС “Микулинці” дві. Ошинування виконана алюмінієвими смуговими шинами – А (100×8). Електричні з'єднання силових трансформаторів з РП – 10 кВ здійснюється гнучкими струмопроводами 2×АС – 400/51, що зібрані в шинні мости. Прокладання контрольних кабелів, кабелів зв'язку, кабелів споживачів власних потреб здійснюється по ЗРП – 10 кВ відкрито в пластмасових і металевих трубах.

Для запобігання зниження температури в приміщеннях ЗРП в зимовий період нижче мінус 25 °С, а також для просушування в перехідні періоди, передбачається пристрій електроопалювання. Як нагрівальні прилади використовуються електродіодні печі типу ПТЕ–4 потужністю 1 кВт кожна, які керуються як вручну, так і автоматично від датчиків температур, встановлених у верхніх зонах приміщення.

Розподільчий пристрій власних потреб складається з двох секцій з номінальною напругою 0,23 кВ. Зв'язок між секціями може здійснюватися по резервній перемичці. Також встановлена розвилка, через яку живлення другої секції може бути здійснене від ТВП–1 по кабелю, жорстко підключеному до виводів 0,23 кВ даного трансформатора. У нормальному режимі живлення власних потреб здійснюється від ТВП – 1 і ТВП – 2 з введеним АВР – 0,23 кВ від ТВП – 1.

1.5 Обґрунтування заміни оливних вимикачів на вакуумні

Для комутації ліній електропостачання 6-35 кВ під навантаженням, зазвичай, використовують оливні вимикачі серій ВМ, ВМБ, ВМП, ВК, ВКЭ, тощо. Такі комутаційні пристрої поряд зі своїми перевагами мають ряд недоліків, а саме:

- оливні вимикачі є пожежо- і вибухонебезпечними пристроями;
- оливні вимикачі незручні в експлуатації;
- оливні вимикачі потребують періодичного контролю і технічного обслуговування;
- незручність встановлення вмонтованих трансформаторів струму;
- неможливість роботи при низьких температурах;
- оливні вимикачі є морально застарілими пристроями комутації ліній електропостачання.

На сьогоднішній день промисловість випускає ряд вакуумних вимикачів, які усувають вищенаведені недоліки, є надійнішими, зручнішими і порівняно дешевшими.

1.5.1 Переваги вакуумних вимикачів

Використання вакууму в якості дугогасильного середовища має наступні переваги:

- швидке відновлення діелектричної проникності проміжку після вимкнення струму при незначному розходженні контактів, після чого дуга горить не більше 0,5 періоду;
- вимкнення струму при першому проходженні його через нуль після розходження контактів, відсутність повторних замикань;
- невеликі витрати потужності на увімкнення та вимкнення, а також малий час спрацювання через невеликий хід і масу контактів;
- повна пожежо- і вибухонебезпечність;
- значний строк служби і відсутність необхідності в обслуговуванні;

- можливість роботи без підігріву при низьких температурах.

Враховуючи ряд переваг можна твердити про доцільність заміни оливних вимикачів вакуумними.

1.5.2 Переваги елегазових вимикачів

Використання елегазу в якості дугогасильного середовища має наступні переваги:

- вибухо- та пожежобезпечність;
- швидкодія та придатність для роботи в будь-якому циклі АПВ;
- можливість здійснення синхронного розмикання контактів безпосередньо перед переходом струму через нуль;
- висока відключаюча здатність при особливо важких умовах відключення
- надійне відключення ємнісних струмів холостих ліній;
- малий знос дугогасильних контактів;
- легкий доступ до дугогасителя і простота їх ревізії;
- невелика вага (у порівнянні з баковими вимикачами);
- можливість створення серії з уніфікацією великих вузлів;
- придатність для зовнішньої та внутрішньої установки.

1.6 Аналіз навантажень на підстанцію та оцінювання ефективності її роботи

Електричне навантаження окремих споживачів, а отже їх сумарне навантаження, яке визначає режим роботи підстанції в енергосистемі, безперервно змінюється. Прийнято виражати цей ефект графіком навантаження, тобто діаграмою зміни потужності в часі.

За видом фіксованого параметру розрізняють графіки активної, реактивної, повної потужностей і струму електроустановки. Як правило,

графіки відображають зміну навантаження за визначений період часу. За цією ознакою їх поділяють на добові, сезонні і річні.

За місцем вивчення, або елементом енергосистеми, до кого вони відносяться, графіки можна розділити на такі групи:

- графіки навантаження споживачів, які визначаються на шинах споживчих ПС;
- графіки навантажень мережі – на шинах ремонтних вузлових підстанцій;
- графіки навантажень електростанцій.

Графіки навантажень використовують для аналізу роботи електроустановок, для проектування систем електропостачання, планування ремонтів електрообладнання, а також в процесі експлуатації, для ведення нормального режиму роботи.

Втрати потужності при проходженні струму в проводах і обмотках трансформаторів є змінними величинами, які залежать від навантаження. Постійну складову втрат потужності в мережі визначають в основному втрати холостого ходу трансформаторів. Добові графіки складають для найбільш характерних періодів року – зимового та літнього. Зимовий період становить 183 доби, а літній 182.

Використовуючи типовий графік навантаження підстанції 110/35/10 кВ з переважаючим сільськогосподарським навантаженням, виражаючи у % від максимальної розрахункової потужності, визначаємо погодинні навантаження реконструйованої підстанції для літнього і зимового періодів.

Розрахункові дані зводимо до таблиці 1.3; будуємо графік (добовий) навантаження ТП для літнього та зимового дня.

Таблиця 1.3 - Добовий графік навантаження

Час доби	Навантаження зимового дня		Навантаження літнього дня	
	% від максимального	S_p , кВА	% від максимального	S_p , кВА

0-1	0,572	11440	0,4928	9856
1-2	0,5192	10384	0,4268	8536
2-3	0,5016	10032	0,3916	7832
3-4	0,4884	9768	0,3872	7744
4-5	0,4884	9768	0,3784	7568
5-6	0,5104	10208	0,3916	7832
6-7	0,572	11440	0,4576	9152
7-8	0,6908	13816	0,5236	10472
8-9	0,836	16720	0,594	11880
9-10	0,9284	18568	0,638	12760
10-11	0,9372	18744	0,6688	13376
11-12	0,9196	18392	0,6776	13552
12-13	0,902	18040	0,6556	13112
13-14	0,8932	17864	0,66	13200
14-15	0,8932	17864	0,6688	13376
15-16	0,9152	18304	0,6688	13376
16-17	0,9988	19976	0,6644	13288
17-18	1,0692	21384	0,6644	13288
18-19	1,1	22000	0,6688	13376
19-20	1,0692	21384	0,6996	13992
20-21	1,0252	20504	0,7348	14696
21-22	0,9548	19096	0,8272	16544
22-23	0,8316	16632	0,7964	15928
23-24	0,704	14080	0,6204	12408

Площа, обмежена кривою графіка активного навантаження, чисельно дорівнює енергії, що використала електроустановка за даний період:

$$W_n = \sum S_i \cdot t_i \cdot \cos \varphi, \text{ МВт год,}$$

де S_i - потужність першої ступені графіка, МВА;

t_i - тривалість ступені, год.

Кількість електроенергії, що споживається за рік:

$$A_{річ} = \sum W_{ni}, \text{ МВт год},$$

$$A_{річ} = 122923240 \text{ МВт год}.$$

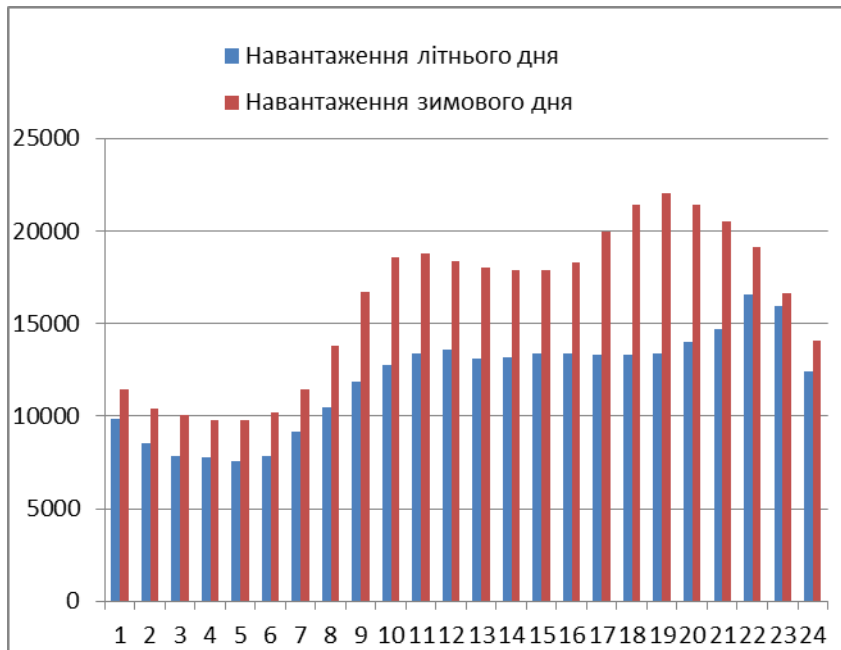


Рисунок 1.1 – Графік добового навантаження літнього та зимового дня

Середньорічне навантаження:

$$S_{ср.рік} = \left(\frac{A_{річ}}{T} \right) \cdot \cos \varphi, \text{ МВА},$$

$$S_{ср.рік} = \left(\frac{122923240}{8760} \right) \cdot 0,8 = 11225,87 \text{ МВА}.$$

Ступінь нерівномірності графіка роботи установки оцінюється коефіцієнтом заповнення:

$$K_{зан} = \frac{A_{річ}}{S_{max} \cdot T}; \quad K_{зан} = \frac{122923240}{17820 \cdot 8760} = 0,79.$$

Коефіцієнт заповнення графіка показує, у скільки разів використана кількість електроенергії за рік (добу) менша тієї кількості енергії, яка була

використана за той же час, коли навантаження установки весь час було максимальним.

Денні та вечірні навантаження існуючих ТП визначають множенням розрахункового навантаження на коефіцієнт участі його в денному K_D та вечірньому K_B максимумах, які дорівнюють: для виробничих споживачів $K_D = 1$; $K_B = 0,6$; для комунально – побутових - $K_D = 0,3...0,4$; $K_B = 1,0$; для змішаних $K_D = K_B = 1,0$.

Підрахунок електричних навантажень на ділянках починають з кінця лінії, підсумовуючи навантаження ТП за денним і вечірнім максимумах (окремо за добавками) На кожній ділянці лінії знаходять виробниче навантаження $P_{ВІР}$, яке включає в себе в денний час навантаження ТП з виробничим і змішаним видами споживачів, у вечірній час - тільки навантаження ТП з виробничим видом, та загальне навантаження $P_{ЗАГ}$, яке включає навантаження всіх ТП.

Розрахункове навантаження, денне та вечірнє, на ділянках лінії знаходимо за формулами:

$$P_d = P_{об} + \Delta P(P_{дм}); \quad P_e = P_{об} + \Delta P(P_{ем}),$$

де $P_{об}$, $P_{ем}$ - більше з навантажень, що додаються, відповідно по денному та вечірньому максимумах;

$\Delta P(PМ)$ - добавка від меншої потужності.

1.7 Потужність споживачів підстанції на стороні 35 і 10кВ

Назви і потужність трансформаторних підстанцій, які живляться на стороні 10 і 35 кВ наведені в табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Інформація щодо трансформаторних підстанцій

Диспетч ерська назва підстанц ії	Номінальна потужність підстанції, $S_{ном.}$,кВА	Максимально допустима потужність підстанції,	Реальна поана путужність фідера S_p кВт
---	--	---	--

		$P_{\text{макс.}}$, кВт	
1	2	3	4
35/10кВ «Дружба»	12600	8114,4	8120
35/10кВ «Мишковичі»	5000	3220	3160
Ф-51			
КТП- 487	100	92	2019
КТП- 223	250	230	
ЗТП-421	400	368	
КТП- 189	160	147,2	
КТП- 391	63	57,96	
КТП- 390	63	57,96	
КТП- 124	30	27,6	
КТП- 188	160	147,2	
КТП- 398	63	57,96	
КТП- 190	100	92	
КТП- 191	100	92	
КТП- 194	63	57,96	
КТП- 489	400	368	
КТП- 340	160	147,2	
КТП- 412	250	230	
КТП- 193	60	55,2	
КТП- 195	50	46	
КТП- 424	250	230	
Ф-53			
КТП-	160	147,2	378

321							
167	КТП-	100	92				
257	КТП-	250	230				
174	КТП-	100	92				
Φ-57							
	ЗТП-169	180	165,				
178	КТП-	160	147,2				
182	КТП-	160	147,2				
179	КТП-	200	184				
311	КТП-	160	147,2				
376	КТП-	100	92				
170	КТП-	160	147,2				
359	КТП-	160	147,2				
1216							
					ЗТП-411	100	92
				345	КТП-	160	147,2
				385	КТП-	250	230
				388	КТП-	160	147,2
				383	КТП-	63	57,96
				592	КТП-	160	147,2

Продовження таблиці 1.4

1	2	3	4
Ф-60			
171	ЗТП- 100	92	525
175	КТП- 250	230	
335	КТП- 250	230	
Ф-56			
376	КТП- 160	147,2	472
340	КТП- 250	230	
598	КТП- 160	147,2	
Ф-54			
321	КТП- 160	147,2	256
344	КТП- 250	230	

1.8 Висновки до розділу

Проведено стислий аналіз району електропостачання з понижувальною трансформаторною підстанцією ПС 110/35/10 кВ «Микулинці».

Проведено аналіз устаткування трансформаторної підстанції та стану комутаційного обладнання.

Проведено аналіз потужності режимів навантажень і ефективності завантаження ПС 110/35/10 кВ.

2 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА

2.1 Визначення поняття та класифікація стійкості за напругою

У відповідності до нормативних документів [33] енергосистеми є стійкими, якщо вони здатні після різноманітних збурень повернутися до усталеного режиму, тобто зберігають синхронізм між джерелами живлення. Статистично стійкі енергосистеми здатні повернутися до усталеного режиму після малих збурень, тобто таких, параметри яких є значно менші за середні значення. Динамічно стійкі енергосистеми здатні повернутися до усталеного режиму після значних збурень типу коротких замикань, відключень елементів енергосистеми, раптових аварійних небалансів потужності та ін.

Згідно критерію стійкості протягом поточного режиму на кожній системі шин збільшення напруги $\partial U \geq 0$ повинно супроводжуватись збільшенням реактивної потужності $\partial Q \geq 0$. Тобто, стійкість системи за напругою досягається при $\partial Q / \partial U \geq 0$. Звідси, «критична напруга» - це напруга, при якій відбувається перехід стійкого стану в нестійкий ($\partial Q / \partial U = 0$), а відповідна величина реактивної потужності – «межа реактивної потужності» [21].

Щодо *динамічної стійкості*, то вона пов'язана з оцінюванням і підтриманням напруги енергомережі впродовж (1 ... 2) с по значному збуренню (реакція автоматики регулювання збудження генераторів при к. з.).

При розгляді статичної стійкості за напругою беруть до уваги статичні характеристики навантажень та параметри мережі, які не залежать від часу та поточного режиму. Такий режим розглядають як усталений протягом (2 ... 10) с. При цьому в якості збурення розглядають втрату елемента енергосистеми або зростання навантаження.

При довгостроковій стійкості за напругою враховують вплив на рівень напруги динамічних факторів у системах регулювання генераторів, а також процеси, пов'язані з вичерпанням резерву реактивної потужності на протязі

деякого часу, роботою РПН трансформаторів, переключенням ступенів на батареях статичних конденсаторів, реакторів шунтування та ін. автоматики зміни режимів електромережі [21].

Особливо гостро проблема динамічної стійкості за напругою постає при зростанні частки відновлювальної енергетики у структурному вмісті генерації. Наприклад, вітрогенератори володіють недостатніми можливостями щодо підтримання напруги під час режимів коротких замикань або при ін. подібних аваріях в енергосистемі. Маючи значну кількість «нетрадиційних» генераторів у паралельній роботі настає можливість проходження короткотривалих «провалів напруги» без від'єднання від системи.

При аналізі стійкості енергосистем з вбудованими вітрогенераторами за малі збурення розглядається або швидке скидання або зростання генерації. Наприклад, при раптовому підвищенні швидкості вітру до значень понад 25 м/с може виникнути швидке скидання генерації в результаті спрацювання технологічного захисту установки [23].

Динамічна стійкість енергосистеми з вітроустановками піддана значним випробуванням аж до появи аварійного небалансу внаслідок непрогнозованого відключення значної кількості вітроустановок. Усувається така загроза за допомогою створення значних резервів потужності, а також завдяки прогнозуванню швидкості вітру.

Завдяки дослідженням [1] існує перспектива оцінювання колефіцієнта статичної стійкості електроенергетичних об'єднань спектральним аналізом низькочастотних коливань потужності у певних перерізах енергосистеми.

Наприклад, аналіз стійкості післяаварійного режиму, що виник унаслідок від'єднання однієї з повітряних ліній 330 кВ, виявив після такого збурення слабо затухаючі низькочастотні коливання типу биття на двох близьких домінантних частотах 0,66 Гц та 0,53 Гц, амплітуди яких були значно вищими за найближчі сусідні значення. Пояснення низькочастотних коливань полягає в перетоках потужності, спричинених взаємними коливаннями генераторів двох енергоблоків на близьких частотах [1, 23].

Хоча нестійкість за напругою має, як правило, локальний характер, її поява при певних умовах призводить до глобальних наслідків. При порушенні стійкості в енергосистемі виникають лавини напруги, які охоплюють значні енергорайони. Тому, вчасне проведення аналізу з визначення граничних режимів, в яких може відбутися порушення стійкості за напругою, є надто важливим.

2.2 Важливість дослідження показників стійкості за напругою

В Україні запаси зі стійкості за напругою згідно [33] нормовані значеннями 10% і 15% та визначаються щодо рівнів напруги як 0,7 (0,75) в. о. до номінальної для електромереж 110 кВ. Очевидно, що наявність критичних місць, тобто там, де напруга відхиляється на величину більше, ніж 10%, є потенційно небезпечною щодо можливості ще більшого зменшення напруги та трансформації цих місць у точки енергосистеми, де запас стійкості за напругою не відповідає припустимому.

Аналіз стійкості режимів за напругою повинен включати не тільки визначення граничного режиму та відповідної йому критичної напруги, але й дослідження впливу параметрів електричної мережі та режимів її роботи на значення критичної напруги.

Для оцінювання ступеня наближення поточного режиму до граничного за напругою, при якому буде спостерігатись лавина напруги застосовують різні показники [2, 14, 37]:

- резерв реактивної потужності наближення до граничного за напругою режиму;
- відхилення напруги від номінальних значень;
- втрати реактивної потужності в ЛЕП, зокрема, при стрімкому зростанні відношення реактивних втрат в ЛЕП до перетоку активної потужності;
- чутливість напруги до величини коливань реактивної;
- значення детермінанта Якобіана в рівняннях усталеного режиму;

- результати модального аналізу, зокрема власні числа оберненого, скороченого Якобіана.

2.3 Методи ідентифікації найбільш небезпечних системних шин щодо стійкості за напругою

В першу чергу для ідентифікацій найбільш небезпечних за напругою СШ, або іншими словами «вузьких місць», виділяють такі методи досліджень статичної стійкості за напругою [33, 37]:

- метод $Q-U$ кривих для аналізу рівнів напруги відносно реактивної потужності на СШ;

- метод $P-U$ кривих для аналізу рівнів напруги на визначених СШ по відношенню до зростаючого перетоку активної потужності в перетині;

- метод аналізу чутливості напруги до варіацій реактивної потужності ($U-Q$ чутливість).

Перевагою зазначених методів є те, що вони позбавлені недоліків, пов'язаних з аналізом збіжності розрахунку УР. Визначення стійкості режиму за результатами досягнення точки розбіжності ітераційного процесу розв'язання нелінійних рівнянь УР є найбільш поширеною оцінкою, що часто використовується на практиці. Однак, вона має ряд недоліків. По-перше, розбіжність ітераційного процесу може бути пов'язана з обчислювальними проблемами обраного методу і не мати ніякого фізичного тлумачення. Тобто, така розбіжність не пов'язана з фізичною природою стійкості режиму за напругою. По-друге, для дійсно нестійких режимів така оцінка не є інформативною щодо визначення природи порушення стійкості та локалізації критичних елементів або зон в енергосистемі в аспекті порушення стійкості за напругою. По-третє, існують випадки, коли дотримання умов існування режиму та збіжність процесу не гарантують стійку поведінку системи.

2.3.1 Метод $Q-U$ кривих

Метод дозволяє досліджувати виникаючі лавини напруги та нестабільність напруги на СШ. $Q-U$ криві будуються за результатами розрахунків серії дослідів УР. На рис. 2.1 показано $Q-U$ криві у вигляді зв'язку напруги (U) та реактивної потужності (Q) при різних фіксованих значеннях активної потужності (P).

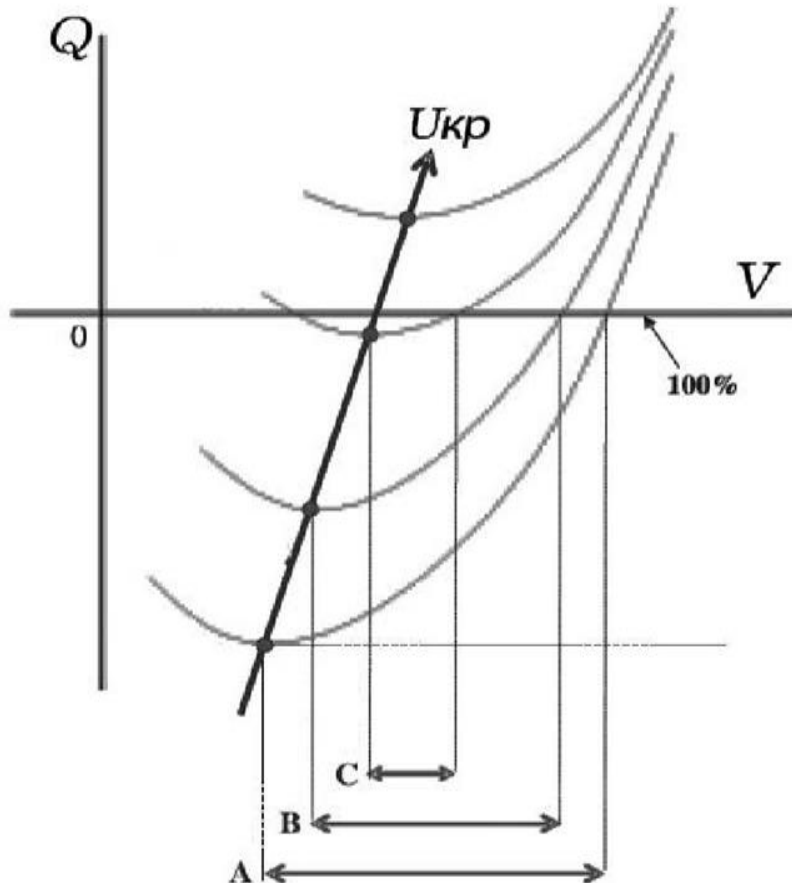


Рисунок 2. 1 – Графік $Q-U$ кривих

Точка мінімального екстремуму певної $Q-U$ кривої є критичною (в цій точці $\partial Q / \partial U = 0$). Праворуч від точки екстремуму на кривих знаходяться точки стійкості, а ліворуч - точки нестійкості відповідних режимів.

Штучно стійка робота в області, де $\partial Q / \partial U < 0$, може бути досягнута тільки за умови спеціального регулювання реактивної потужності та при наявності достатнього діапазону компенсації. Кожній кривій відповідає певне активне навантаження у вузлі. Точка перетину $Q-U$ кривої з віссю абсцис, що

знаходиться праворуч від мінімуму, відповідає «природному» рівню напруги на СШ, який не потребує ні генерації, ні споживання реактивної потужності. $Q-U$ крива, по суті, визначає «вимоги» СШ щодо генерування (споживання) реактивної потужності для підтримки заданого рівня напруги в ній при фіксації активного навантаження СШ.

Аналізуючи криві на рис. 2.1, можна зробити висновок, що із «підйомом» $Q-U$ кривої угору (тобто із збільшенням навантаження) не тільки збільшується критична напруга, а також зменшується робочий (стійкий) діапазон системи. Тобто критична напруга «підпирає» робочий діапазон з одного боку, а зсув всієї кривої - з іншого. Відповідні робочі діапазони (рис. 2.1) представлено як горизонтальні відрізки, що позначені літерами А, В, С. При аналізі $Q-U$ кривих важливим також є їхній нахил: чим менший кут нахилу $Q-U$ кривої до вісі абсцис, тим більш нестабільна напруга на даних СШ. Основною перевагою $Q-U$ аналізу є те, що він дає можливість визначити величину реактивної потужності, яка необхідна для забезпечення бажаного рівня напруги.

2.3.2 Метод $P-U$ кривих

За допомогою методу $P-U$ кривих можна оцінити пропускну спроможність деякого перетину енергосистеми щодо активної потужності, яка обмежується стійкістю за напругою. Для побудови $P-U$ кривих виконується серія розрахунків, починаючи з деякого стаціонарного режиму, із подальшим збільшенням перетоку через перетин за встановленою траєкторією обважнення режиму, контролюючи при цьому напруги на СШ. Безпечний та стабільний стан енергосистеми знаходиться вище критичної точки.

Перевагою даного підходу є те, що він дозволяє визначити «відстань» до точки лавини напруги у розмірності $MВт$. Кожна $P-U$ крива визначає, по суті, величину граничного перетоку та критичну напругу для заданої траєкторії обважнення режиму. Основною перевагою $P-U$ аналізу є те, що він дозволяє

оцінити граничні рівні активної потужності, яка може передаватися через перетин з урахуванням рівнів напруги на певних (критичних) СШ.

2.3.3 Метод $U-Q$ чутливості

Визначення стабільності напруги шляхом аналізу $Q-U$ та $P-U$ кривих для окремих СШ та перетинів, як правило, потребує виконання великої кількості розрахунків УР. Незважаючи на те, що такі процедури є традиційно автоматизованими [21], вони забирають багато часу і не завжди можуть дати оцінки, що дозволять тлумачити причини виникнення проблем зі стійкістю за напругою. Так, ці процедури фокусують увагу на окремих СШ, тобто характеристики стійкості встановлюються обтяженням кожної із шин окремо. Це інколи може спотворювати умови забезпечення стійкості енергосистеми. Крім того, для виконання $Q-U$ та $P-U$ аналізу СШ слід відбирати дуже ретельно, і може знадобитися велика кількість розрахунків відповідних кривих для отримання повної картини стійкості системи.

Зважаючи на зазначене, було запропоновано низку спеціальних методів [1, 23] для аналізу стійкості за напругою, одним із основних серед яких є метод $U-Q$ чутливості. Перевагами цього методу є те, що він безпосередньо дає інформацію щодо стійкості енергосистеми за напругою та оцінку міри стабільності напруги із загальносистемної точки зору і дозволяє визначити райони, які потенційно мають проблеми в зазначеному аспекті. Метод дозволяє ранжирувати СШ за критерієм «слабкості» за напругою, а також визначити вплив регулювання реактивної потужності на генераторних СШ на рівні напруги на всіх СШ електромережі.

Як зазначено в [33], усталеному режиму енергосистеми в лінеаризованій формі відповідає система рівнянь:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\delta} & J_{PU} \\ J_{Q\delta} & J_{QU} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta U \end{bmatrix},$$

де $\Delta P, \Delta Q, \Delta \delta, \Delta U$ – прирости активної та реактивної потужності, кута та амплітуди напруги на шинах;

$J_{P\delta}, J_{PU}, J_{Q\delta}, J_{QU}$, – елементи матриці Якобі, які вказують на чутливість між перетоками потужності $\Delta P, \Delta Q$ та зміною напруг на СШ.

Стабільність напруги в енергосистемі залежить від коливань активної та реактивної потужності P та Q . При цьому, якщо в кожному перетині енергосистеми забезпечити стабільність активної потужності ($\Delta P = 0$), то стабільність напруги оцінюють розглядом додаткових зв'язків між Q і U .

Таким чином, при $\Delta P = 0$, матимемо:

$$\Delta Q = J_R \cdot \Delta U, \text{ або } \Delta U = J_R^{-1} \cdot \Delta Q, \text{ де } J_R = [J_{QU} - J_{Q\delta} \cdot J_{P\delta}^{-1} \cdot J_{PU}].$$

Матриця J_R , є скороченою матрицею Якобіану, а її i -та діагональ – набором елементів U - Q чутливості на шині i . Недіагональні елементи матриці J_R визначають зміни напруги на i -ій шині у зв'язку зі зміною балансу реактивної потужності на різних СШ системи. При зменшенні стабільності напруги величина чутливості збільшується і стає нескінченною ($+\infty$) на межі стійкості енергосистеми. Чинним є і зворотне твердження: негативна U - Q чутливість свідчить про нестійку роботу системи. Значення U - Q чутливості на СШ взаємопов'язано з кутом нахилу відповідної U - Q кривої в певній робочій точці. Зокрема, чим більший кут нахилу U - Q кривої в певній точці, тим менша U - Q чутливість та більша стійкість системи в цій самій точці.

2.3.4 Метод малих коливань

Під час дослідження перехідних процесів електричні системи у загальному випадку описуються системами нелінійних диференціальних рівнянь. Для визначення статичної стійкості системи необхідно визначити характер зміни параметрів режиму під час перехідного процесу після малих збурень. Для цього використовується метод малих коливань (малих збурень). Згідно з цим методом, нелінійні функції, що входять до вихідної системи рівнянь, розкладаються в ряд Тейлора і залишаються лише перші члени цього

ряду. Тим самим з вихідної нелінійної системи отримуємо систему лінійних диференціальних рівнянь, яку можна розв'язати за допомогою так званого характеристичного рівняння:

$$a_0 p^n + a_1 p^{n-1} + a_2 p^{n-2} + a_3 p^{n-3} + \dots + a_{n-1} p + a_n. \quad (2.1)$$

Оскільки коефіцієнтами характеристичного рівняння (2.1) є дійсні числа, які визначають реальні параметри системи, то його корені можуть бути або дійсними (β_k), або комплексно-спареними ($\beta_k \pm j\gamma_k$). По цих коренях можна визначити характер змінення параметрів режиму у часі, а також статичну стійкість системи.

Таким чином, визначивши корені характеристичного рівняння, визначають характер зміни малих приростів параметрів режиму у часі. Якщо всі дійсні корені і всі дійсні частини комплексних коренів від'ємні, то перехідний процес буде затухаючим, а система – статично стійкою. Наявність хоча б одного додатного кореня (або додатної дійсної частини комплексного кореня) призводить до наростаючого перехідного процесу, що свідчить про нестійкість вихідного режиму. Тому для судження про стійкість системи потрібно знати знаки коренів характеристичного рівняння.

Визначення коренів при високому ступені характеристичного рівняння є складною задачею. Тому були розроблені методи (критерії), за допомогою яких визначають знаки коренів і, таким чином, судять про стійкість системи, не визначаючи самих коренів характеристичного рівняння.

При оцінюванні статичної стійкості за напругою застосовують такі методи: алгебраїчні (критерії Гурвіца і Раусса);

– частотні (методи Михайлова, Найквіста, D-розбиття).

Критерій Гурвіца.

Цей критерій встановлює співвідношення у формі нерівностей, дотримання яких є необхідною та достатньою умовою стійкості системи будь-якого порядку.

Система нерівностей Гурвіца будується наступним чином. Із коефіцієнтів характеристичного багаточлена n -го ступеня:

$$D(p) = a_0 \cdot p^n + a_1 \cdot p^{n-1} + a_2 \cdot p^{n-2} + \dots + a_{n-1} \cdot p + a_n \quad (2.2)$$

складається квадратна матриця Гурвіца (детермінант Гурвіца) n -го порядку:

$$\Delta_n = \begin{vmatrix} a_1 & a_3 & a_5 & \cdot & \cdot & 0 \\ a_0 & a_2 & a_4 & \cdot & \cdot & 0 \\ 0 & a_1 & a_3 & \cdot & \cdot & 0 \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & a_{n-1} & 0 \\ 0 & 0 & \cdot & \cdot & a_{n-2} & a_n \end{vmatrix}. \quad (2.3)$$

Правило складання головного детермінанта Гурвіца полягає в наступному. По головній діагоналі розташовані коефіцієнти багаточлена (2.2) в порядку їх нумерації, починаючи з a_1 до a_n . В строках розміщують по чергово коефіцієнти тільки з непарними або тільки з парними індексами (включаючи й коефіцієнт a_0), причому вліво від діагоналі записуються коефіцієнти в порядку зменшення їх індексів, вправо – коефіцієнти в порядку зростання індексів. Замість коефіцієнтів, індекс яких менший ніж нуль або більший за n , підставляємо нулі. Діагональні мінори (детермінанти Гурвіца) утворюються відкресленням їх зліва та зверху.

Для забезпечення аперіодичної стійкості системи (відсутності сповзання) всі коефіцієнти характеристичного рівняння (2.2) повинні бути додатними. Для забезпечення коливальної стійкості (відсутності саморозгойдування і самозбудження) необхідно, щоб всі n діагональних мінорів матриці (2.3) були додатними. Таким чином, критерій стійкості Гурвіца записується так:

$$a_i > 0, \quad i = 0, 1, \dots, n,$$

$$\Delta_1 = a_1 > 0; \quad \Delta_2 = \begin{vmatrix} a_1 & a_3 \\ a_0 & a_2 \end{vmatrix} > 0; \quad \Delta_3 = \begin{vmatrix} a_1 & a_3 & a_5 \\ a_0 & a_2 & a_4 \\ 0 & a_1 & a_3 \end{vmatrix} > 0;$$

$$\Delta_{n-1} = \begin{vmatrix} a_1 & a_3 & \cdot & \cdot & 0 \\ a_0 & a_2 & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & a_{n-2} & a_n \\ 0 & \cdot & \cdot & a_{n-3} & a_{n-1} \end{vmatrix} > 0 \quad ; \quad \Delta_n = \begin{vmatrix} a_1 & a_3 & a_5 & \cdot & \cdot & 0 \\ a_0 & a_2 & a_4 & \cdot & \cdot & 0 \\ 0 & a_1 & a_3 & \cdot & \cdot & 0 \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & a_{n-1} & 0 \\ 0 & 0 & \cdot & \cdot & a_{n-2} & a_n \end{vmatrix} > 0 .$$

Критерій Рауса.

Цей критерій є найбільш зручним для систем високого порядку з чисельно заданими параметрами і, таким чином, коефіцієнтами характеристичного рівняння.

Із коефіцієнтів характеристичного рівняння багаточлена (2.2) складається таблиця Рауса із кількістю строк $(n+1)$. Елементами першої строки являються всі коефіцієнти з парними індексами, а елементами другої строки – з непарними індексами. Елементи кожної наступної строки визначаються за формулою:

$$C_{ki} = \frac{C_{1,i-1}C_{k+1,i-2} - C_{1,i-2}C_{k+1,i-1}}{C_{1,i-1}} = C_{k+1,i-2} - \lambda_{i-2}C_{k+1,i-1},$$

де k – номер стовбця;

i – номер рядка, в якій знаходиться коефіцієнт;

$$\lambda_{i-2} = C_{1,i-2} / C_{1,i-1}, \quad i \geq 3.$$

Умова стійкості за критерієм Рауса формулюється так: для стійкості системи необхідно та достатньо, щоб всі коефіцієнти першого стовпця були додатними:

$$C_{11} = a_0 > 0, C_{12} = a_1 > 0, C_{13} > 0, C_{14} > 0, C_{15} > 0, \dots, C_{1,n+1} > 0.$$

Кількість змін знака в першому стовпці таблиці Рауса вказує на кількість коренів характеристичного рівняння $D(p)=0$, що розташовані в правій напівплощині (праворуч від вісі мнимих чисел комплексної площини). Таким чином, якщо необхідно лише визначити, буде система стійкою, чи ні, то складання таблиці Рауса зупиняється, як тільки елемент першого стовпця будь-

якої строки буде від'ємним. Коли потребується визначити кількість коренів в правій напівплощині, то таблиця Рауса складається повністю.

Критерій Михайлова.

Критерій Михайлова є частотним критерієм стійкості. В його основу покладений принцип аргументу, відомий із теорії функцій комплексного змінного. Критерій стійкості формулюється наступним чином: для відсутності коренів характеристичного рівняння з додатною дійсною частиною, тобто забезпечення стійкості системи, необхідно та достатньо, щоб при проходженні точкою p мнімої вісі комплексної площини в позитивному напрямі прирощення аргументу $D(p)$ дорівнювало $n\pi$.

Якщо у виразі (2.2) зробити підстановку $p = j\omega$, отримуємо так званий характеристичний вектор $D(j\omega)$. Якщо побудувати його в декартових координатах, то при змінненні ω від $-\infty$ до $+\infty$ кінець вектора описує криву, що називається годографом характеристичного рівняння. Звідки отримуємо більш зручний у використанні варіант критерію Михайлова: система буде стійкою тоді і тільки тоді, коли при зростанні ω від 0 до $+\infty$ годограф, починаючись на позитивній дійсній вісі, проходить послідовно у позитивному напрямку (проти напрямку руху годинникової стрілки) n квадрантів комплексної площини.

2.4 Визначення статичної стійкості ПС 110 кВ методом $Q-U$ кривих

З поданих вище методів аналізу стійкості вибираємо метод $Q-U$ кривих, так як статична стійкість визначається для однієї системи шин.

Зміну напруги визначаємо за формулою:

$$\partial U = \frac{P \cdot r + Q \cdot x}{10 \cdot U_{ном}^2}$$

де P і Q – активна і реактивна потужність у місці перетину електроенергетичної системи;

r і x – активний і реактивний опори лінії.

Результати розрахунків для максимального і післяаварійного режиму заносимо в таблицю 2.1.

Таблиця 2.1 – Розрахункові значення $Q-U$ залежності

Максимальний режим		Післяаварійний режим	
Напруга у вузлі $U, в.о.$	Зміна реактивної потужності $Q, МВ\cdot Ар$	Напруга у вузлі $U, в.о.$	Зміна реактивної потужності $Q, МВ\cdot Ар$
1,075	18	1,07	12
1,069	14	1,035	10
1,06	12	1,03	6
1,03	0	0,92	0
0,9	-30	0,9	-2
0,87	-19	0,85	7
0,83	-40	0,78	-12
0,75	-41	0,75	-13

За отриманими даними з табл. 2.1 будемо графік $Q-U$ залежності для даної підстанції в максимальному режимі, який зображений на рис. 2.2.

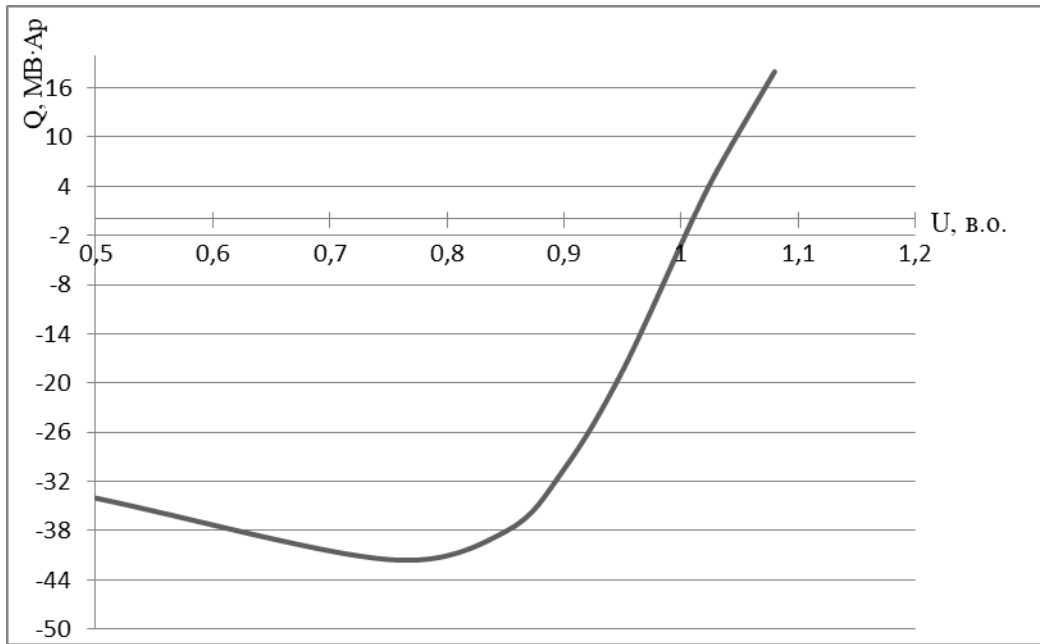


Рисунок 2.2 – Графік $Q-U$ залежності в режимі максимуму навантажень

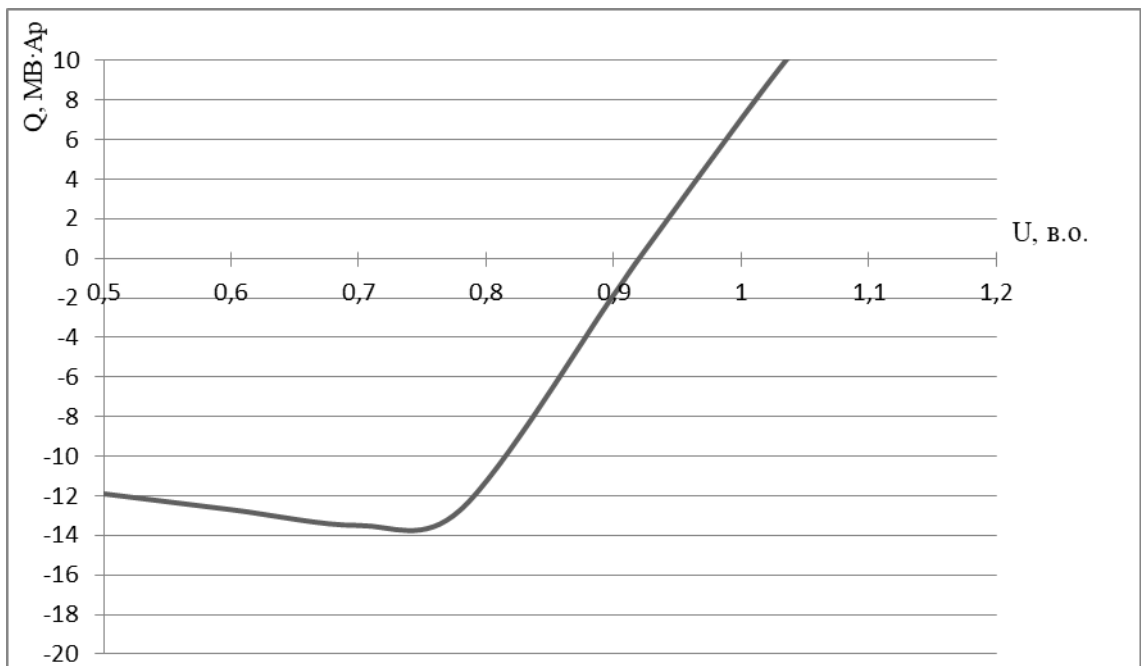


Рисунок 2.3 – Графік $Q-U$ залежності в післяаварійному режимі

Як видно з рис. 2.2 мінімум екстремуму кривої вказує на критичну напругу СШ, яка рівна $0,77 \cdot U_{ном}$. За формулою [33] визначаємо коефіцієнт запасу статичної стійкості по напрузі в максимальному режимі:

$$K_U = \frac{U_{ном} - U_{кр}}{U_{ном}} ; (2.4)$$

$$K_U = \frac{112,8 - 85,5}{112,8} = 0,25 > 0,15$$

де $U_{норм}$ - напруга у вузлі навантаження, який розглядається при нормальному режимі роботи енергосистеми;

$U_{кр}$ – критична напруга в цьому ж вузлі.

Значення коефіцієнта відповідає нормативним значенням коефіцієнтів запасу стійкості по напрузі [33]: $K_{U_{норм}} \geq 0,15$.

За формулою (2.4) визначаємо коефіцієнт запасу статичної стійкості по напрузі в післяаварійному режимі:

$$K_U = \frac{100,2 - 82,5}{100,2} = 0,15 > 0,10$$

Значення коефіцієнта в межах норми: $0,17 > 0,10$.

Також слід звернути увагу на кут нахилу кривої до вісі абсцис, порівнюючи два режими роботи даної ГПП 110 кВ.

З графіка при максимальних режимах бачимо, що кут нахилу є більшим, ніж в післяаварійному режимі, а тому робимо висновок, що енергосистема в режимі максимальних навантажень (див. рис. 2.2) є більш стійкою, ніж у післяаварійному. Діапазони зміни напруг від мінімального значення функції в точці екстремуму до перетину кривих з віссю абсцис вважаються робочими.

2.5 Висновки до розділу

При неконтрольованому зменшенні напруги відбувається втрата стійкості енергосистеми, яка полягає в її нездатності до підтримування в кожний момент часу балансу реактивної потужності на певній системі шин або в деякій окремій зоні системи після виникнення збурення.

Особливої гостроти проблема динамічної стійкості за напругою набуває внаслідок зростання частки відновлювальних джерел енергії в структурі генерації. Вітрогенератори не мають недостатніх можливостей для

підтримування напруги під час коротких замикань, швидкого скидання генерації внаслідок різкого збільшення швидкості вітру або при ін. аномаліях роботи в енергосистемі.

Проведений розрахунок статичної стійкості ПС 110 кВ методом $Q-U$ кривих для максимального і післяаварійного режиму. Побудовані відповідні графіки $Q-U$ залежностей. Мінімум екстремуму кривої вказує на критичну напругу даної системи шин, яка рівна $0,77 \cdot U_{ном}$. Коефіцієнт запасу статичної стійкості по напрузі в максимальному і післяаварійному режимах відповідає нормативу.

3 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Оптимальні режими навантажень району електропостачання.

Уточнені розрахунки

Уточнені розрахунки проводяться з метою кінцевої перевірки працездатності району електропостачання.

В розрахунках враховується втрати потужності в трансформаторах і зарядна потужність ліній електропередачі.

3.1.1 Схема заміщення для уточнених розрахунків

Розрахунок параметрів схеми заміщення ліній виконаний по питомим значенням опорів і зарядній потужності

$$\left. \begin{aligned} x_l &= x_0 \cdot l/n \\ r_l &= r_0 \cdot l/n \\ Q_c &= q_0 \cdot l/n \end{aligned} \right\}, \quad (3.1)$$

де r_l, x_l – опір лінії;

Q_c – зарядна потужність лінії.

n – кількість паралельних ліній.

Таблиця 3.1 – Параметри трансформаторів

Розрахунков а величина	О диниці вимірю вання	П озна- чення	Підстанції						
1	2	3							0
Номінальна напряга підстанції	к В	U <i>ном</i>	10	10	10	10	10	10	10

Номінальна напруга підстанції	к В	$U_{ном}$	10	10	10	10	10	10	10
Найбільше повне навантаження на стороні підстанції	М ВА	S_{ni}	0,0	2	6	0	6,4	9,8	,6
Номінальна потужність трансформатора	М ВА	$S_{тном}$,3	0	6	3		0	,3

Продовження таблиці 3.1

1									0
Тип трансформатора			МН	ДТН	МН	МН	РДН	РДН	МН
Кількість трансформаторів	т.								
Завантаження трансформаторів в нормальному режимі		$\frac{n}{z}$,79	,71	,56	,67	,75	,62	,60

Розрахунок параметрів схеми заміщення поданий в табл. 3.2.

Для зменшення кількості в схемі заміщення навантаження підстанції приводять до високої сторони трансформаторів. З цією метою у навантаженні кожної підстанції ($S_{розрi}$) враховують, поряд з навантаженням на низькій стороні (S_{ni}), втрати в трансформаторах (ΔS_{mi}) і генерацію реактивної потужності лініями, що підходять ($\Sigma Q_c/2$). Для і-ї підстанції:

$$S_{розрi} = S_{ni} + \Delta S_{mi} - j \frac{\Sigma Q_c}{2} . \quad (3.2)$$

Втрати в трансформаторах складають із втрат в сталі ($\Delta S_{cm} = \Delta P_{cm} + j\Delta Q_{cm}$) і втрат в міді ($\Delta S_m = \Delta P_m + j\Delta Q_m$).

$$\Delta S_m = \Delta S_{cm} + \Delta S_m . \quad (3.3)$$

Розрахунок втрат проведений з використанням паспортних і розрахункових даних трансформаторів по формулам [31]:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{CT} &= n \cdot \Delta P_x \\ \Delta Q_{CT} &= n \cdot \Delta Q_x \end{aligned} \right\} , \quad (3.4)$$

де $\Delta P_x, \Delta Q_x$ – втрати холостого ходу одного трансформатора;
 n – кількість трансформаторів на ПС.

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_m &= \frac{1}{n} \cdot \Delta P_k \cdot \frac{S_{ni}^2}{S_{ном}^2} \\ \Delta Q_m &= \frac{1}{n} \cdot \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{S_{ni}^2}{S_{ном}^2} \end{aligned} \right\} , \quad (3.5)$$

де ΔP_k – активні втрати короткого замикання;
 $U_k \%$ – напруга короткого замикання;
 $S_{ном}$ – номінальна потужність трансформаторів.

Результати розрахунків максимальних навантажень подано в таблиці 3.2.

3.2 Режим найбільших навантажень

Вихідні дані для розрахунку режиму найбільших навантажень подані в таблиці 3.3:

Таблиця 3.2 – Параметри схеми заміщення лінії

Параметри лінії	Одиниці вимірювання	Позначення	Лінії									
			-2	-9	-3	-4	-5	-9	-6	-7	-8	
1. Довжина лінії	км	l	6,2	9	7	4	4,4	8,4	,9	,7	3,7	
2. Кількість кіл, марка і переріз проводу	m^2	F	50	50	50	50	50	50	50	50	50	
3. Питомий активний опір	м/км	r	,21	,21	,21	,21	,21	,21	,21	,21	,21	
4. Питомий реактивний опір	м/км	x	,34	,34	,34	,34	,34	,34	,34	,34	,34	
5. Питомі зарядна потужність	В·Ар /км	q	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
6. Активний опір лінії	м	r	5,5	6,1	5,7	2,9	5	6	1,7	2,3	2,9	
7. Реактивний опір лінії	м	x	8,9	9,9	9,2	4,8	8,3	9,7	2,7	3,3	4,7	

13.Втрати активної потужності в обмотках “п” трансформаторах	Вт	М	P_m	0,055	0,049	0,028	0,039	0,045	0,065	0,033
14.Сумарні втрати активної потужності в “п” трансформаторах	Вт	М	P_m	0,078	0,077	0,051	0,062	0,083	0,103	0,056
15.Разрахункове активне навантаження підстанції	Вт	М	$P_{розр 1}$	8,978	11,877	6,451	7,562	13,283	18,103	7,056
16.Втрати реактивної потужності в магнітопроводах “п” трансформаторах	В·Ар	М	$Q_{ст}$	0,101	0,14	0,101	0,101	0,224	0,224	0,101
17.Втрати реактивної потужності в обмотках “п” трансформаторах	В·Ар	М	Q_m	0,833	0,86	0,42	0,588	0,883	1,286	0,481
18.Сумарні втрати реактивної потужності в “п” трансформаторах	В·Ар	М	Q_m	0,934	1,0	0,521	0,689	1,107	1,51	0,581
19.Реактивна потужність, що генерується лініями, віднесених до шин ВН	В·Ар	М	$\Sigma Q_{\ell 2}$	0,95	0,98	0,73	0,685	0,27	0,80	0,46

20.Розрахункове реактивне навантаження підстанції	М В·Ар	$Q_{розр 1}$	4,484	5,02	2,791	3,604	6,937	8,91	3,121
--	-----------	--------------	-------	------	-------	-------	-------	------	-------

Навантаження у вузлах мережі подано в таблиці 3.4

Таблиця 3.4 - Навантаження у вузлах мережі

Номер вузла			3	4	6	7	8
Потужність P , МВт	,2	7,9	0,6	2,9	,2	2,9	,8
Потужність Q , МВ·Ар	,1	,8	7,3	,8	,1	,8	,3

Мінімальна напруга зафіксована на ПС 3 при відключенні однієї ПЛ 5-4 $U_7 = 108,3$ кВ ($U_7^A = -6\%$). Найбільше завантаження ліній буде у випадку відключення однієї ПЛ 5-4 на ділянці 5-2 $P_{52}^A = 36,3$ МВт при допустимому значенні за нагрівом для провідників АС-120 $P_{дон}^{120} = 74$ МВт.

3.3 Режим найменших навантажень

При мінімумах добових і річних графіків доцільно відключати частину трансформаторів з метою зниження втрат потужності на холостий хід в тому випадку, якщо збільшення втрат потужності в обмотках трансформаторів при цьому менше, ніж зменшення в колі холостого ходу. Граничний критерій [31]:

$$S_{кр} = S_{тном} \cdot \sqrt{\frac{\Delta P_x \cdot n \cdot (n-1)}{\Delta P_k}}, \quad (3.6)$$

де n – кількість трансформаторів на підстанції до відключення.

Для трансформаторів промислового району :

ТМН-6300 - $S_{кр}=4,5$ МВ·А ;

ТДН-10000 - $S_{кр}=6,8$ МВ·А ;

ТДН-16000 - $S_{кр}=10,7$ МВ·А ;

Відключення трансформаторів при визначенні мінімальних навантажень підстанцій (табл. 3.5).

Таблиця 3.5 - Режим найменших навантажень

Розрахункова величина	Одиниці вимірювання	Позначення	Підстанції							
			С1	С2	С3	С4	С6	С7	С8	
1. Номінальна напруга підстанції	кВ	$U_{нм}$	15	15	15	15	15	15	15	15
2 Кількість і номінальна потужність трансформаторів	МВ·А	$n \cdot S_{т ном}$	2×6,3	2×10	2×16	2×13	2×8	2×10	2×6,3	2×6,3
Найменше активне навантаження	МВт	$P_{нм}$,56	1,7	6,5	4,0	,1	1,2	,8	,8
4 Найменше реактивне навантаження	МВ·Ар	$Q_{нм}$,8	,5	,2	,52	,44	,28	,2	,2

5.Втрати активної потужності в магнітопроводах	Вт	М	P_{cm}	Δ	0,023	0,028	0,023	0,023	0,038	0,038	0,023
6.Втрати активної потужності в обмотках	Вт	М	P_m	Δ	0,010	0,010	0,006	0,008	0,011	0,014	0,007
7.Сумарні втрати активної потужності в трансформаторах	Вт	М	P_m	Δ	0,033	0,038	0,029	0,031	0,049	0,052	0,030
8.Разрахункове навантаження підстанції	Вт	М	$P_{розр}^{нм}$		3,593	4,758	2,589	3,031	6,149	7,252	2,83
9.Втрати реактивної потужності в магнітопроводах	В·Ар	М	Q_{cm}	Δ	0,101	0,14	0,101	0,101	0,224	0,224	0,101
10.Втрати реактивної потужності в обмотках	В·Ар	М	Q_m	Δ	0,147	0,171	0,083	0,115	0,221	0,280	0,102
11.Сумарні втрати реактивної потужності в трансформаторах	В·Ар	М	Q_m	Δ	0,248	0,311	0,184	0,216	0,445	0,504	0,203

12. Реактивна потужність, що генерується лініями	М В·Ар	Σ $Q/2$,95	,98	,73	,685	,27	,80	,46
--	-----------	------------	-----	-----	-----	------	-----	-----	-----

Таблиця 3.6 - Доцільне включення трансформаторів в режимі найменшого літнього навантаження

Величина	Одиниця вимірювання	Позначення	Підстанції						
			1	2	3	4	5	6	7
1 Найменше навантаження	М В·А	$S_{нм}$	76	94	67	21	68	,84	98
2 Кількість і номінальна потужність встановлених трансформаторів	М В·А	$n \cdot S_{т ном}$	2×6,3	2×10	2×16	2×13	2×8	2×10	2×6,3
3 Критична потужність навантаження	М В·А	$S_{кр}$,5	,8	,5	,5	0,7	0,7	,5
4 Доцільна кількість встановлених трансформаторів	шт.	n							

3.4 Регулювання напруги підстанцією 110 кВ

Основне регулювання напруги в системі електропостачання виконується на понижуючих підстанціях 110/10 кВ, котрі є центрами живлення розподільчих мереж 10 кВ, трансформаторами з РПН. Регулювання здійснюється по зустрічному принципу спеціальною автоматикою в залежності від потужності (струму) навантаження на стороні НН підстанції. Закони регулювання формуються на основі розрахунків розподільчої мережі і замірі напруги в характерних точках. Для нормальної схеми, звичайно, використовують лінійну залежність відключення напруги на шинах НН від активної потужності в межах зміни напруги від $P_{нм}$ до $P_{нб}$. При відсутності розрахункових чи опитних даних о розподільчої мережі приймають відхилення напруги в режимі найбільших навантажень $V_{нб} = 5\%$, в режимі найменших навантажень $V_{нм} = 0$. На рис. 3.1 наведено закон регулювання для ПС 7 «Зборів». При експлуатації ПС 7 закон регулювання необхідно уточнити. Закон регулювання практично реалізується в тому випадку, якщо діапазон регулювання пристроїв РПН перебільшує найбільше відхилення напруги у вузлах 110 кВ.

Як показують розрахунки режимів максимальних навантажень, мінімальних навантажень і післяаварійних відключень відхилення напруги (на протязі всього року) на всіх підстанціях змінюється в межах від -6% до $6,5\%$. Діапазон регулювання напруги пристроями РПН $\pm 16\%$ достатньо.

На листі 3 «Схема поточкорозподілу району електропостачання» вказані режими найбільших та найменших навантажень, а також аварійний режим відключення ПЛ 9-1.

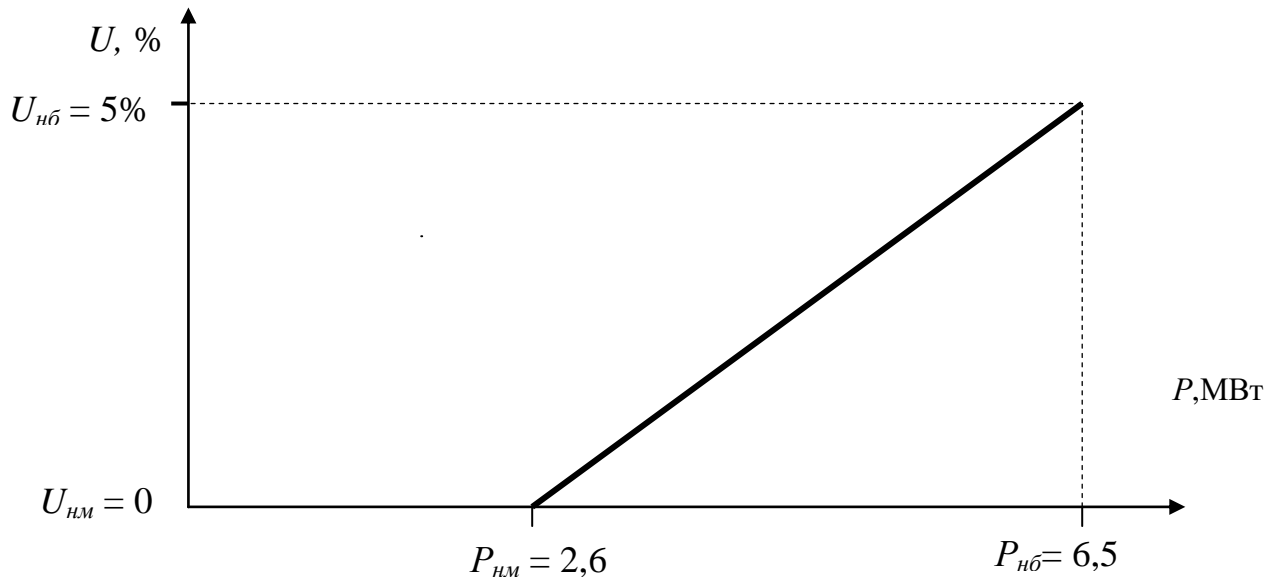


Рисунок 3.1 – Закон регулювання напруги.

3.5 Висновки до розділу

Проведені розрахунки найбільших і найменших режимів навантажень району електропостачання ПС 110/35/10 кВ. На основі цих даних визначались максимальні коливання напруги і потужності при різних режимах роботи підстанції. Дані результати враховувалися при визначенні статичної стійкості ПС «Микулинці».

Розрахунки режимів максимальних, мінімальних навантажень і післяаварійних відключень показують, що відхилення напруги на всіх підстанціях змінюється в межах від -6% до $+6,5\%$. Це відхилення перекривається діапазоном регулювання напруги пристроїв РПН ($\pm 16\%$).

4 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА

4.1 Розрахунок струмів короткого замикання

Експлуатація електричних станцій, підстанцій і електромереж доволі часто супроводжується виникненням коротких замикань (к. з.).

Струми к. з. завдяки пристроям релейного захисту тривають незначний час, але їх необхідно доволі ретельно розраховувати, враховуючи можливі серйозні пошкодження електрообладнання і провідників.

Як результат розрахунку струмів к. з. здійснюють вибір уставок релейного захисту з визначенням їх чутливості.

4.1.1 Початкові дані для розрахунку струмів короткого замикання

Схема для розрахунку приведена на рис.4.1.

Для розрахунку струмів к. з. на ПС 110/35/10 кВ «Микулинці» використовуємо струми к. з. на шинах підстанцій «Бучач» і «ЗБК».

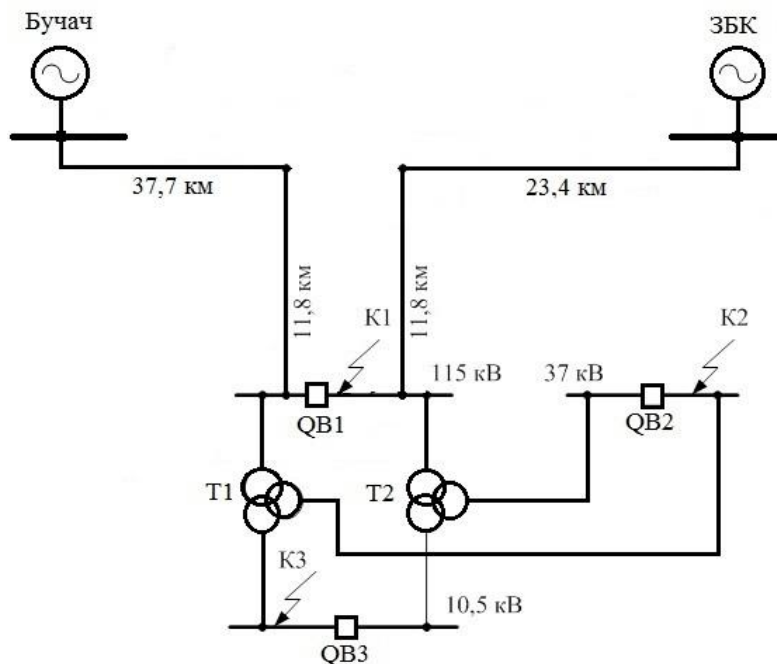


Рисунок 4.1 – Схема для розрахунку струмів к. з. в точках $K1$, $K2$, $K3$
Підстанція «Бучач» :

- нормальний режим: $U_{\text{cp}} = 115 \text{ кВ}$, $I_{\text{max}}^{(3)} = 9,4 \text{ кА}$;

Підстанція «ЗБК» :

- нормальний режим: $U_{\text{cp}} = 115 \text{ кВ}$, $I_{\text{max}}^{(3)} = 11,25 \text{ кА}$;

Потужності струмів к. з. енергосистем :

$$S_{\text{кз}}^B = \sqrt{3} \cdot U_{\text{max}} \cdot I_{\text{max}}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 9,4 = 1872,347 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{кз}}^{\text{ЗБК}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{max}} \cdot I_{\text{max}}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 11,25 = 2240,841 \text{ МВА}.$$

Схема заміщення еквівалентна показана на рис. 4.2. Згідно зі схемою будемо вважати, що підстанція «Бучач» – система С1, а підстанція «ЗБК» – С2.

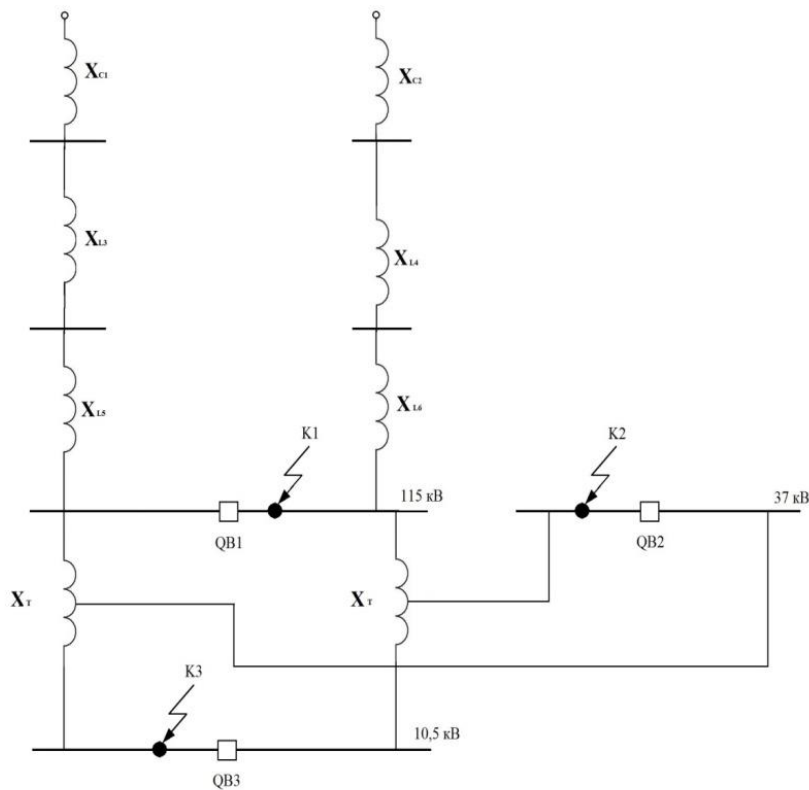


Рисунок 4.2 – Схема заміщення еквівалентна з точками $K1$, $K2$, $K3$

Для розрахунку використаємо відносні та іменовані одиниці.

Базова потужність $S_B = 400 \text{ МВА}$. Базові напруги 115, 37 та 10,5 кВ.

4.2 Розрахунок струмів короткого замикання в точці К-1

Розрахункову еквівалентну схему заміщення для трифазного та двофазного струмів к. з. в точці К-1 приведено на рис. 4.3.

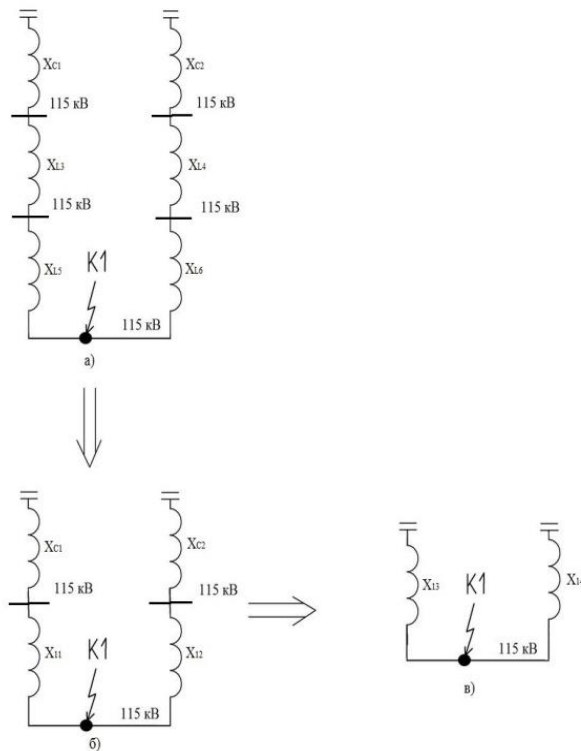


Рисунок 4.3 – Схема заміщення еквівалентна трифазного к. з. в точці К1:

а) – вихідна схема;

б) – перетворення схеми; в – кінцева схема

Розрахунок струмів к. з. в точці К-1 у відносних одиницях:

Опори систем визначаємо за формулою:

$$X_c = \frac{S_B}{S_{кз}}, \quad (4.1)$$

Згідно (4.1) отримуємо:

$$X_1 = \frac{400}{1872,347} = 0,214 \quad ; \quad X_2 = \frac{400}{2240,841} = 0,178$$

Опори ліній визначаємо за формулою:

$$X_{лен} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{cp}^2}, \quad (4.2)$$

Тоді отримуємо:

$$X_3 = 0,4 \cdot 37,7 \cdot \frac{400}{115^2} = 0,456 \quad ; \quad X_4 = 0,4 \cdot 23,4 \cdot \frac{400}{115^2} = 0,283 \quad ;$$

$$X_5 = X_6 = 0,4 \cdot 11,8 \cdot \frac{400}{115^2} = 0,143$$

Опори утворених гілок :

$$X_{12} = X_3 + X_5 = 0,456 + 0,143 = 0,599 \quad ;$$

$$X_{11} = X_4 + X_6 = 0,283 + 0,143 = 0,426 \quad ;$$

$$X_{13} = X_{11} + X_{C1} = 0,426 + 0,214 = 0,64;$$

$$X_{14} = X_{12} + X_{C2} = 0,599 + 0,178 = 0,777.$$

Результуючий опір:

$$X_{\text{рез}} = X_{13} \parallel X_{14} = \frac{0,64 \cdot 0,777}{0,64 + 0,777} = 0,351$$

Діюче значення період. складової струму трифазного к. з.:

$$I_{\sigma} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} \quad ; \quad (4.3)$$

$$I_K'' = \frac{I_B}{X_{\text{рез}}} \quad , \quad (4.4)$$

Тоді отримуємо:

$$I_{\sigma} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 115} = 2,008 \quad \text{кА}; \quad I_K'' = \frac{2,008}{0,351} = 5,721 \quad \text{кА}.$$

Ударний струм к. з. :

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_K'' \cdot k_{y\partial} \quad , \quad (4.5)$$

Тоді:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 5,721 \cdot 1,608 = 13,009 \quad \text{кА}.$$

Аперіод. складова струму к. з. у момент часу $t = \tau$:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_K'' \cdot e^{-\tau/T_a} \quad ; \quad (4.6)$$

$$\tau = t_{3\min} + t_{c.в.},$$

Тоді :

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot 5,721 \cdot e^{-0,04/0,02} = 1,21 \text{ кА.}$$

Період. складова струму к. з. у момент часу $t = \tau$:

$$I_{nr} = I_K'' = 5,721 \text{ кА.}$$

Початкове діюче зн. періодичн. складової струму двофазного к. з.:

$$I_K'' = \frac{\sqrt{3}I_B}{2X_{рез}}, \quad (4.7)$$

Тоді:

$$I_K'' = \frac{\sqrt{3} \cdot 2,008}{2 \cdot 0,351} = 4,954 \text{ кА.}$$

Ударний струм:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 4,954 \cdot 1,608 = 11,266 \text{ кА.}$$

Аперіодична складова струму к. з. у момент часу $t = \tau$:

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot 4,954 \cdot e^{-0,04/0,02} = 1,05 \text{ кА.}$$

Періодична складова струму к. з. у момент часу $t = \tau$:

$$I_{nr} = I_K'' = 4,954 \text{ кА.}$$

Розрахунок струмів к. з. в точці К-1 у іменованих одиницях:

$$X_c = \frac{U_0^2}{S_{кз}}, \quad (4.8)$$

Тоді:

$$X_1 = \frac{115^2}{1872,347} = 7,063; \quad X_2 = \frac{115^2}{2240,841} = 5,092.$$

$$X_{лен} = X_0 \cdot l, \quad (4.9)$$

$$X_3 = 0,4 \cdot 37,7 = 15,08 \text{ (ОМ)}; \quad X_4 = 0,4 \cdot 23,4 = 9,36 \text{ (ОМ)};$$

$$X_5 = X_6 = 0,4 \cdot 11,8 = 4,72 \text{ (Ом)};$$

$$X_{лб} = X_{л} \cdot \frac{U_{б}^2}{U_{cp}^2}, \quad (4.10)$$

$$X_{3б} = 0,4 \cdot 37,7 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 15,08 \text{ (Ом)}; \quad X_{4б} = 0,4 \cdot 23,4 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 9,36 \text{ (Ом)};$$

$$X_{5б} = X_{6б} = 0,4 \cdot 11,8 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 4,72 \text{ (Ом)};$$

Опори утворених гілок :

$$X_{11} = X_{3б} + X_{5б} = 15,08 + 4,72 = 19,8 \text{ (Ом)};$$

$$X_{12} = X_{4б} + X_{6б} = 9,36 + 4,72 = 14,08 \text{ (Ом)};$$

$$X_{13} = X_{11} + X_{C1} = 19,8 + 7,063 = 26,863 \text{ (Ом)};$$

$$X_{14} = X_{12} + X_{C2} = 14,08 + 5,902 = 19,982 \text{ (Ом)};$$

Результуючий опір.

$$X_{рез} = X_{13} \parallel X_{14} = \frac{26,863 \cdot 19,982}{26,863 + 19,982} = 11,6$$

Початкове діюче значення період. складової струму трифазного к. з.:

$$I_K'' = \frac{U_B}{\sqrt{3} X_{рез}}, \quad (4.11)$$

$$I_K'' = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 11,6} = 5,723 \text{ кА.}$$

Ударний струм к. з.:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_K'' \cdot k_{y\delta},$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 5,723 \cdot 1,608 = 13,014 \text{ кА.}$$

Аперіодичну складову струму к. з. у момент часу $t = \tau$:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_K'' \cdot e^{-\tau/T_a};$$

$$\tau = t_{з\min} + t_{c.e.},$$

Тоді :

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 5,723 \cdot e^{-0,04/0,02} = 1,21 \text{ кА.}$$

$$I_{n\tau} = I_K'' = 5,723 \text{ кА.}$$

Початкове діюче значення період. складової струму двофазного к. з.:

$$I_K'' = \frac{U_B}{2X_{рез}}, \quad (4.12)$$

Тоді:

$$I_K'' = \frac{115}{2 \cdot 11,6} = 4,957 \text{ кА.}$$

Ударний струм:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 4,957 \cdot 1,608 = 11,272 \text{ кА.}$$

Аперіодична складова струму к. з. у момент часу $t = \tau$:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 4,957 \cdot e^{-0,04/0,02} = 1,048 \text{ кА.}$$

Періодична складова струму к. з. у момент часу $t = \tau$:

$$I_{n\tau} = I_K'' = 4,957 \text{ кА.}$$

Струми знайдено вірно, оскільки I_K'' в іменованих і відносних одиницях співпали з невеликою похибкою.

4.3 Розрахунок струмів короткого замикання в точці К-2

Розрахунок проводимо аналогічно п.4.2.

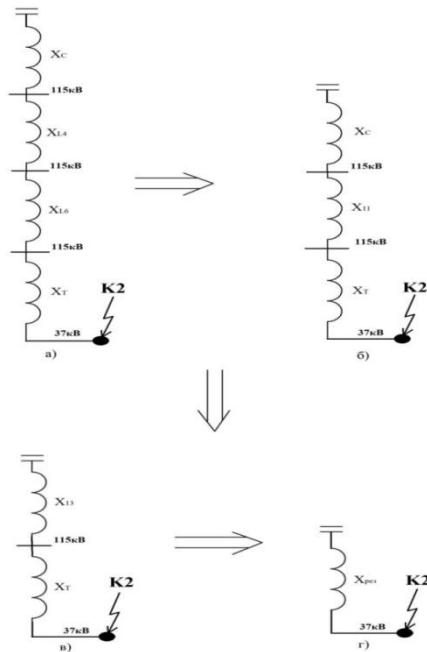


Рисунок 4.4 – Схема еквівалентна заміщення для розрахунку трифазного к. з. точки К-2 і шляхи її перетворення :

- а) – вихідна схема; б), в) – перетворення схеми;
 г) – кінцева схема

Розрахунок КЗ в точці К-2 у відносних одиницях:

Аналогічно визначимо потужності струмів к. з. енергосистем :

Підстанція «ЗБК» :

- нормальний режим: $U_{\text{cp}} = 115 \text{ кВ}$, $I_{\text{max}}^{(3)} = 7,2 \text{ кА}$;

$$S_{\text{кз}}^{3БК} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{max}} \cdot I_{\text{max}}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 37 \cdot 7,2 = 461,418 \text{ МВА};$$

$$X_1 = \frac{400}{461,418} = 0,916 \quad ; \quad X_4 = 0,4 \cdot 23,4 \cdot \frac{400}{115^2} = 0,283 \quad ;$$

$$X_6 = 0,4 \cdot 11,8 \cdot \frac{400}{115^2} = 0,143$$

$$X_{11} = X_4 + X_6 = 0,283 + 0,143 = 0,426 \quad ;$$

$$X_{13} = X_{11} + X_C = 0,426 + 0,916 = 1,342$$

$$X_m = \frac{X_m \%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{н.м}}, \tag{4.13}$$

$$X_{m \text{ BH}} \% = \frac{1}{2} \cdot (U_{\text{к.з. BH-HH}} \% + U_{\text{к.з. BH-CH}} \% - U_{\text{к.з. CH-HH}} \%) = \frac{1}{2} \cdot (17,3 + 10,6 - 8,06) = 9,92 \%;$$

$$X_{m \text{ CH}} \% = \frac{1}{2} \cdot (U_{\text{к.з. BH-CH}} \% + U_{\text{к.з. CH-HH}} \% - U_{\text{к.з. BH-HH}} \%) = \frac{1}{2} \cdot (10,6 + 8,06 - 17,3) = 0,68 \%;$$

$$X_{m \text{ HH}} \% = \frac{1}{2} \cdot (U_{\text{к.з. BH-HH}} \% + U_{\text{к.з. CH-HH}} \% - U_{\text{к.з. BH-CH}} \%) = \frac{1}{2} \cdot (17,3 + 8,06 - 10,6) = 7,38\%.$$

$$X_{TBH} = X_{11} = \frac{9,92}{100} \cdot \frac{400}{10} = 3,968; \quad X_{TCH} = \frac{0,68}{100} \cdot \frac{400}{10} = 0,272;$$

$$X_{THH} = X_{15} = \frac{7,38}{100} \cdot \frac{400}{10} = 2,952$$

$$X_{\text{pez}} = 1,342 + 0,272 = 1,614$$

$$I_{\sigma} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 37} = 6,242 \text{ кА}; \quad I_K'' = \frac{6,242}{1,614} = 3,867 \text{ кА}.$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 3,867 \cdot 1,608 = 8,794 \text{ кА}. \quad i_{ar} = \sqrt{2} \cdot 3,867 \cdot e^{-0,04/0,02} = 0,818 \text{ кА}.$$

$$I_{nr} = I_K'' = 3,867 \text{ кА}. \quad I_K'' = \frac{\sqrt{3} \cdot 6,242}{2 \cdot 1,614} = 3,349 \text{ кА}.$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 3,349 \cdot 1,608 = 7,616 \text{ кА}.$$

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot 3,349 \cdot e^{-0,04/0,02} = 0,708 \text{ кА}.$$

$$I_{nr} = I_K'' = 3,349 \text{ кА}.$$

Розрахунок КЗ в точці К-2 у іменованих одиницях:

$$X_1 = \frac{37^2}{461,418} = 2,97; \quad X_4 = 0,4 \cdot 23,4 = 9,36 \text{ (ОМ)}; \quad X_6 = 0,4 \cdot 11,8 = 4,72 \text{ (ОМ)};$$

$$X_{4\delta} = 0,4 \cdot 23,4 \cdot \frac{37^2}{115^2} = 0,969 \text{ (ОМ)}; \quad X_{6\delta} = 0,4 \cdot 11,8 \cdot \frac{37^2}{115^2} = 0,489 \text{ (ОМ)};$$

$$X_{11} = X_{4\delta} + X_{6\delta} = 0,969 + 0,489 = 1,458 \text{ (ОМ)};$$

$$X_{13} = X_{11} + X_{C1} = 1,458 + 2,97 = 4,428 \text{ (ОМ)};$$

$$X_{m \text{ чн}} \% = \frac{1}{2} \cdot (U_{\text{к.з. ВН-СН}} \% + U_{\text{к.з. СН-НН}} \% - U_{\text{к.з. ВН-НН}} \%) = \frac{1}{2} \cdot (10,6 + 8,06 - 17,3) = 0,68 \%;$$

$$X_{\text{TCH}} = \frac{0,68}{100} \cdot \frac{37^2}{10} = 0,93; \quad X_{\text{pez}} = X_{\text{TCH}} + X_{\text{I3}} = 4,428 + 0,93 = 5,358$$

$$I_K'' = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot 5,358} = 3,987 \text{ кА.} \quad i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 3,987 \cdot 1,608 = 9,067 \text{ кА.}$$

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot 3,987 \cdot e^{-0,04/0,02} = 0,843 \text{ кА.} \quad I_{nr} = I_K'' = 3,987 \text{ кА}$$

$$I_K'' = \frac{37}{2 \cdot 5,358} = 3,753 \text{ кА.} \quad i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 3,753 \cdot 1,608 = 8,535 \text{ кА.}$$

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot 3,753 \cdot e^{-0,04/0,02} = 0,786 \text{ кА.} \quad I_{nr} = I_K'' = 3,753 \text{ кА.}$$

4.4 Розрахунок струмів короткого замикання в точці К-3

Розрахунок проведемо аналогічно п. 4.2.

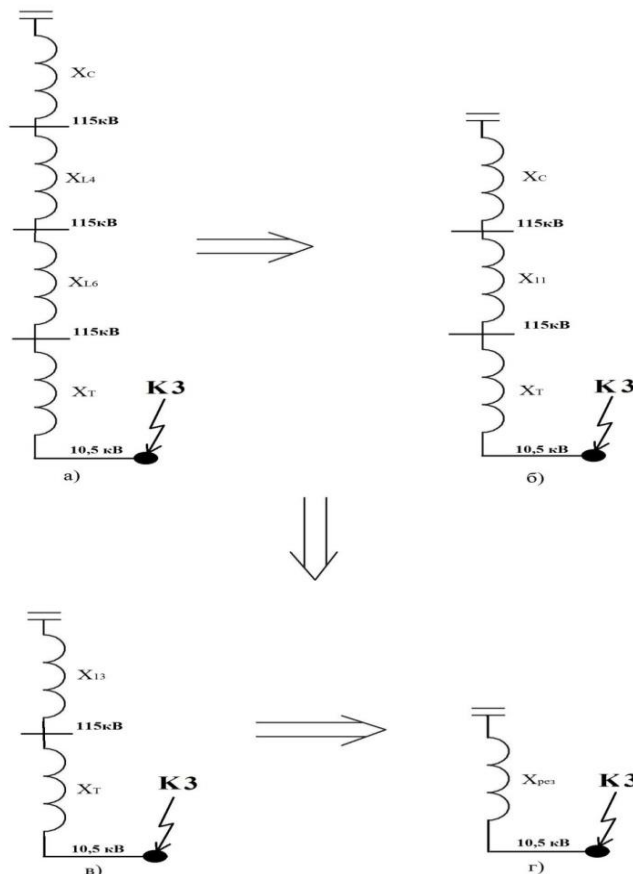


Рисунок 4.5 – Схема еквівалентна заміщення для розрахунку трифазного к. з. в точці К-3 і шляхи її перетворення:

а) – вихідна схема;

б) – перетворення схеми; в – кінцева схема

Розрахунок КЗ в точці К-3 у відносних одиницях:

Аналогічно визначимо потужності струмів к. з. енергосистем :

Підстанція «ЗБК» :

- нормальний режим: $U_{\text{cp}} = 115$ кВ, $I_{\text{max}}^{(3)} = 11,6$ кА;

$$S_{\text{кз}}^{\text{ЗБК}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{max}} \cdot I_{\text{max}}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 7,2 = 210,964 \text{ МВА};$$

$$X_1 = \frac{400}{210,964} = 1,896 \quad ; \quad X_4 = 0,4 \cdot 23,4 \cdot \frac{400}{115^2} = 0,283 \quad ;$$

$$X_6 = 0,4 \cdot 11,8 \cdot \frac{400}{115^2} = 0,143$$

$$X_{11} = X_4 + X_6 = 0,283 + 0,143 = 0,426 \quad ;$$

$$X_{13} = X_{11} + X_{\text{C1}} = 0,426 + 1,896 = 2,322$$

$$X_{\text{м вн}} \% = \frac{1}{2} \cdot (U_{\text{к.з вн-нн}} \% + U_{\text{к.з вн-чн}} \% - U_{\text{к.з чн-нн}} \%) = \frac{1}{2} \cdot (17,3 + 10,6 - 8,06) = 9,92 \quad \%;$$

$$X_{\text{м чн}} \% = \frac{1}{2} \cdot (U_{\text{к.з вн-чн}} \% + U_{\text{к.з чн-нн}} \% - U_{\text{к.з вн-нн}} \%) = \frac{1}{2} \cdot (10,6 + 8,06 - 17,3) = 0,68 \quad \%;$$

$$X_{\text{м нн}} \% = \frac{1}{2} \cdot (U_{\text{к.з вн-нн}} \% + U_{\text{к.з чн-нн}} \% - U_{\text{к.з вн-чн}} \%) = \frac{1}{2} \cdot (17,3 + 8,06 - 10,6) = 7,38 \quad \%.$$

$$X_{\text{ТВН}} = X_{11} = \frac{9,92}{100} \cdot \frac{400}{10} = 3,968 \quad ; \quad X_{\text{ТЧН}} = \frac{0,68}{100} \cdot \frac{400}{10} = 0,272 \quad ;$$

$$X_{\text{ТНН}} = X_{15} = \frac{7,38}{100} \cdot \frac{400}{10} = 2,952$$

$$X_{\text{рез}} = 2,322 + 2,952 = 5,274 \quad ;$$

$$I_{\sigma} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 21,994 \quad \text{кА}; \quad I_K'' = \frac{21,994}{5,274} = 4,17 \quad \text{кА}.$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 4,17 \cdot 1,608 = 9,483 \quad \text{кА}. \quad i_{ar} = \sqrt{2} \cdot 4,17 \cdot e^{-0,04/0,02} = 0,882 \quad \text{кА}.$$

$$I_{nr} = I_K'' = 4,17 \text{ кА.} \quad I_K'' = \frac{\sqrt{3} \cdot 21,994}{2 \cdot 5,274} = 3,612 \text{ кА.}$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 3,612 \cdot 1,608 = 8,214 \text{ кА.} \quad i_{ar} = \sqrt{2} \cdot 3,612 \cdot e^{-0,04/0,02} = 0,764 \text{ кА.}$$

$$I_{nr} = I_K'' = 3,612 \text{ кА.}$$

Розрахунок КЗ в точці К-3 у іменованих одиницях:

$$X_1 = \frac{10,5^2}{210,964} = 0,523; \quad X_4 = 0,4 \cdot 23,4 = 9,36 \text{ (ОМ);}$$

$$X_6 = 0,4 \cdot 11,8 = 4,72 \text{ (ОМ);}$$

$$X_{4\delta} = 0,4 \cdot 23,4 \cdot \frac{10,5^2}{115^2} = 0,078 \text{ (ОМ);} \quad X_{6\delta} = 0,4 \cdot 11,8 \cdot \frac{10,5^2}{115^2} = 0,039 \text{ (ОМ);}$$

$$X_{11} = X_{4\delta} + X_{6\delta} = 0,078 + 0,039 = 0,117 \text{ (ОМ);}$$

$$X_{13} = X_{11} + X_{C1} = 0,117 + 0,523 = 0,64 \text{ (ОМ);}$$

$$X_{m \text{ HH}} \% = \frac{1}{2} \cdot (U_{\text{к.з. ВН-НН}} \% + U_{\text{к.з. СН-НН}} \% - U_{\text{к.з. ВН-СН}} \%) = \frac{1}{2} \cdot (17,3 + 8,06 - 10,6) = 7,38\%.$$

$$X_{TCH} = \frac{7,38}{100} \cdot \frac{10,5^2}{10} = 0,814;$$

$$X_{\text{pez}} = X_{TCH} + X_{13} = 0,814 + 0,64 = 1,454$$

$$I_K'' = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,454} = 4,169 \text{ кА.} \quad i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 4,169 \cdot 1,608 = 9,481 \text{ кА.}$$

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot 4,169 \cdot e^{-0,04/0,02} = 0,882 \text{ кА.}$$

$$I_{nr} = I_K'' = 4,169 \text{ кА.}$$

$$I_K'' = \frac{10,5}{2 \cdot 1,454} = 3,611 \text{ кА.}$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 3,611 \cdot 1,608 = 8,212 \text{ кА.} \quad i_{ar} = \sqrt{2} \cdot 3,611 \cdot e^{-0,04/0,02} = 0,764 \text{ кА.}$$

$$I_{nr} = I_K'' = 3,611 \text{ кА.}$$

Струми знайдено вірно, оскільки I''_K в іменованих і відносних одиницях співпали з невеликою похибкою.

4.5 Висновки до розділу

Проведено розрахунок струмів дво- і трифазних коротких замикань на шинах 110, 35 і 10 кВ підстанції.

Розрахункові дані враховувалися при виборі комутаційного обладнання підстанції.

5 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

5.1 Вибір вимикачів

Вимикачі – це комутаційні апарати, призначені для приєднання і від'єднання електричних кіл.

Вимикачі високої напруги повинні задовольняти таким вимогам:

- надійно від'єднувати електричні кола з будь-якими струмами;
- бути швидкодіючими;
- бути придатними до автоматичного повторного приєднання електричного кола відразу ж після від'єднання.

При виборі вимикачів дотримуються умов:

$$U_{н.вим} \geq U_{уст};$$
$$I_{н.вим} \geq I_{норм}; \quad (5.1)$$

$$I_{н.вим} \geq I_{max},$$

де $U_{н.вим}$ – ном. напруга вимикача, кВ;

$I_{н.вим}$ – ном. струм вимикача, А;

$I_{норм}$ – найбільш. струм норм. режиму, А;

I_{max} – найбільш. струм ремонтного або післяаварійного режиму, А.

$$I_{відкл.ном} \geq I''_к, \quad (5.2)$$

де $I_{відкл.ном}$ – ном. струм від'єднання вимикача, кА;

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{норм}}{100} \cdot I_{відкл.ном} \geq i_{ат}; \quad (5.3)$$

$$\tau = t_{з\ min} + t_{в.в},$$

де $i_{а.ном}$ – ном. доп. значення аперіодичн. складової струму, що від'єднується на час τ , кА;

$\beta_{норм}$ – нормоване знач. вмісту аперіодичн. складової в струмі, що від'єднується, %.

$$i_{вкл} \geq i_{уд}; I_{вкл} \geq I_{к}'' \quad (5.4)$$

де $i_{вкл}$ – найбільш. пік струму приєднання, кА;

$I_{вкл}$ – ном. струм приєднання, кА;

$$i_{гр.наск.} \geq i_{уд}; I_{гр.наск.} \geq I_{к}'' \quad (5.5)$$

де $i_{гр.наск.}$ – найбільш. пік (струм електродинам. стійк.) граничн. наскрізного струму, кА;

$I_{гр.наск.}$ – діюче знач. періодичн. складової граничн. наскрізного струму к. з., кА;

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к};$$

$$B_{к} = I_{к}''^2 \cdot (t_{відкл.} + T_a); \quad (5.6)$$

$$t_{відкл.} = t_{р.з} + t_{відкл.},$$

де $I_{тер}$ – струм термічн. стійк., кА;

$t_{тер}$ – трив. протікання струму термічн. стійк., с;

$B_{к}$ – тепл. імпульс струму к. з. за розрах., кА²с;

$t_{відкл.}$ – розрах. тривалість к. з., с;

$t_{р.з}$ – тривалість дії осн. релейного захисту в колі, с;

$t_{відкл.в}$ – повн. час від'єднання вимикача, с.

5.1.1 Вибір вимикачів на РП 110 кВ

В проектній частині передбачено, що на РП 110 кВ будуть встановлені елегазові вимикачі марки GL-312F1 виробництва «Areva» Німеччина (див. рис. 5.1).



Рисунок 5.1 – Зовнішній вигляд вимикача GL-312 F1

Необхідно перевірити відповідність вимикача умовам вибору і перевірки. Результати перевірки зведемо в табл. 5.1.

Таблиця 5.1 – Порівняння довідкових характеристик вимикачів GL-312F1 з даними розрахунку

Вибір і перевірка	Розраховані величини	Довідкові характеристики вимикачів
1	2	3
$U_{н.вим} \geq U_{уст}$	112 кВ	110 кВ
$I_{н.вим} \geq I_{норм}$	356 А	3150 А
$I_{н.вим} \geq I_{max}$	602 А	3150 А
$I_{відкл.ном} \geq I_{к}''$	5,70 кА	До 40 кА
$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{норм}}{100} \cdot I_{відкл.ном} \geq i_{ат}$ $\tau = t_{зmin} + t_{в.в}$	1,23 кА	До 40 кА
$i_{вим} \geq i_{уд}$ $I_{вим} \geq I_{к}''$	13,010 кА 5,711 кА	До 104 кА До 40 кА
$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$ $I_{пр.скв} \geq I_{к}''$	13,010 кА 5,711 кА	До 104 кА До 40 кА

$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	1 900 кА ² с	4800 кА ² с
$B_k = I_k^2 \cdot (t_{відкл} + T_a)$		

Вибраний вимикач GL-312F1 відповідає даним розрахунку.

5.1.2 Вибір вимикачів на РП 35 кВ

На РП 35 кВ можна встановити надійний вакуумний вимикач типу ВР35НСМ-35-20/1600У1 (див. рис. 5.2)



Рисунок 3.2 – Вимикач ВР35НСМ-35-20/1600У1

Після перевірки відповідності вимикача умовам вибору результати зводимо в табл. 5.2.

Таблиця 5.2 – Порівняння довідкових характеристик вимикачів GL-312F1 з даними розрахунку

Вибір і перевірка	Розраховані величини	Довідкові хар-ки вимикачів
1	2	3
$U_{н.вим} \geq U_{уст}$	35,4 кВ	35 кВ
$I_{н.вим} \geq I_{норм}$	165,68 А	1600 А
$I_{н.вим} \geq I_{max}$	232,04 А	1600 А
$I_{відкл.ном} \geq I_{пт}$	3,861 кА	20 кА
$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{норм}}{100} \cdot I_{відкл.ном} \geq i_{ат}$	0,816 кА	20 кА

$\tau = t_{3\min} + t_{в.в}$		
$i_{вим} \geq i_{уд}$	8,792 кА	52 кА
$I_{вим} \geq I''_к$	3,861 кА	20 кА
$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$	8,792 кА	52 кА
$I_{пр.скв} \geq I''_к$	3,869 кА	20 кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_к$	1 869 кА ² с	2200 кА ² с
$B_к = I''_к{}^2 \cdot (t_{відкл} + T_a)$		

Вибраний вимикач типу ВР35НСМ-35-20/1600У1 відповідає даним розрахунку.

5.2 Вибір роз'єднувачів

Роз'єднувач – це контактний апарат, призначений для від'єднання і приєднання кіл електричного струму, а також заземлення від'єднаних ділянок за допомогою стаціонарних заземлювачів.

Для вибору роз'єднувачів дотримуються умов:

$$U_{н.роз} \geq U_{уст};$$

$$I_{н.роз} \geq I_{норм}; \tag{5.7}$$

$$I_{н.роз} \geq I_{max};$$

$$i_{гр.наск.} \geq i_{уд}; I_{гр.наск.} \geq I_{н0}; \tag{5.8}$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_к. \tag{5.9}$$

5.2.1 Вибір роз'єднувачів на РП 110 кВ

На стороні ВН будемо встановлювати два типи роз'єднувачів: типу РДЗ1-110-ІІ/2000УХЛ1 (з одним комплектом заземлюючих ножів) і типу РДЗ2-110-ІІ/2000УХЛ1 (з двома комплектами заземлюючих ножів) виробництва ВАТ УЗ «Електроапарат».

Перевіряємо відповідність роз'єднувача умовам вибору. Результати перевірки зводимо в табл. 5.3.

Таблиця 5.3 – Порівняння довідкових характеристик роз'єднувачів РДЗ1-110 - ІІ/2000УХЛ1 і РДЗ2-110 - ІІ/2000УХЛ1 з даними розрахунку

Вибір і перевірка	Розраховані величини	Довідкові характеристики вимикачів
1	2	3

Продовження таблиці 5.3

1	2	3
$U_{н.роз} \geq U_{уст}$	112 кВ	110 кВ
$I_{н.роз} \geq I_{норм}$	354 А	2000 А
$I_{н.роз} \geq I_{max}$	608 А	2000 А
$i_{гр.наск.} \geq i_{уд}$	13,010 кА	80 кА
$I_{гр.наск.} \geq I''_к$	5,741 кА	40 кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_к$ $B_к = I''_к{}^2 \cdot (t_{відкл.} + T_a)$	1,90 кА ² с	1875 кА ² с

Вибрані роз'єднувачі РДЗ1-110 - ІІ/2000УХЛ1 і РДЗ2-110 - ІІ/2000УХЛ1 відповідають даним розрахунку.

5.2.2 Вибір роз'єднувачів на РП 35 кВ

На стороні СН також встановлюються два типи роз'єднувачів: типу РДЗ1-35 - П/1000УХЛ1 (з одним комплектом заземлюючих ножів) і типу РДЗ2-35 - П/1000УХЛ1 (з двома комплектами заземлюючих ножів).

Перевіряємо відповідність роз'єднувачів умовам вибору. Результати перевірки зводимо в табл. 5.4.

Таблиця 3.4 – Порівняння довідкових характеристик роз'єднувачів РДЗ1-35 - П/1000УХЛ1 і РДЗ2-35 - П/1000УХЛ1 з даними розрахунку

Вибір і перевірка	Розраховані величини	Довідкові характеристики вимикачів
$U_{н.роз} \geq U_{уст}$	36 кВ	35 кВ
$I_{н.роз} \geq I_{норм}$	165,98 А	1000 А
$I_{н.роз} \geq I_{max}$	232,068 А	1000 А
$i_{гр.наск.} \geq i_{уд}$	8,792 кА	63 кА
$I_{гр.наск.} \geq I_{n0}$	3,865 кА	25 кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к}$ $B_{к} = I_{n0}^2 \cdot (t_{відкл} + T_a)$	1,862 кА ² с	1875 кА ² с

Вибрані роз'єднувачі РДЗ1-35-П/1000УХЛ1 і РДЗ2-35-П/1000УХЛ1 відповідають даним розрахунку.

5.3 Вибір вимірювальних трансформаторів струму і трансформаторів напруги

Трансформатор струму призначений для зменшення струму первинного кола до значення, найбільш зручного для приладів і реле, а також для відділення кіл виміру і захисту від кіл високої напруги.

Вибір вимірювальних трансформаторів струму здійснюють так:

$$U_{н.мс} \geq U_{уст}, \quad (5.10)$$

де $U_{н.мс}$ – ном. напруга тр-ра струму, кВ;

$$I_{1н.мс} \geq I_{норм}; \quad (5.11)$$

$$I_{1н.мс} \geq I_{max}, \quad (5.12)$$

де $I_{1н.мс}$ – ном. первин. струм тр-ра струму, А.

$$k_{ед} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1н.мс} \geq i_{уд}; \quad i_{дин} \geq i_{уд}, \quad (5.13)$$

де $k_{ед}$ – кратн. електродинам. стійк. по каталогу;

$$(k_m \cdot I_{1н.мс})^2 \cdot t_{тер} \geq B_k; \quad I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k; \quad (5.14)$$

де k_m – кратн. термічної стійк.;

$$Z_2 \leq Z_{2н}, \quad (5.15)$$

де Z_2 – вторинне навантаж. тр-ра струму, Ом;

$Z_{2н}$ – ном. доп. навантаж. тр-ра струму у вибраному класі точності, Ом.

Вторинне навантаження :

$$r_2 = r_{прил} + r_{пр} + r_k.$$

Опір приладів:

$$r_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_2^2},$$

де $S_{прил}$ – потужн. спожив. приладами, В·А;

I_2^2 – втор. ном. струм приладу, А.

Умова роботи тр-ра струму у вибраному класі точн.:

$$r_{прил} + r_{пр} + r_k \leq Z_{2н},$$

звідки

$$r_{пр} = Z_{2н} - r_{прил} - r_k.$$

Січення сполучних проводів

$$q = \frac{\rho \cdot l_{роз}}{r_{пр}},$$

Вибір трансформатори напруги здійснюють так:

$$U_{н.тн} \geq U_{уст}, \quad (5.16)$$

де $U_{н.тн}$ – ном. напруга тр-ра, кВ;

$$S_{н.тн} \geq S_{2\Sigma}, \quad (5.17)$$

де $S_{н.тн}$ – ном. потужність у вибраному класі точн., В·А;

$S_{2\Sigma}$ – навантаж. усіх вимірювальн. приєдн. приладів і реле, В·А.

Потужність навантаження приладів:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{прил} \cdot \cos \varphi_{прил}\right)^2 + \left(\sum S_{прил} \cdot \sin \varphi_{прил}\right)^2} = \sqrt{P_{прил}^2 + Q_{прил}^2}$$

5.3.1 Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги на РП 110 кВ

Згідно вимог ПУЕ на стороні ВН встановлюють трансформатори струму типу марки TG–145-600/5. Внутрішня ізоляція вимірювальних трансформаторів TG–145 – суміш азоту (60%) і елегазу (40%) для виконання «ХЛ» або елегаз 100% для виконання «У».

Перевіряємо відповідність трансформатора струму умовам вибору. Результати перевірки зводимо в табл. 5.6. Тут табл. 5.5 – прилади, що підключаються до трансформатора струму.

Таблиця 5.5 – Вторинне навантаження трансформатора струму

Найменування	Тип	Навантаження, В·А, фази		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Разом:		0,5	0,5	0,5

Таблиця 5.6 – Порівняння довідкових характеристик трансформатора струму TG–145-600/5 з даними розрахунку

Вибір і перевірка	Розраховані	Довідкові хар-
-------------------	-------------	----------------

	величини	ки тр-ра
$U_{н.мс} \geq U_{уст}$	112кВ	110кВ
$I_{1н.мс} \geq I_{норм}$	354 А	600 А
$I_{1н.мс} \geq I_{max}$	607 А	600 А
$k_{ед} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1н.мс} \geq i_{уд}$ $i_{дин} \geq i_{уд}$	13,010 кА	67,882 кА 80 кА
$(k_m \cdot I_{1н.мс})^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$ $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	1,90 кА ² ·с	357,21 кА ² ·с 992,25 кА ² ·с
$Z_2 \leq Z_{2н}$	0,456 Ом	1,2 Ом

Приймаємо стандартний переріз 4 мм².

Приймаємо контрольний кабель АКРВГ з жилами перерізом 4 мм² :

$$r_{np} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4,0} = 0,425 \text{ Ом};$$

$$r_2 = 0,001 + 0,425 + 0,05 = 0,476 \text{ Ом}.$$

Таким чином, трансформатор струму TG-145 з коефіцієнтом трансформації 600/5 і класом точності 0,5/10P/10P/10P відповідає даним розрахунку.

5.3.2 Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги на РП 35 кВ

Трансформатори струму ТОЛ-35 - III - 1000/5 є складовими частинами вимикачів ВР35НСМ-35-20/1600У1 як вбудовані.

Перевіряємо трансформатори струму на відповідність умовам вибору. Результати перевірки зводимо в табл. 5.8. У табл. 5.7 - перелік приладів, що підключаються до трансформатора струму (аналогічно табл. 5.5).

Таблиця 5.8 – Порівняння довідкових характеристик трансформатора струму ТБ-35 - II - 1000/5 з даними розрахунку

Вибір і перевірка	Розраховані величини	Довідкові характеристики тр-ра
$U_{н.мс} \geq U_{уст}$	36 кВ	35 кВ
$I_{1н.мс} \geq I_{норм}$	165,58 А	1000 А
$I_{1н.мс} \geq I_{max}$	232,108 А	1000 А
$k_{ед} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1н.мс} \geq i_{уд}$ $i_{дин} \geq i_{уд}$	8,796 кА	125кА 49кА
$(k_m \cdot I_{1н.мс})^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$ $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	1,863 кА ² ·с	1875кА ² ·с 1875кА ² ·с
$Z_2 \leq Z_{2н}$	0,582 Ом	1,2 Ом

Приймаємо контрольний кабель АКРВГ з жилами перерізом 4 мм².

Таким чином, трансформатор струму ТБ-35 - II - 1000/5 з коефіцієнтом трансформації 600/5 і класом точності 0,5/10P/10P проходить за усіма параметрами.

Складемо табл. 5.9, в якій покажемо вторинні навантаження трансформатора напруги.

Таблиця 5.9 – Вторинні навантаження трансформатора напруги

Найменування кола	Прилад	Тип	Спо	К-	К-	В·А
			живана потужність катушки, В·А			
		п	1			

S_{ро}

1	2	3	4	5	6	
---	---	---	---	---	---	--

Продовження таблиці 5.9

1	2	3	4	5	6	
Шини збірні	Вольтме тр	Э- 350	2	1	1	
	Реєстр. вольтметр	Н- 394	10	1	1	0
Лінія 35 кВ	Ліч-к активної енергії	Ц Э6805В	1	2	1	
	Ліч-к реактивної енергії	Ц Э6811	1	2	1	
Кола тр-ра	Ватметр	Д- 350	2	2	1	
	Ліч-к активної енергії	Ц Э6805В	1	2	1	
	Ліч-к реактивної енергії	Ц Э6811	1	2	1	
Разом:						4

Перевіряємо трансформатор напруги з умовами (5.16) і (5.17). Результати перевірки зведемо в табл. 5.10.

Таблиця 5.10 – Порівняння довідкових характеристик трансформатора напруги ЗНОМ-35-65 У1 з даними розрахунку

Вибір і перевірка	Розраховані величини	Довідкові характеристики тр-ра
$U_{н.тнн} \geq U_{уст}$	36 кВ	35 кВ
Y-0/Y-0/ Δ	Y-0/Y-0/ Δ	Y-0/Y-0/ Δ
$S_{н.тнн} \geq S_{2\Sigma}$	26В·А	150В·А

Трансформатор напруги типу ЗНОМ-35-65 У1 підходить за всіма умовами.

5.4 Вибір струмоведучих частин

5.4.1 Вибір струмоведучих частин на РП 110 кВ

Згідно вимог ПУЕ в РП 35 кВ і вище застосовуються гнучкі шини з проводів типу АС.

Переріз гнучких шин вибираємо з допустимого струму:

$$I_{доп} \geq I_{макс},$$

Приймаємо сталевалюмінієві проводи марки АС-185/24, Фази розташовані горизонтально з відстанню між фазами $D = 250$ см.

Перевірка за умовами корони :

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (5.19)$$

Початкова напруженість електричного поля, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (5.20)$$

Напруженість ел. поля біля поверхні нерозщепленого проводу:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (5.21)$$

Згідно (5.21) і (5.20) для E і E_0 виконуємо перевірку по (5.19):

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,77}} \right) = 33,312 \quad \text{кВ/см};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,77 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 250}{0,77}} = 19,361 \quad \text{кВ/см};$$

$$19,361 \text{ кВ/см} \leq 33,312 \text{ кВ/см}.$$

Таким чином, для проводу АС-185/24 корона відсутня.

5.4.2 Вибір струмоведучих частин на РП 35 кВ

Від трансформатора до відкритого РП вибираємо гнучкий струмопровід. Приймаємо сталелюмінієві проводи марки АС-150/19. Згідно (5.21) і (5.20) визначаємо E і E_0 і робимо перевірку по (5.19) :

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,84}} \right) = 32,952 \quad \text{кВ/см};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 35}{0,84 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 150}{0,84}} = 6,271 \quad \text{кВ/см};$$

$$6,271 \text{ кВ/см} \leq 32,952 \text{ кВ/см}.$$

Таким чином провід АС-150/19 за умовами корони проходить.

5.5 Вибір конструкції РП

Згідно [28], при напрузі 10 кВ на підстанції споруджуються ЗРП.

У цій роботі РП 110 кВ і РП 35 кВ виконані відкритими; РП 10 кВ - закритим.

По території ВРП передбачають проїзди. Гнучкі шини кріпляться підвісними ізоляторами на порталах.

5.6 Вибір трансформатора власних потреб

Трансформатори власних потреб встановлюють по кількості силових трансформаторів (або кількості секцій шин РП-10 кВ). Вибираємо 2 трансформатори власних потреб, а отже і 2 комірки для тр-ра власних потреб (див. рис. 5.3).

Комірки КМ-1LE комплектуються трансформаторами власних потреб марки ТС, тому вибираємо трансформатор вітчизняного виробництва. Вибираємо трансформатори Т-1, Т-2 марки ТС-40 (див. рис. 5.4)

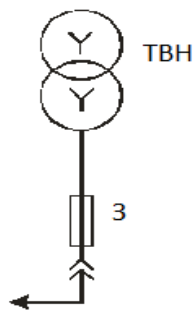


Рисунок 5.3 - Схема комірки трансформатора власних потреб

Трансформатори трифазні сухі спеціального призначення з природним повітряним охолодженням типу ТС-250/10 призначені для живлення власних потреб шаф КРП.

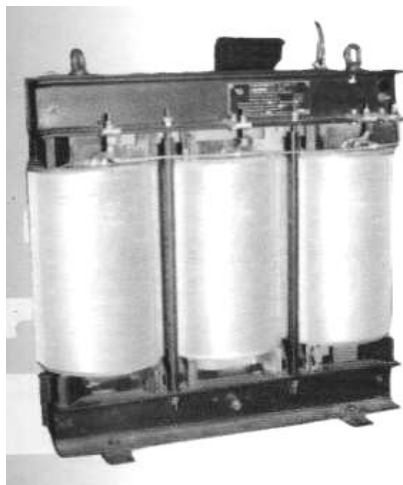


Рисунок 5.4 – Зовнішній вигляд трансформатора ТС-250/10

Даний трансформатор характеризується такими параметрами:

- 1) Номінальна потужність: $S_{НОМ} = 250$ кВА;

2) Номінальна напруга обмоток

– ВН: $U_{ВН} = 10$ кВ;

– НН: $U_{ВН} = 0.4$ кВ;

3) струм холостого ходу: $I_{ХХ} = 12\%$;

4) втрати холостого ходу: $P_{ХХ} = 500$ Вт;

5) напруга короткого замикання: $U_{КЗ} = 2.0\%$;

6) втрати короткого замикання: $P_{КЗ} = 800$ Вт;

5.7 Вибір запобіжників та автоматичних вимикачів

Вибір запобіжників для вимірювального трансформатора проводять за такими умовами:

1) За номінальною напругою:

$$U_{УСТ} = U_{НОМ} = 10 \text{ кВ.}$$

2) За максимальним робочим струмом:

Струм, який протікає через запобіжник, обумовлений потужністю вимірювального трансформатора струму ($S=1$ кВА) і дорівнює:

$$I_{НОМ} = \frac{1 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 0.06 \text{ А.}$$

Вибираємо запобіжники марки ПКТ 101-10-2-12.5 УЗ - запобіжник з кварцовим наповнювачем, класу напруги 10 кВ, номінальний струм 2 А, номінальний струм відсічки 12.5 кА, кліматичне виконання УЗ- помірний клімат, 3 зона (приміщення). Високовольтні запобіжники ПКТ 101-10-2-12.5 УЗ призначені для захисту силових трансформаторів, повітряних і кабельних ліній на номінальну напругу 10 кВ.

Даний запобіжник характеризується такими параметрами:

1) Номінальна напруга: $U_{НОМ} = 10$ кВ;

2) Номінальний струм: $I_{НОМ} = 2$ А;

3) Струм відключення: $I_{ОТКЛ} = 12.5$ кА;

Виконаємо перевірку: струм к. з. $I_{кз}$ був розрахований раніше і дорівнює 1,37 кА. Так як $12,5 > 1,37$ - умова виконується.

Умови вибору автоматичних вимикачів.

Для забезпечення надійного захисту електроустаткування за допомогою автоматичних вимикачів їхні параметри мають відповідати умовам, наведеним у табл. 5.11.

Таблиця 5.11 - Умови вибору автоматичних вимикачів

Найменування параметру	Вибір за умовою
Номінальна напруга	$U_{a \text{ ном}} \geq U_{\text{роб max}}$
Номінальний струм автомата	$I_{a \text{ ном}} \geq I_{y \text{ ном}}$
Номінальний струм теплового розчіплювача	$I_{p \text{ ном}} \geq k_{np} \cdot I_{\text{роб max}}$
Граничний відключаємий автоматом струм	$I_{\text{зрв\iдкл}} \geq I_{кз \text{ max}}$
Електродинамічна стійкість	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд розр}}$

Проведем розрахунок для вибору автоматів.

Для освітлення комірок КРУН-10 підбираємо автомат по струму:

$$I_{A3} = I_{A4} = 0,98 \cdot \frac{1}{0,4} = 2,37 \text{ A.}$$

Такий же автомат потрібно установити для захисту чергового приміщення.

Для загального освітлення підбираємо автомат по струму:

$$I_{A4} = 0,98 \cdot \frac{2,4}{0,4} = 5,88 \text{ A.}$$

На той випадок, коли автомати не спрацюють, або вийдуть з ладу потрібно перестрахуватись, вибравши ще один загальний автоматичний вимикач на загальний струм, що буде проходити через коло власних потреб підстанції.

$$I_{A1} = I_{A2} + I_{A3} + I_{A4} = 10,62 \text{ A.}$$

Вибираємо автоматичні вимикачі марки PL6, так як вони задовольняють всі умови.

- Відключаюча здатність 6 кА (МЕК 60898).
- Захисні характеристики В, С.
- Номінальна напруга 230/400 В АС; 48 В DC.
- Номінальний струм 2 - 63 А.
- Кількість полюсів 1, 2, 3.
- Монтаж на приладову рейку.
- Максимальний перетин проводів 25 мм².
- Приспосіблення: допоміжні контакти Z-АНК, допоміжні та сигнальні контакти ZP-NHK, незалежний розчіплювач ZP-ASA, розчіплювач мінімальної напруги Z-USA, Z-USD, руховий привід Z-FW-LP, модуль дистанційного керування Z-FW-МО , з'єднувальні системи.

5.8 Вибір обмежувачів перенапруги 10 кВ

Вибираємо обмежувачі перенапруги (ОПН), які знаходяться на стороні 10 кВ силових трансформаторів Т-1 і Т-2 та ОПН, які знаходяться в комірках вимірювальних трансформаторів напруги. Вибираємо ОПН марки ОПН–КР/TEL-10/12 УХЛ2 – нелінійний з полімерною ізоляцією серії КР/ TEL. Номінальна напруга 35 кВ, найбільша допустима напруга 12 кВ. УХЛ2 – виконання для помірно холодного клімату, 2 зона. Такі ОПН призначені для захисту електроустановки в мережах класу напруга 6-10 кВ з ізольованою або компенсованою нейтраллю.

Дані ОПН характеризуються такими параметрами:

- 1) Клас напруги: 10 кВ;
- 2) Найбільша доп. напруга: $U_{н.д.} = 12 \text{ кВ}$;

- 3) Ном. напруга: $U_{НОМ} = 13.8$ кВ;
- 4) Ном. розрядний струм: $I_P = 10$ кА;
- 5) Залишк. напруга при комутаційному струмі 125 А: $U_{ОСТ} = 29.7$ кВ;
- 6) Залишк. напруга при номінальному розрядному струмі 5 кА:
 $U_{ОСТГР} = 36.9$ кВ.

Виконаємо перевірку вибраного ОПН.

- 1) По ном. напрузі:

умова виконується 12 кВ $>$ 10 кВ;

- 2) За рівнем тимчасових перенапруг:

T – кратність перенапруги, для даного ОПН $T=2.35$ при часі впливу $t = 1$ с.

$$U_{ПЕР} = 2.35 \cdot \frac{10}{\sqrt{3}} = 13.568 \text{ кВ.}$$

Із вольт-часової характеристики для даного ОПН визначаємо кратність перенапруги T , яка рівна 1.42.

$$U_{ПЕР.РОЗ.} = 1.42 \cdot 12 = 17.04 \text{ кВ.}$$

Отже умова виконується: 17.04 кВ $>$ 13.568 кВ.

- 3) Обмежувач повинен забезпечувати захист трансформаторів на стороні 10 кВ:

$$U_{ВИП} = 39,6 \text{ кВ}; U_{ОСТ} = 31,3 \text{ кВ}; K_{ГР} = \frac{39,6 - 31,3}{39,6} = 0,22$$

Оскільки $0,22 > 0,2$ – умова виконується.

- 4) Захисний координаційний інтервал за внутрішніми перенапругами

$$A_{ВН} \text{ для обмежувача класу напруги } 10 \text{ кВ } U_{дон} = 54 \text{ кВ}, U_{осн} = 34 \text{ кВ};$$

$$K_{ВН} = \frac{(54 - 34)}{54} = 0,37.$$

Оскільки $0,37 > (0,15 - 0,25)$ - умова виконується.

- 5) Умова вибухонебезпечності ОПН:

Оскільки $1,37$ кА $<$ 10 кА - умова виконується.

5.9 Висновки до розділу

Проведено вибір комутаційного обладнання для підвищення надійності електропостачання споживачів трансформаторною підстанцією 110/35/10 кВ.

Проведено заміну короткозамикачів на стороні 110 кВ на елегазові вимикачі, заміну оливних вимикачів на стороні 35 кВ на вакуумні вимикачі.

Проведено вибір трансформаторів струму і напруги, обмежувачів перенапруги та іншого комутаційного обладнання.

6 ОБҐРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ

Розвиток енергетичних об'єктів потребує прийняття обґрунтованих господарських рішень, що характеризуються високим рівнем технічної ефективності та соціально-економічної доцільності. У зв'язку з цим в економіці енергетики одним із ключових понять є *економічна ефективність господарських заходів* [7].

Господарськими заходами можуть вважатися: впровадження нової (наприклад, енергоефективної) техніки; інвестиційний проект; укладання комерційної угоди; реалізація будь-якого господарського рішення; здійснення природоохоронних заходів на енергетичному об'єкті; проведення соціальних заходів, спрямованих на підвищення добробуту людей, поліпшення інфраструктури, формування культурних цінностей та ін.

Економічний ефект - виражений у вартісній (грошовій) формі результат яких-небудь дій (зокрема, перелічених вище господарських заходів).

Ефективність визначається відношенням результату (ефекту) до витрат, що забезпечили його одержання.

Ефективність розкриває характер причинно-наслідкових зв'язків енергетичного виробництва. Вона відбиває не сам результат, а те, якою ціною він був досягнутий. Тому ефективність найчастіше характеризується відносними показниками.

Економічна ефективність - це вид ефективності, що характеризує результативність діяльності економічних систем (підприємств, територій, національної економіки). Основною особливістю таких систем є вартісний характер засобів (витрат) досягнення цілей (результатів), а в ряді випадків і самих цілей (зокрема, одержання прибутку).

6.1 Показники економічної ефективності

У загальному вигляді принципова схема визначення показника ефективності може бути виражена формулою [17]:

$$e = \frac{E}{B}, \quad (6.1)$$

де e – показник економічної ефективності;

E – величина економічного ефекту;

B – витрати ресурсів (коштів, засобів виробництва, предметів праці, трудових факторів, часу та ін.) на забезпечення зазначеного економічного ефекту.

Приклад 6.1

Розрахуємо економічний ефект та ефективність господарського заходу із встановлення енергозберігаючих ламп у виробничому цеху, якщо витрати на встановлення ламп становлять 30 тис. грн., річна економія коштів на освітлення - 12 тис. грн. Термін служби однієї лампи в середньому становить 5 років.

Розв'язок:

Економічний результат за весь період використання ламп (5 років) без урахування фактору часу становитиме: $E_p = 12 \cdot 5 = 60$ [тис. грн.]; тобто економічний ефект становитиме: $E = 60 - 30 = 30$ [тис. грн.]. Відповідно,

економічна ефективність заходу $e = \frac{30}{30} = 1$, або 100%. Таким чином, захід характеризується високою економічною ефективністю і рекомендується до впровадження.

Показники економічної ефективності умовно можна диференціювати на дві групи: конкретні та узагальнювальні [17].

Конкретні показники економічної ефективності характеризують окремі сторони економічного, виробничого або комерційного процесу. Конкретні показники дають можливість обґрунтувати рішення з удосконалення окремих компонентів виробничих процесів.

Узагальнювальні показники економічної ефективності характеризують результативність діяльності всієї економічної системи в цілому (підприємства, території, національної економіки). Узагальнювальні показники є підставою для ухвалення рішень на рівні системи в цілому. Конкретні показники є основою для розрахунку узагальнювальних. У цьому розумінні узагальнювальні показники є метою виконання розрахунків, а конкретні - їх засобом.

Підготовка до розрахунку економічної ефективності передбачає вирішення двох взаємозалежних завдань. По-перше, необхідно визначити, яким чином різні натуральні (негрошові) параметри можуть бути переведені у вартісні оцінки (доходи або витрати), що характеризують конкретні показники ефективності. По-друге, необхідно поєднати окремі конкретні вартісні оцінки, які відрізняються економічним змістом, часовим інтервалом, місцем у життєвому циклі виробу, відношенням до економічних інтересів суб'єкта господарювання в єдиних показниках ефективності, що характеризують дану економічну систему в цілому.

Зокрема, при впровадженні нової техніки серед основних таких параметрів необхідно виділити [17]:

- *при виготовленні техніки:*

- матеріаломісткість виробленої продукції, енергоємність виробничих процесів, трудомісткість виготовлення;

- технологічні показники (наприклад, питома вага стандартних або запозичених деталей тощо);

- *при експлуатації техніки:*

- видаткові показники (витрата матеріалів, енергії, палива на одиницю роботи);

- обмеження за умовами експлуатації (граничний діапазон температур, стійкість до корозії, сезонність роботи, обмеження до матеріалів, що використовуються та ін.);

- продуктивність (швидкість, вантажопідйомність та ін.);

– довговічність, безвідмовність, ремонтпридатність, ергономічність.

Розрахунок конкретних оцінок (доходів і витрат) за кожним із параметрів, що характеризують окремі сторони роботи устаткування (з кожної причини, що викликала той чи інший ефект), дозволяє перейти до визначення узагальнювальних показників ефективності.

Сумарне значення ефектів (E) і витрат (B) згідно виразу (6.1) може бути визначене з виразів [17]:

$$E = \sum_{i=1}^n E_i ; \quad B = \sum_{i=1}^n B_i , \quad (6.2)$$

де E_i - значення конкретного ефекту за кожної i -ї причини (параметру), що зумовила появу ефекту;

B_i - те ж для конкретного виду витрат.

Приклад 6.2

Модернізація системи електропостачання промислового підприємства (встановлення трансформатора 10/0,4 кВ меншої потужності) забезпечила отримання річної економії коштів внаслідок зменшення втрат електроенергії у розмірі $E_1 = 65$ тис. грн та витрати електроенергії на вироблення продукції у розмірі $E_2 = 150$ тис. грн. Капітальні витрати на модернізацію становили $B_1 = 700$ тис. грн, щорічні поточні витрати - $B_2 = 8,5$ тис. грн. Термін реалізації проекту $T = 3$ роки. Визначити економічну ефективність заходу.

Розв'язок:

$$e = \frac{(E_1 + E_2) \cdot T}{B_1 + B_2 \cdot T} ; \quad e = \frac{(65 + 150) \cdot 3}{700 + 8,5 \cdot 3} = 0,889$$

або 89%, тобто захід є економічно ефективним.

При розрахунках за вищенаведеною формулою (6.1) використовуються такі варіанти обліку витрат: повні витрати (капітальні і поточні витрати) за весь період реалізації заходу; капітальні вкладення (інвестиції) на реалізацію заходу.

У вигляді зазначеного в цій формулі ефекту найчастіше виступають:

- річна величина ефекту - частка від величини витрат, якій відповідає величина прибутку, що реалізується упродовж року;
- повна величина ефекту (за весь період реалізації заходу) - величина прибутку, який отримується на кожну одиницю вкладених витрат (гривня прибутку на гривню витрат).

Однією з форм показника абсолютної економічної ефективності є **термін (строк) окупності витрат (капітальних вкладень)**. Він характеризує період, упродовж якого витрати на реалізацію заходу повністю повертаються за рахунок одержуваного ефекту. Термін окупності $T_{ок}$ визначається оберненим співвідношенням витрат і річного ефекту [12]:

$$T_{ок} = \frac{B}{E_{річ}}, \quad (6.3)$$

де B - витрати на реалізацію заходу упродовж усього періоду його дії: як варіанти можуть використовуватися величина повних витрат або лише капітальних вкладень, грн;

$E_{річ}$ - величина чистого річного економічного ефекту, грн·рік⁻¹.

Модернізація основних фондів (збільшення капітальних вкладень) часто надає можливість знизити величину поточних (експлуатаційних) витрат. Наприклад, модернізація енергетичних котлів дозволяє значно скоротити витрату палива при тій самій кількості виробленого тепла; а застосування ізоляційних покриттів - знизити енерговитрати на опалення будинку. У цьому випадку прийнято говорити про термін окупності додаткових капітальних вкладень за варіантами $T_{ок.в}$ за умови досягнення тотожно корисного результату при застосуванні кожного з варіантів [12]:

$$T_{ок.в} = \frac{K_2 - K_1}{C_1 - C_2}, \quad (6.4)$$

де K_1 і K_2 - капітальні вкладення порівнюваного (з індексом 2) і базового (з індексом 1) варіантів, відповідно;

C_1 і C_2 - поточні витрати порівнюваного і базового варіантів, відповідно, за умови, що $K_2 \geq K_1$ і $C_1 \geq C_2$.

Приклад 6.3

Необхідно обґрунтувати доцільність розроблення і впровадження приладів для контролю якості деякої продукції.

Впровадження приладів знижує витрати при контролі на кожну одиницю продукції із 5,43 до 1,56 грн. Вартість приладу становить 4200 грн. Обсяг річної програми - 300 одиниць продукції. Контролю підлягає 80% готової продукції.

Розв'язок:

Економічний ефект полягає у зниженні витрат на контроль якості продукції. Річна програма контрольованих одиниць продукції становить:

$$N_{\text{річ}} = 300 \cdot 0,8 = 240 \text{ шт.}$$

Річна величина економічного ефекту:

$$E_{\text{річ}} = 240 \cdot (5,43 - 1,56) = 928,80 \text{ [грн.]}$$

Розрахунковий термін (строк) окупності дорівнює:

$$T_{\text{ок.розр.}} = \frac{K_2 - K_1}{E_{\text{річ}}} ; \quad T_{\text{ок.розр.}} = \frac{4200}{928,8} = 4,52 \text{ [років]}$$

Таким чином, розрахунковий строк окупності додаткових капітальних вкладень становить менше 5 років. Його порівняння із попередньо встановленим *нормативним терміном окупності* T_n дозволяє визначитися з ефективним управлінським рішенням. У свою чергу, нормативний термін окупності T_n встановлюється на рівні галузі або окремих підприємств залежно від їх специфіки, цілей розвитку, конкретних умов господарювання у поточний період часу.

6.2 Особливості економічного ефекту інвестицій у розвиток локальних електричних мереж

Електропередавальним організаціям на практиці доводиться визначати економічний ефект та доцільність інвестицій у різноманітні проекти. Серед них проекти будівництва, реконструкції і технічного переоснащення електричних підстанцій вищою напругою 150(110) кВ і 35 кВ, повітряних ліній електропередачі 35–110 кВ, проекти заміни міських кабельних мереж напругою 6–10 кВ, реконструкції комплексів мереж 0,38кВ і 10 кВ з встановленням розвантажувальних трансформаторних підстанцій. Інший напрям охоплює заходи з автоматизації систем диспетчерського і технологічного зв'язку, модернізації систем комерційного та технічного обліку електричної енергії в мережах компаній тощо. Окремо необхідно згадати заходи з переведення локальних електричних мереж на більш високі рівні напруги, актуальність яких в Україні зростає.

Для оцінки економічного ефекту та виконання розрахунків економічної ефективності реалізації інвестицій у всі ці різнопланові проекти в [30] запропонована така галузева модель чистого грошового потоку від інвестицій:

$$P_q = D - B_e - B_{emp} - H_n - B_{кр} + L - K, \quad (6.5)$$

де P_q - річний чистий грошовий потік;

D - дохід від транспортування електричної енергії;

B_e - експлуатаційні витрати без амортизаційних відрахувань на реновацію;

B_{emp} - технологічні втрати електричної енергії;

H_n - податок на прибуток;

$B_{кр}$ - витрати на погашення кредиту;

L - ліквідна вартість демонтованих об'єктів;

K - інвестиції.

На перший погляд у моделі (6.5) реалізований загальноприйнятий підхід, згідно якого досягнення економічного ефекту забезпечується шляхом використання інвестиційного продукту, в цьому випадку - експлуатації об'єкту або сукупності об'єктів електричних мереж, які створені в результаті інвестиційного проекту. Так, основні доходи від проекту становлять

надходження від транспортування електричної енергії, а витратна частина складається з технологічних втрат електричної енергії, експлуатаційних та накладних витрат. Аналіз показників реалізації проекту здійснюється суто в тих обсягах діяльності, які стосуються експлуатації об'єкту. Наприклад, для проекту будівництва або реконструкції високовольтної підстанції обраховуються очікувані постінвестиційні обсяги транспортування через неї електричної енергії, витрати на технічне обслуговування, поточний і капітальний ремонт проектного обладнання підстанції, втрати електричної енергії та накладні витрати, пов'язані з експлуатацією цієї підстанції після реалізації проекту [30].

Якщо інвестиції спрямовані на розвиток електричних мереж для приєднання нових перспективних центрів споживання (нові підприємства, житлові масиви тощо), даний підхід може бути прийнятним, але лише в частині новозбудованих об'єктів. Приєднання до мережі нових споживачів електричної енергії змінює, крім того, умови експлуатації існуючих об'єктів, у зв'язку з чим проблема оцінки економічного ефекту інвестицій навіть в цій ситуації виявляється значно ширшою, ніж передбачає описана рівнянням (6.5) модель.

Виходячи з цього, базову модель економічного ефекту необхідно будувати для сукупності об'єктів електричних мереж електропередавальної компанії, умови експлуатації яких змінюються в результаті реалізації проекту. Для зручності назовемо її «проектною мережею». Наприклад, для проектів встановлення розвантажувальних трансформаторних підстанцій напругою 10/0,38 кВ до «проектної мережі» мають бути включені: нова підстанція, підстанції, які розвантажують живлячі для всіх підстанцій лінії електропередачі 10 кВ, а також лінії електропередачі 0,38 кВ, які розподіляються та перепід'єднуються частково або повністю до розвантажувальної підстанції. Для порівняння, об'єктно–експлуатаційна модель дозволяє включити лише нову розвантажувальну підстанцію та приєднані до неї лінії електропередачі 0,38 кВ.

Подальше формулювання базової моделі економічного ефекту необхідно здійснювати, пам'ятаючи, що він створюється в результаті експлуатації

електричних мереж. Тому, будь-які складові, які не відносяться до грошових потоків від експлуатації об'єктів, мають бути виключені з розрахунку.

Враховуючи це, чистий грошовий потік від експлуатації «проектної мережі» в будь-який момент часу (як правило, протягом року) можна представити сукупністю таких рівнянь [30]:

$$NCF = NP + D; \quad NP = (1 - T_p) \cdot (R - C); \quad C = OC + D; \quad OC = MC + EL, \quad (6.6)$$

де NCF - чистий грошовий потік від експлуатації «проектної мережі»;

NP - чистий прибуток;

D - амортизація;

R - дохід від транспортування електричної енергії;

C - загальні витрати, включаючи амортизацію;

OC - операційні витрати;

MC - експлуатаційні витрати;

EL - технологічні втрати електричної енергії;

T_p - ставка податку на прибуток у відносній величині.

Виконавши перетворення рівняння (6.6), отримаємо формулу річного чистого грошового потоку від експлуатації «проектної мережі»:

$$NCF = (1 - T_p) \cdot (R - MC - EL) + T_p \cdot D. \quad (6.7)$$

Якщо рівняння (6.7) записати у відносних величинах, отримаємо базовий вираз для моделі економічного ефекту від реалізації інвестицій у розвиток електричних мереж:

$$CR = \Delta NCF = (1 - T_p) \cdot (\Delta R - \Delta MC - \Delta EL) + T_p \cdot \Delta D, \quad (6.8)$$

де $\Delta R = R_1 - R_0$ - збільшення доходу від транспортування електричної енергії, зумовлене реалізацією проекту, в тому числі за рахунок зменшення обсягів необлікованого споживання, уникнення недовідпусків електричної енергії при ремонтних та аварійних режимах;

$\Delta MC = MC_1 - MC_0$ - зменшення експлуатаційних витрат «проектної мережі»;

$\Delta EL = EL_1 - EL_0$ - зменшення технологічних втрат електричної енергії при її транспортуванні;

$\Delta D = D_1 - D_0$ - різниця між сумами річної амортизації проєктованих та демонтованих об'єктів «проектної мережі».

Модель може бути інтегрована в дисконтовані і прості показники для будь-яких задач без порушення її цілісності. Так, для виконання оптимізаційних розрахунків, розв'язання багатоваріантних задач з вибору конфігурації мережі на стадії проєктування, оцінки проєктів без зміни дохідної частини грошового потоку, зокрема, технічного переоснащення мереж 0,38–20 кВ, прийнятий в галузі підхід пропонує застосовувати показник сумарних дисконтованих затрат (позначення аналогічні формулі (6.5), розрахунковий період - T) [12]:

а) для динамічних задач:

$$Z_{oc} = \sum_{t=1}^T \frac{B_{et} + B_{emp\ t} + B_{кр\ t} + K_t - L_t}{(1 + E)^t} ; \quad (6.9)$$

б) для статичних задач:

$$Z_{oc} = \frac{B_e + B_{emp} + B_{кр}}{E} + K - L . \quad (6.10)$$

Рівняння (6.10) часто пропонується для техніко-економічного обґрунтування переведення локальних електричних мереж 6(10) кВ на напругу 20 кВ [12]. В якості критерію ефективності виступає мінімум дисконтованих затрат.

Базова модель економічного ефекту також може бути інтегрована в систему основних показників оцінки ефективності інвестицій. Враховуючи незмінність доходів від транспортування електричної енергії для таких задач, модель, представлена рівнянням (6.8), приймає вигляд [30]:

$$CR = -(1 - T_p) \cdot (\Delta MC + \Delta EL) + T_p \cdot \Delta D, \quad (6.11)$$

Тоді вибір варіантів реконструкції електричної мережі можна виконати за допомогою показника інтегрального ефекту (або чистої теперішньої вартості) та похідних від нього методів внутрішньої норми рентабельності, індексу прибутковості, терміну окупності, як і для всіх інших видів задач. Формула для інтегрального ефекту в такому випадку приймає такий вигляд [30]:

а) для динамічних задач:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{CR_t}{(1 + E)^t} - \sum_{t=1}^T \frac{I_t}{(1 + E)^t}; \quad (6.12)$$

б) для статичних задач:

$$NPV = \frac{CR}{E} - I. \quad (6.13)$$

Таким чином, за допомогою запропонованої моделі економічного ефекту стає можливим використовувати одні й ті ж методи оцінки економічної ефективності інвестицій у розвиток локальних електричних мереж на передпроектній і проектній стадії та під час формування й реалізації інвестиційних програм електропередавальних компаній.

6.3 Висновки щодо обґрунтування ефективності проектних рішень в електричних мережах

Суспільно–інфраструктурний тип функціонування локальних електричних мереж зумовлює відносний характер економічного ефекту інвестицій в їх розвиток. Результативність інвестицій забезпечується фізичним та моральним оновленням обладнання, перерозподілом електричних навантажень, зміною конфігурації, збільшенням потужності та пропускну здатності мереж, зменшенням технологічних втрат електричної енергії, економією на експлуатаційних витратах нового обладнання, збільшенням доходів від транспортування електричної енергії.

Досліджена модель економічного ефекту інвестицій базується на концепції чистого грошового потоку та обраховується для всієї сукупності об'єктів, умови і результати функціонування яких змінюються в результаті інвестування. Вона має потенціал для застосування в оцінці розвитку електричних мереж, в тому числі щодо переведення локальних електричних мереж на номінальну напругу 20 кВ, актуальність яких нині зростає.

7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

7.1 Дія електричного струму на організм людини та заходи щодо зниження небезпеки ураження працівників трансформаторних підстанцій

Основною небезпекою при обслуговуванні розподільчого пункту (РП) трансформаторної підстанції є небезпека ураження електричним струмом. Джерелом небезпеки є відкриті струмоведучі частини та струмоведучі частини з ізоляцією, яка може бути з якихось причин пошкодженою. Дію струму на організм людини можна розділити на біологічну, термічну, електричну. Струм викликає різні порушення в організмі, викликаючи як місцеве ураження тканин і органів, так і загальне ураження організму [4].

Існує два види ураження електричним струмом: електричний удар і місцеві електричні травми. До травм відносяться опіки, електричні знаки, електрометалізація шкіри і електроофтальмія. При електричному ударі дії струму піддається нервова система, що може призвести до зупинки серцевого і дихальних м'язів. Інтенсивність дії струму на організм визначається безліччю чинників, наприклад тривалістю проходження струму, шляхом проходження струму через тіло, родом струму, індивідуальними особливостями людини.

Основна умова забезпечення безпеки обслуговуючого персоналу - це *виключення можливого дотику* до струмоведучих частин. Для захисту людини від ураження електричним струмом застосовуються такі заходи електробезпеки [25]: заземлення; занулення; вирівнювання потенціалів; малі рівні напруги; електричне розділення мереж; ізоляція струмовідних частин; захисне відключення; забезпечення недоступності струмовідних частин; контроль і профілактика пошкоджень ізоляції.

В межах території підстанції можливе замикання на землю у будь-якій точці. В місці переходу струму в землю, якщо не передбачені особливі пристрої для проведення струму в землю, виникають значні потенціали, які небезпечні

для людини, що знаходиться на незначній відстані від пошкодження. Для усунення цієї небезпеки на підстанції передбачаються заземлювальні пристрої, призначення яких полягає в зниженні потенціалів до прийнятних значень.

Згідно нормативів ПУЕ [28] на майданчику РП вздовж рядів обладнання, які підлягають заземленню, укладаються провідники в землю на глибині 0,7 м. Передбачені також провідники в поперечному напрямі. Таким чином, утворюється сітка з квадратними або прямокутними комірками. Сітку доповнюється деяким числом вертикальних провідників.

7.2 Надання першої допомоги потерпілому при ураженні електричним струмом

При роботі на підстанції під час порушення правил техніки безпеки працівником можливе ураження електричним струмом. Таким чином, для рятування потерпілого персонал підстанції повинен вміти надати першу домедичну допомогу.

Послідовність надання першої допомоги така [27]:

- усунути вплив на організм небезпечних факторів, котрі загрожують здоров'ю та життю потерпілого, оцінити його стан;
- визначити характер та важкість травми, найбільшу загрозу для життя потерпілого і послідовність заходів щодо його рятування;
- виконати необхідні заходи з рятування потерпілого в послідовності терміновості (відновити прохідність дихальних шляхів, здійснити штучне дихання, провести зовнішній масаж серця);
- підтримати основні життєві функції потерпілого до прибуття медичних працівників;
- викликати швидку медичну допомогу (за номером 103) або вжити заходів щодо транспортування потерпілого до найближчого лікувального закладу.

Рятування потерпілих від впливу електричного струму залежить від швидкості звільнення його від струму, а також від швидкості та правильності надання йому допомоги. Зволікання може зумовити загибель потерпілого. При ураженні електричним струмом смерть часто буває клінічною, тому ніколи не слід відмовлятися від надання допомоги потерпілому і вважати його мертвим через відсутність дихання, серцебиття, пульсу.

Дотик до струмоведучих частин, що знаходяться під напругою, викликає мимовільне судомне скорочення м'язів та загальне збудження, котре може призвести до порушення і навіть повного припинення діяльності органів дихання та кровообігу. Якщо потерпілий тримає провід руками, його пальці так сильно стискаються, що звільнити провід стає неможливим. У зв'язку з цим першою дією того, хто надає допомогу, повинно бути швидке вимкнення тієї частини електроустановки, до якої торкається потерпілий. Вимкнення здійснюється за допомогою вимикачів, рубильника або іншого вимикаючого пристрою.

Якщо вимкнути установку швидко не можна, слід вжити заходів щодо звільнення потерпілого від струмоведучих частин, до котрих він торкається. У всіх випадках той, хто надає допомогу, не повинен доторкатися до потерпілого без належних запобіжних заходів, оскільки це небезпечно для його життя. Він також повинен слідкувати, щоб самому не опинитися в контакті з струмоведучою частиною або під кроковою напругою.

Для звільнення потерпілого від струмоведучих частин або проводу напругою до 1000 В слід скористатись канатом, палицею, дошкою або будь-яким сухим предметом, що не проводить електричного струму.

Потерпілого можна також відтягнути за його одяг (якщо він сухий та відстає від тіла), уникаючи дотику до оточуючих металевих предметів та частин тіла. З метою ізоляції рук той, хто надає допомогу, повинен одягнути діелектричні рукавиці або обмотати руку шарфом, натягнути, на руку рукав піджака або пальто, накинути на потерпілого гумовий килимок, прогумований матеріал (плащ) або просто сухий матеріал. Можна також ізолювати себе,

ставши на гумовий килимок, суху дошку або непровідну підстилку, жмут одягу. При відділенні потерпілого від струмопровідних частин рекомендується діяти однією рукою.

Якщо електричний струм проходить в землю через потерпілого і він судорожно стискає один провід, то простіше перервати струм, відокремивши потерпілого від землі (підсунувши під нього суху дошку або відтягнувши за ноги від землі мотузкою, або відтягнувши за одяг), дотримуючись при цьому запобіжних заходів. Можна також перерубати дроти сокирою з сухою ручкою або перекусити їх інструментом з ізольованими ручками. Перерубувати або перекушувати проводи слід пофазово, тобто кожний провід окремо, при цьому рекомендується стояти на сухих дошках, на дерев'яній драбині.

Для звільнення потерпілого від струмоведучих частин під напругою понад 1000 В слід одягнути діелектричні рукавиці та боти і діяти штангою або ізольованими кліщами, розрахованими на відповідну напругу.

На лініях електропередачі, коли їх не можна швидко вимкнути, слід з цією метою здійснити замикання проводів накоротко, накинувши на них гнучкий провід. Провід повинен бути відповідного поперечного перетину, щоб він не перегорів при проходженні через нього струму короткого замикання. Перед накиданням проводу один кінець слід заземлити (приєднати його до металевої опори, до заземлювального спуску). З метою забезпечення зручності накидання на вільний кінець провідника бажано прикріпити вантаж.

Заходи долікарської допомоги залежать від стану, в якому знаходиться потерпілий після звільнення від електричного струму. У всіх випадках ураження електричним струмом необхідно обов'язково викликати лікаря незалежно від стану потерпілого.

Якщо потерпілий при свідомості та із стійким диханням і пульсом, але до цього втрачав свідомість, його слід покласти на підстилку з одягу, розстебнути одяг, який затрудняє дихання, забезпечити приплив свіжого повітря, розтерти і зігріти тіло та забезпечити повний спокій, дати понюхати нашатирний спирт, ополоснути обличчя холодною водою. Якщо потерпілий, котрий знаходиться

без свідомості, прийде до тями, слід дати йому випити 15-20 краплин настоянки валеріани і гарячого чаю.

Для визначення стану потерпілого потрібно покласти його на спину й перевірити наявність дихання і серцевих скорочень. Наявність дихання в потерпілого визначають за підйомом і опусканням грудної клітки під час самостійного вдиху й видиху. При порушенні дихання потерпілого необхідно зробити штучне дихання.

При наявності серцевих скорочень пульс найкраще перевіряти по сонній артерії. Відсутність пульсу на ній свідчить, як правило, про припинення руху крові в організмі. При відсутності пульсу необхідний зовнішній масаж серця.

Перевірка стану потерпілого, включаючи надання його тілу відповідного положення, перевірку дихання, пульсу і стану зіниць, повинна виконуватися швидко - протягом (15 ... 20) с.

У період клінічної смерті протягом (4 ... 5) хв. зміни на останньому рівні життєзабезпечення людини ще оборотні й її можна врятувати. Отже, допомога потерпілому повинна бути зроблена кваліфіковано, протягом перших (4 ... 5) хв.

Основні методи долікарської допомоги включають: штучне дихання «рот у рот», «рот у ніс», а також непрямий масаж серця. Штучне дихання і непрямий масаж серця необхідно проводити до відновлення стійкого самостійного дихання й діяльності серця в потерпілого або до передачі його медичному персоналу.

7.3 Застосування технічних засобів електробезпеки на об'єктах енергетики

Електрозахисними засобами називаються вироби, що переносяться та перевозяться і слугують для захисту людей, які працюють з електроустановками, від ураження електричним струмом, від дії електричної дуги та електромагнітного поля.

Залежно від призначення електрозахисні засоби поділяються на ізолювальні, огорожувальні та запобіжні [25].

Ізолювальні електрозахисні засоби призначені для ізоляції людини від частин електроустановок, що знаходяться під напругою, та від землі, якщо людина одночасно доторкається до землі чи заземлених частин електроустановок і струмопровідних частин чи металевих конструктивних елементів (корпусів), які опинилися під напругою.

Розрізняють *основні й додаткові ізолювальні* електрозахисні засоби. До основних належать такі електрозахисні засоби, ізоляція яких протягом тривалого часу витримує робочу напругу електроустановки, і тому ними дозволяється доторкатись до струмопровідних частин, що знаходяться під напругою [27]:

- при роботах на електроустановках з напругою до 1000 В - діелектричні рукавички, ізолювальні штанги, інструменти з ізольованими ручками, електровимірювальні кліщі, ізолювальні кліщі, покажчики напруги;

- при роботі на електроустановках напругою понад 1000 В - ізолювальні штанги, струмовимірювальні та ізолювальні кліщі, покажчики напруги для фазування.

Додаткові ізолювальні захисні засоби мають недостатні ізолювальні властивості, тому призначені лише для підсилення захисної дії основних засобів, разом з якими вони і застосовуються. До них належать [27]:

- при роботах на електроустановках з напругою до 1000 В - діелектричні калоші, килимки, ізолювальні підставки;

- при роботах на електроустановках з напругою понад 1000 В - діелектричні рукавички, боти, килимки, ізолювальні підставки.

Огорожувальні електрозахисні засоби (щити, ширми, екрани, плакати електробезпеки) призначені для захисту і попередження працівників, котрі проводять роботи в електроустановках, від випадкового доторкання чи наближення на небезпечну відстань до струмовідних частин, що знаходяться

під напругою, а також для тимчасового огороження входів у комірки, камери та проходів у приміщення, в які вхід працівникам заборонений.

7.4 Організація інженерно-технічних заходів цивільного захисту на об'єктах електроенергетики

Обсяг та зміст інженерно-технічних заходів цивільного захисту визначаються у залежності від груп міст та категорії об'єктів національної економіки з цивільного захисту з урахуванням зонування території за можливою дією засобів масового ураження, їх супутніх уражаючих факторів, а також від характеру і масштабів можливих аварій і катастроф техногенного характеру [18].

Проектування інженерно-технічних заходів цивільного захисту здійснюється у відповідності з вимогами нормативу ДБН В.1.2-4:2019 «Інженерно–технічні заходи цивільного захисту» (чинний з 01.08.2019 р.), інших державних нормативних документів, а також відомчих інструкцій з проектування інженерно-технічних заходів цивільного захисту, затверджених чи погоджених зі спеціально уповноваженим центральним органом виконавчої влади з питань будівництва і архітектури та спеціально уповноваженим центральним органом виконавчої влади з питань цивільного захисту.

Інженерно-технічні заходи цивільного захисту (цивільної оборони) повинні розроблятися і проводитися завчасно. Заходи, які за своїм характером не можуть бути здійснені завчасно, проводяться у можливо короткі строки після виникнення надзвичайної ситуації або застосування засобів масового ураження.

Інженерно-технічні заходи цивільного захисту, викладені у ДБН В.1.2-4:2019, повинні передбачатись:

- при розробленні проектів планування промислових зон (районів) міст;
- при розробленні містобудівного обґрунтування розташування об'єкта;

- при розробленні проектно-кошторисної документації на нове будівництво, розширення, реконструкцію та технічне переоснащення підприємств, будівель та споруд.

Окремі види інженерно-технічних заходів цивільного захисту можуть міститись у спеціальних державних програмах і розроблятись за окремими вимогами.

Проектування інженерно-технічних заходів цивільного захисту на діючих (закінчених будівництвом) підприємствах також здійснюється у відповідності з вимогами ДБН В.1.2-4:2019.

7.5 Дослідження ризиків при виникненні надзвичайних ситуацій

З огляду на світовий досвід та проголошений курс на європейську інтеграцію цілком очевидно, що сфера цивільного захисту України потребує докорінного реформування. Нині Україна протистоїть найзначнішому виклику за роки своєї незалежності щодо безпеки у всіх сферах суспільного життя.

Глибока соціально-політична криза в умовах іноземного воєнного втручання, різке посилення екстремізму й тероризму, небувале зростання злочинності, у т.ч. із використанням зброї, спад економіки і зростання масштабів гуманітарної кризи, руйнування і пошкодження численних підприємств, інфраструктурних об'єктів - усе це визначає новітні реалії, в яких сьогодні існує країна і в яких має забезпечуватися захист її громадян, суспільства й державних інституцій від катастроф, аварій, пожеж, стихійних лих, застосування засобів ураження та інших небезпечних подій [32].

Зазначені чинники за теперішніх умов роблять особливо актуальним питання запровадження в нашій державі *ризик-орієнтованих* підходів до забезпечення безпеки (управління ризиками), які активно використовуються у провідних країнах Заходу, країнах-членах ЄС та НАТО, як один із сучасних механізмів реалізації державної політики у сфері цивільного захисту.

Небезпека у будь-якій сфері діяльності, а особливо у сфері цивільного захисту, має кількісну характеристику й залежить від багатьох чинників, що постійно змінюються у часі. Одним із найхарактерніших проявів небезпеки є ризик. Ризик дії чи ризик бездіяльності наявний у 90% причин аварій і травм.

Виходячи з цього, у нашій державі, як і у більшості розвинених країн, була відкинута концепція «нульового ризику» і схвалена концепція «прийняттого ризику», яка передбачає широке використання принципу «спрогнозувати й запобігти». Вона є домінуючою в регулюванні відносин у сфері природної і техногенної безпеки. В Україні вже розроблені і діють законодавчі та нормативні документи, що регламентують проведення аналізу й оцінювання ризику, декларування безпеки об'єктів підвищеної небезпеки з урахуванням рівня небезпеки і ризиків втрат, пов'язаних зі специфікою виробництва, природних явищ та діяльності людей.

Ризик характеризується невпевненістю: чи відбудеться небажана подія, чи виникне несприятливий стан, чи буде спричинена шкода (людині, довкіллю, інфраструктурі тощо). Слід підкреслити, що відповідно до сучасних поглядів ризик, зазвичай, інтерпретується як міра ймовірності (очікувана частота) виникнення техногенних або природних явищ, що супроводжуються виникненням, формуванням та дією небезпечних чинників і завданого при цьому соціального, економічного, екологічного та інших видів збитку й шкоди.

Таким чином, використання поняття «ризик» дозволяє переводити небезпеку в розряд категорій, що вимірюються. Ризик, фактично, є міра небезпеки [32].

Застосування кількісного показника ризику дозволяє порівнювати дію шкідливих і небезпечних чинників різної природи та різного виду, визначати з урахуванням внеску кожного окремого чинника інтегральний ступінь небезпеки будь-якого об'єкта, системи, технології, проекту, діяльності, процесу тощо.

Залежно від основної причини виникнення ризиків їх можна класифікувати таким чином:

природні ризики - ризики, пов'язані з проявом стихійних сил природи (землетрусами, повенями, підтопленнями, буревіями і т. ін.);

техногенні ризики - ризики, пов'язані з небезпеками, що реалізуються від технічних об'єктів;

соціальні ризики - ризики, пов'язані з небезпеками, що відбуваються в соціальному середовищі. На теперішній час найбільш небезпечний його вид, що набуває глобального характеру - тероризм;

екологічні ризики - ризики, пов'язані із забрудненням навколишнього середовища тощо.

Єдина державна система цивільного захисту в Україні [22] досі орієнтована переважно на реагування й подолання наслідків надзвичайних ситуацій. Це негативно впливає на стан безпеки. Досвід розвинених країн свідчить, що захист населення і територій має ґрунтуватися на *управлінні ризиками* природного та техногенного характеру шляхом застосування превентивних заходів, запровадження нових кількісних методів оцінювання техногенних і природних ризиків.

Перехід до аналізу та управління ризиками має не лише забезпечити подолання негативної тенденції до зростання кількості надзвичайних ситуацій, а й мінімізувати їх негативні наслідки: людські втрати, фінансові збитки, завдання шкоди довкіллю.

З огляду на викладене можна зробити висновок, що запровадження ризик-орієнтованого підходу у сфері цивільного захисту - це шлях до гарантування прийняттого рівня безпеки населення і територій громад.

8 ЕКОЛОГІЯ

8.1 Екологічні проблеми, пов'язані з передаванням електроенергії на відстань

Високі темпи електрифікації країни призводять до швидкого зростання протяжності повітряних ліній електропередач і підвищенню їх номінальних напруг - 220 кВ, 330 кВ, 500 кВ, 750 кВ.

За характером впливу на навколишнє середовище вплив повітряних високовольтних ліній (ПЛ) можна розділити на механічний і електромагнітний, необхідно також враховувати хімічне забруднення повітря продуктами, що виникають при коронних розрядах, радіо і телевізійних завадах, шумах.

Просіки, під'їзні шляхи, опори ПЛ впливають на функціонування елементів екологічних систем, змінюючи ландшафтні, мікрокліматичні умови. Просіка шириною більше 200 м нерідко стає непереборною перешкодою для переміщення тварин. У період міграції на просіках перебувають великі скупчення птахів, а в місцях масового перельоту повітряні лінії можуть служити механічною перешкодою.

Спорудження ліній електропередачі пов'язане з відчуженням земель, що позначається на сільському господарстві. Невпорядковане розташування ПЛ порушує цілісність полів і кормових угідь. Створюються перешкоди для обробки полів з повітря, обмеження сфери застосування агротехніки. Повітряні лінії проходять також і через лісові масиви, цінність яких визначається запасами деревини, лікарських рослин, мисливсько-промислових тварин, ягід, грибів.

Основним специфічним фактором впливу ПЛ на навколишнє середовище є електромагнітне поле (ЕМП). Вплив ЕМП на ґрунт залежить від концентрації сполук заліза і гумусу в самому ґрунті. Електричне поле зумовлює поляризацію і структурну перебудову елементів ґрунту, впливає на процес ґрунтоутворення.

ЕМП може надавати стимулюючу дію на інтенсивність росту зелених рослин на початковій стадії розвитку, потім дія ЕМП стає гнітючою.

Протяжність ПЛ надзвичайно значна і майже кожна з них перетинає ряд великих і дрібних річок, озер. ЕМП надає відлякуючу дію на рибу, створюючи електромагнітні греблі на шляху міграції риби і перешкоджаючи нерестовому ходу.

При тривалому перебуванні людини в ЕМП можуть виникнути несприятливі фізіологічні зміни, пов'язані з впливом на нервову і серцево-судинну систему (зміна тиску, пульсу, аритмія і т. ін.). Ці явища зникають через деякий час після припинення впливу ЕМП.

Шум ПЛ зумовлюється коронним розрядом на проводах. Провід вибирають таким чином, щоб напруженість на його поверхні не перевищувала початкової напруженості коронного розряду. Однак, нерівності на поверхні проводу через механічні пошкодження, забруднення (краплі мастила, тверді частинки), опади (краплі дощу, роси, снігу і т. ін.) призводять до місцевого збільшення напруженості електричного поля. В результаті коронний розряд виникає на проводах ПЛ при напрузі меншій, ніж напруга самостійного розряду на чистих непошкоджених проводах. Тому шум повітряних ліній можна чути і в гарну погоду, але особливо він посилюється при дощі.

Крім екологічного впливу високовольтні лінії зумовлюють інші негативні ефекти, наприклад, створюються електромагнітні завади, які заважають роботі засобів радіозв'язку, а також впливають на розташоване поруч електрообладнання.

8.2 Електромагнітне забруднення довкілля

Електромагнітне забруднення представляє собою сукупність електромагнітних полів, різноманітних частот, що негативно впливають на [людину](#).

Електромагнітна енергія випромінюється в навколишній простір, у першу чергу, антенними пристроями. Крім цього, джерелами електромагнітних полів (ЕМП) у робочих приміщеннях радіолокаційних станцій, радіотехнічних майстерень, лабораторій і радіоцентрів можуть бути окремі вузли низько - і високочастотних (НЧ і ВЧ) генераторів (магнетрони, лампи біжучої хвилі, клістроли), з'єднані елементи модуляторів з генераторами, лінії передач від генератора до антени, катодні виводи магнетронів, вентиляційні щілини, щілини у коаксіальних лініях і т. ін.

В процесі експлуатації і ремонту установок з генераторами електромагнітної енергії можливий вплив ЕМП на обслуговуючий персонал, а також на працівників інших об'єктів, що знаходяться в зоні випромінювання спрямованих антен радіолокаційних станцій. На робочих місцях інтенсивність ЕМП залежить від потужності джерела випромінювання і відстані від джерела випромінювання до робочого місця. У джерела електромагнітного випромінювання на відстані близько $1/6$ довжини хвилі переважають поля індукції (зона індукції), а за її межами переважають поля випромінювання (зона випромінювання). Безумовно, що коли робоче місце розташоване в зоні індукції, робітник буде піддаватися впливу електричних і магнітних полів, що періодично змінюються.

Таким чином, залежно від частоти генератора працівник може перебувати або в зоні індукції в процесі роботи з ультрависокочастотними (УВЧ) чи ВЧ генераторами, або в зоні випромінювання в процесі роботи з НЧ генераторами (зона індукції до 16 см).

Високочастотне випромінювання зумовлює в організмі зміну умовно-рефлекторної діяльності (гальмування умовних і безумовних рефлексів), падіння кров'яного тиску, рідкий пульс. Постійний вплив опромінення може призвести до стійких функціональних змін у центральній нервовій і серцево-судинній системах.

При потраплянні людини в зону випромінювання енергія ЕМП частково поглинається тілом людини. Під дією ВЧ полів у тканинах виникають ВЧ

струми, що супроводжуються тепловим ефектом. Електромагнітні поля при тривалому впливі можуть викликати підвищену стомлюваність, дратівливість, головний біль чи сонливість, порушення сну, зниження кров'яного тиску, зміну температури тіла і т. ін., пов'язаних з розладом центральної нервової і серцево-судинної систем. Поля УВЧ, особливо сантиметрового і міліметрового діапазонів, викликають також зміни в крові, помутніння кришталика (катаракта), погіршення нюху, а в окремих випадках – трофічні явища: випадіння волосся, ламкість нігтів і т. ін.

Функціональні зрушення, зумовлені впливом ЕМП, є оборотними, якщо припинити опромінення; але варто враховувати, що оборотність функціональних зрушень не є безмежною і, зазвичай, визначається інтенсивністю опромінення, тривалістю впливу, а також індивідуальною особливістю організму. Тому, профілактика професійних захворювань повинна передбачати, поряд з розробкою технічних засобів захисту, організаційні заходи.

В залежності від умов впливу ЕМП, характеру і місцезнаходження джерела випромінювання можуть використовуватися такі методи захисту:

- захист часом;
- захист відстанню;
- зниження інтенсивності випромінювання безпосередньо в джерелі;
- екранування джерела;
- захист робочого місця від випромінювання;
- застосування засобів індивідуального захисту.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ

У дипломній роботі проведений аналіз енергетичної стійкості району електропостачання ПС 110 кВ за показниками стійкості за напругою, а також розроблені заходи щодо підвищення надійності електропостачання споживачам.

Отримані такі результати:

1. Проведено аналіз району електропостачання з понижувальною трансформаторною підстанцією ПС 110/35/10 кВ «Микулинці».

2. Проведено аналіз устаткування трансформаторної підстанції та стану комутаційного обладнання, а також аналіз потужності режимів навантажень і ефективності завантаження підстанції.

3. Досліджено, що основна причина втрати стійкості підстанцією є нездатність енергосистеми до підтримування балансу реактивної потужності після появи збурення.

4. Досліджено, що динамічна стійкість опорних підстанцій залежить від зростання відсотка відновлювальної енергетики в структурі генерації. Нетрадиційним генераторам (вітроелектростанціям) не під силу підтримування напруги в енергосистемі під час аварійних ситуаціях, а підстанції, в свою чергу, не завжди в змозі підтримати генерацію при різких поривах вітру.

5. Проведено розрахунки усталених режимів схеми поточкорозподілу району електропостачання в режимах найбільшого і найменшого навантажень, а також післяаварійному, які враховувалися при аналізі статичної стійкості підстанції.

6. Проведений розрахунок статичної стійкості ПС 110 кВ методом $Q-U$ кривих для максимального і післяаварійного режиму. Побудовані відповідні графіки $Q-U$ залежностей. Коефіцієнт запасу статичної стійкості по напрузі в максимальному і післяаварійному режимах відповідає нормативу.

7. Проведені розрахунки режимів максимальних, мінімальних навантажень та післяаварійних відключень показали, що відхилення напруги на

всіх підстанціях району електропостачання змінюється в межах від -6% до $+6,5\%$. Діапазон регулювання напруги підстанцією ($\pm 16\%$) є достатнім.

8. Проведено розрахунки струмів дво- і трифазних коротких замикань на шинах 110, 35 і 10 кВ підстанції. Розрахункові дані враховувалися при виборі комутаційного обладнання.

9. Проведено вибір і заміну комутаційного обладнання: короткозамикачів на елегазові вимикачі на стороні 110 кВ, оливних вимикачів на вакуумні на стороні 35 кВ для підвищення надійності електропостачання споживачів ПС 110/35/10 кВ.

Досліджені методи підвищення енергетичної стійкості трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ та запропоновані заходи щодо її модернізації сприятимуть надійності електропостачання споживачів, а також безпечним умовам праці персоналу й недопущення забруднення довкілля.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Авраменко В. М. Декомпозиційний аналіз коливань потужності по мережі ОЕС України / В. М. Авраменко, О. В. Мартинюк // Технічна електродинаміка. – 2018. - №4. – С. 98–101.
2. Авраменко В. М. Дослідження коливної статичної стійкості у перетині ОЕС України / В. М. Авраменко, Н. Т. Юнеєва та ін. // Вісник Вінницьк. політехн. ін-ту. – 2018. - №1. – С. 34–38.
3. Авраменко В. М. Дослідження моделей та інтелектуалізованих програмних засобів для автоматизації диспетчерського керування ЕЕС / В. М. Авраменко, П. О. Черненко та ін. // Праці Ін-ту електродинаміки НАН України. – 2014. - №38. – С. 39–47.
4. Батлук В. А. Охорона праці. Підручник / В. А. Батлук, М. П. Кулик, Р. А. Яцюк. – Львів : Вид-цтво НУ «Львівська політехніка», 2009, 360 с.
5. Бахмачук С. В. Деякі аспекти техніко–економічного порівняння варіантів схем електричних з'єднань та видачі потужності електростанції / С. В. Бахмачук, Т. В. Завалко // Сучасні проблеми економіки та підприємництво. Аналіз діяльності підприємства. – 2014. – Вип. 14. – С. 236–243.
6. Бень Т. Г. До визначення економічної ефективності інвестицій // Економіка України. – 2007. - №4. – С. 12–19.
7. Бойчик І. М. Економіка підприємства. Навч. посіб. – Вид. 2-е, доп. і перероб. – К. : Атіка, 2007. – 528 с.
8. Бойчук Ю. Д. Екологія і охорона навколишнього середовища. Навч. посібн. / Ю Д. Бойчук, Е. М. Солошенко, О. В. Бугай. – Суми : Університетська книга, 2012. – 284 с.
9. Бригхэм, Юджин Финансовый менеджмент. Теория и практика / Юджин Бригхэм, Майкл Эрхардт ; [пер. с англ. под ред. Е. А. Дорофеева]. – 10-е изд. – СПб. : Питер, 2009. – 960 с. : ил. – (Серия «Академия финансов»).

- 10.Бромвич, Майкл Анализ экономической эффективности капиталовложений : пер. с англ. / Майкл Бромвич ; [пер. А. Г. Пивовара]. – М. : ИНФРА–М, 1996. – 425 с. : ил.
- 11.Веников В. А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах : Учеб. для электроэнерг. спец. вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : Высшая школа, –1985. – 536 с.
- 12.Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі : ГКД 340.000.002–97. – Офіц. вид. – К. : Міненерго України, 1997. – 52 с. – (Галузевий керівний документ).
- 13.Владимиров Ю. В. Влияние промышленных потребителей на потери в электрических сетях / Ю. В. Владимирова, В. С. Доля // Світлотехніка та електроенергетика. – 2008. – №2. – С. 53–56.
- 14.Денисюк С. П. Особливості оцінки стійкості, надійності живлення та рівня ЕМС в системах живлення електрифікованого транспорту / С. П. Денисюк, Д. Г. Дерев'янюк, В. В. Мирошніченко // Електрифікація транспорту. – 2012. - №3. – С. 53–56.
- 15.Денисюк С. П. Формування технологічного базису модернізації розподільних електричних мереж на основі концепції SMART GRID // Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2012. - №1. – С. 90–97.
- 16.Джигирей В. С. Екологія та охорона навколишнього природного середовища. Навч. посібник. – Вид. 2-е. – К. : Знання, 2002. – 203 с.
- 17.Економіка підприємства. Збірник практичних задач і конкретних ситуацій. Навч. посібн. / За ред. С. Ф. Покропивного. – Київ : Техніка, 1999.– 178 с.
- 18.Євдін О. М. Захист населення і територій від надзвичайних ситуацій. Т. 1. Техногенна та природна небезпека. Посібник / За заг. ред. В. В. Могильниченка. – К. : КІМ, 2007. – 636 с.
- 19.Євтух П. С. Аналіз методів дослідження стійкості електромережі підстанції 110/10 кВ / П. С. Євтух, О. О. Вакуленко, П. М. Оліярник, Б. П.

- Коханський // Матеріали VIII МНТК молодих учених та студентів ТНТУ «Актуальні задачі сучасних технологій» (27–28 листопада 2019 р., Тернопіль) : Зб. тез доп. Т. 3. – Тернопіль, 2019. – С. 18–19.
20. Катеринич М. Б. Аналіз та оцінка інвестиційних проєктів // Економічна наука. Інвестиції: практика та досвід. – 2007. - №16. – С. 11–17.
21. Кириленко А. В. Разработка иерархического оперативно-управляющего комплекса и внедрение его в энергообъединения Украины / А. В. Кириленко, В. Л. Прихно, П. А. Черненко // Наука та інновації. – 2008. – № 6. – С. 12-25.
22. Кодекс цивільного захисту України (від 02.10.2012 р.) [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/5403-17>.
23. Кузнецов М. П. Фактори впливу вітрової енергетики на стійкість енергосистеми // Відновлювальна енергетика. Вітроенергетика. – 2015. - №2. – С. 51–55.
24. Кулик В. В. Комплексне оцінювання ефективності встановлення додаткових джерел реактивної потужності у розподільних електричних мережах / В. В. Кулик, О. Б. Бурикін, В. М. Пірняк // Вісник Київ. нац. ун-ту технологій та дизайну. – 2018. - №4 (124). – С. 103–111.
25. Лисяк Г. М. Режимы та характеристики энергоблоку електростанції з додатковим робочим трансформатором власних потреб / Г. М. Лисяк, О. Р. Пастух // Вісник Вінницьк. політехн. ін-ту. – 2016. - №2. – С. 116–121.
26. Охрана труда в электроустановках: Учебн. для вузов / Под ред. Б. А. Князевского. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1983. – 336 с.
27. Попадченко С. А. Современные подходы к модернизации электрических сетей в электроэнергетической отрасли Украины // Энергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК. – 2016. – №2. – С. 21–24.

28. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів : ДНАОП 0.00-1.21-1998 / Вид. офіційне. Мінпраці України. – К. : Офіційний вісник України, 12.03.1998. - №8. – С. 394.
29. Правила улаштування електроустановок / Вид. офіційне. Міненерговугілля України. – Харків : Вид-во «Форт», 2017. – 760 с.
30. Прокопенко В. А. Особливості економічного ефекту інвестицій у розвиток локальних електричних мереж // Економічна наука. Інвестиції: практика та досвід. – 2016. - №17. – С. 38–44.
31. Рожкова Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебн. для сред. проф. образов. / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова – М. : Изд. центр «Академия», 2004. – 448с.
32. Слюсар А. А. Ризики при виникненні надзвичайних ситуацій / А. А. Слюсар, А. С. Борисова // Матеріали 20-ї ВВПК «Сучасний стан цивільного захисту України та перспективи розвитку» (9–10 жовтня 2018 р., м. Київ) : Зб. тез доп. – К., 2018. – С. 412–415.
33. Стійкість енергосистем. Керівні вказівки : ГКД 34.20.575–2002. – Офіц. вид-ня Мін. палива та енергетики України. – К. : ОЕП «ГРІФРЕ», 2002. – 23 с. – (Галузевий керівний документ).
34. Стогній Б. С. Еволюція інтелектуальних електричних мереж та їхні перспективи в Україні / Б. С. Стогній, О. В. Кириленко, А. В. Праховник, С. П. Денисюк // Технічна електродинаміка. Електроенергетичні системи та установки. - 2012. - №5. – С. 52–67.
35. Стогній Б. С. Застосування засобів моніторингу перехідних режимів в ОЕС України при розв’язанні задач диспетчерського керування / Б. С. Стогній, О. В. Кириленко та ін. // Праці Ін-ту електродинаміки НАН України : Зб. наук. праць. – 2009. – Т. 23. – С. 147–155.
36. Стогній Б. С. Інтелектуальний вимірювальний перетворювач та нормативне забезпечення комунікаційного середовища високовольтних електроенергетичних об’єктів / Б. С. Стогній, О. В. Кириленко,

- Є. М. Танкевич та ін. // Праці Ін-ту електродинаміки НАН України : Зб. наук. праць. – 2014. – Вип 38. – С. 56–64.
37. Стогній Б. С. Підвищення пропускної здатності «слабких» перетинів енергосистем з використанням технології гнучкої передачі змінним струмом (ГПЗС, FACTS) / Б. С. Стогній, О. В. Кириленко та ін. // Технічна електродинаміка. Електроенергетичні системи та установки. – 2009. – №2. – С. 63–68.
38. Танкевич С. Є. Формування вимог до інтерфейсу електронних високовольтних вимірювальних перетворювачів струму та напруги // Технічна електродинаміка. – 2014. - №5. – С. 68–70.
39. Цифрова підстанція. Переваги та особливості / М. Ф. Сопель, С. П. Денисюк, О. В. Сподинський // Праці Ін-ту електродинаміки НАН України : Зб. наук. праць. – 2011. – Вип 30. – С. 14–17.
40. Цифровые комбинированные трансформаторы тока и напряжения ЦТТН-6 (10), 35, 110 кВ. Режим доступу: <https://digitrans.ru/ctcttin/> .
41. Чернецька Ю. В. Система моніторингу технічного стану розподільчих електричних мереж / Ю. В. Чернецька, А. І. Замулко // Енергозбереження. Енергетика. Енергоаудит. – 2011. - №9 (91). – С. 28–37.
42. Яндульський О. С. Підвищення якості роботи енергосистем засобами систем гнучких передач змінного струму / О. С. Яндульський, В. В. Мацейко // Вісник Чернігів. держ. технолог. ун-ту. – 2013. - №2 (65). – С. 178–183.