

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

(повне найменування вищого навчального закладу)

Центр перепідготовки та післядипломної освіти

(назва факультету)

Кафедра електричної інженерії

(повна назва кафедри)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до дипломного проекту (роботи)

магістр

(освітній (освітньо-кваліфікаційний) рівень)

на тему: **Підвищення ефективності функціонування електричних
мереж 110/10 кВ**

Виконав: студент II курсу, групи ЕЕд-2

напряму підготовки (спеціальності) 141 –

Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)

Петренко Л. В.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Керівник

(підпис)

Савків В. Б.

(прізвище та ініціали)

Нормоконтроль

(підпис)

Вакуленко О. О.

(прізвище та ініціали)

Рецензент

(підпис)

Левицький В. В.

(прізвище та ініціали)

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

Факультет Центр перепідготовки та післядипломної освіти

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.

«24» червня 2019 р.

**ЗАВДАННЯ
НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЕКТ (РОБОТУ) СТУДЕНТУ**

Петренку Любомиру Васильовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Підвищення ефективності функціонування електричних мереж 110/10 кВ

Керівник проекту (роботи) Савків Володимир Богданович, к.т.н., доцент

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

Затверджені наказом по університету від «19» червня 2019 року № 4/7-545

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

3. Вихідні дані до проекту (роботи) Генеральний план району електропостачання ПС 330 кВ «Тернопіль»; характеристика та перелік наявних потужностей ПС 110 кВ «Микулинці»; номінальна потужність – 2х25 МВА; однолінійна схема внутрішніх й зовнішніх електромереж підстанції; графік роботи – цілодобовий.

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. Однолінійна схема електричних з'єднань підстанції 1л. ф – А1

3. Грозозахист та контур заземлення 1л. ф – А1

4. Схема релейного захисту 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 **27 червня 2019 року**

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломного проекту (роботи)	Термін виконання етапів проекту (роботи)	Примітка
1	Вступ	08.07.2019	
2	Аналітична частина	22.07.2019	
3	Науково-дослідна частина	02.09.2019	
4	Технологічна частина	23.09.2019	
5	Проектно-конструкторська частина	14.10.2019	
6	Спеціальна частина	28.10.2019	
7	Обґрунтування економічної ефективності	11.11.2019	
8	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	18.11.2019	
9	Екологія	25.11.2019	
10	Висновки	02.12.2019	
11	Оформлення пояснювальної записки	09.12.2019	
12	Оформлення графічної частини	09.12.2019	

Студент _____
(підпис)

Петренко Л. В. _____
(прізвище та ініціали)

Керівник проекту (роботи) _____
(підпис)

Савків В. Б. _____
(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Петренко Л. В. Підвищення ефективності функціонування електричних мереж 110/10 кВ. 141 - Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Центр перепідготовки та післядипломної освіти. Кафедра електричної інженерії, група ЕЕд–2. - Тернопіль : ТНТУ, 2019.

Стор. - 125; рис. - 32; табл. - 7; креслень - 6; джерел - 39; додатків -.

У дипломній роботі проведено модернізацію трансформаторної підстанції 35/10 кВ з використанням сучасного комутуючого обладнання для забезпечення надійності й ефективності постачання електроенергії споживачам.

Досліджені моделі зменшення втрат потужності, втрат напруги та отримання економічного ефекту в електромережах 110/10 кВ при їх реконструкції на напругу 110/20 кВ.

Встановлено, що реконструкція електромереж на напругу 20 кВ з використанням інноваційних технологій дозволить збільшити їх пропускну здатність в 2-2,5 рази в порівнянні з мережами 6-10 кВ в межах тієї ж території, а використання малогабаритних розподільчих пристроїв та щоглових трансформаторів заводської готовності призведе до зменшення їх вартості.

Виконаний розрахунок струмів короткого замикання кіл навантажень 35/10 кВ, на основі яких здійснено вибір захисного обладнання.

Ключові слова: ПОНИЖУВАЛЬНА ПІДСТАНЦІЯ, ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, ЕФЕКТИВНІСТЬ, КОМУТАЦІЙНЕ ОБЛАДНАННЯ.

ANNOTATION

Petrenko L. Improving the efficiency of the 110/10 kV power lines operation. 141 - Electrical Power Engineering, Electrical Engineering, Electromechanics. Ternopil Ivan Puluj National Technical University. Center for retraining and postgraduate education. Chair of Electrical Engineering, group EEd-2. - Ternopil : TNTU, 2019.

Pages - 125; Illustrations - 32; Tables - 7; Drawings - 6; Sources - 39; Applications –.

In this diploma paper the modernization of the 35/10 kV transformer substation with the use of modern switching equipment to ensure the reliability and efficiency of electricity supply to consumers has been carried out.

Models reduction of the power losses, voltage losses and obtaining economic effect in 110/10 kV power grids during their reconstruction to 110/20 kV voltage has been investigated.

It is established that the reconstruction of 20 kV power grids with the use of innovative technologies will allow to increase their capacity by 2-2,5 times in comparison with 6-10 kV networks within the same territory, and the use of small switchgear and mast transformers of factory readiness to reduce their value.

The calculation of short circuits currents of 35/10 kV loads, on the basis of which the choice of protective equipment are executed.

Keywords: REMOTE SUBSTANCE, ELECTRIC NETWORK, EFFICIENCY, COMUTING EQUIPMENT.

ЗМІСТ

ВСТУП	9
1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА	12
1.1 Трансформаторна підстанція як основна комірка електроенергетичної системи	12
1.2 Аналіз трансформаторної підстанції 35/10 кВ та її району електропостачання	15
1.3 Аналіз технічного стану комутаційного обладнання ПС 35/10 кВ	15
1.4 Аналіз потужності режимів і ефективності роботи підстанції	16
1.5 Мікропроцесорний пристрій релейного захисту та автоматики МРЗС-05-01	20
1.6 Висновки до розділу	25
2 НАУКОВО–ДОСЛІДНА ЧАСТИНА	27
Дослідження ефективності переведення електричних мереж на напругу 20 кВ	27
2.1 Необхідність модернізації електричних мереж середнього класу напруги	27
2.2 Дослідження ефективності впровадження електричних мереж номіналом 20 кВ	30
2.3 Висновки до розділу	34
3 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА	36
3.1 Вибір силових трансформаторів модернізованої трансформаторної підстанції	36
3.2 Розрахунок навантажень на шинах 10кВ підстанції 35/10 кВ	37
3.3 Оцінка можливих варіантів модернізації первинної електричної схеми підстанції 35/10 кВ	40
3.4 Висновки до розділу	45
4 ПРОЕКТНО–КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА	46

4.1 Розрахунок струмів короткого замикання	46
4.2 Вибір схеми живлення підстанції та її основних функціональних елементів на стороні 35 кВ	50
4.3 Вибір високовольтних вимикачів навантаження на стороні 35 кВ	52
4.4 Вибір роз'єднувачів розподільчого пристрою 35 кВ	55
4.5 Вибір приладів обліку і контролю електроенергії	57
4.6 Вибір трансформаторів струму 35 кВ	58
4.7 Вибір трансформаторів напруги 35 кВ	60
4.8 Вибір обмежувачів перенапруги 35 кВ	61
4.9 Загальна характеристика елементів підстанції на стороні 10 кВ	63
4.10 Вибір високовольтних вимикачів навантаження на стороні 10 кВ	65
4.11 Вибір трансформаторів струму 10 кВ	67
4.12 Вибір трансформаторів напруги 10кВ	70
4.13 Вибір шинних роз'єднувачів напруги 10 кВ	72
4.14 Вибір трансформатора власних потреб	74
4.15 Вибір запобіжників та автоматичних вимикачів	75
4.16 Вибір обмежувачів перенапруги 10 кВ	78
4.17 Розрахунок штучного заземлення та грозозахисту ПС 35/10 кВ	79
4.18 Обґрунтування приладів компенсації реактивної потужності ...	86
4.19 Висновки до розділу	87
5 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА	88
Дослідження досвіду побудови розподільних електромереж середнього класу напруги	88
5.1 Дослідження динаміки втрат електроенергії в електромережах європейських країн	88
5.2 Розподільні мережі Фінляндії. Особливості схемних рішень	90
5.3 Висновки до розділу	96

6 ОБҐРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ	98
6.1 Аналіз економічної ефективності електроенергетичної системи з традиційними і відновлюваними джерелами енергії	98
6.2 Розрахунок економічної ефективності вибору трансформаторів власних потреб	103
7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	109
7.1 Аналіз безпеки електропостачання міськими електричними мережами	109
7.2 Роль цивільного захисту в системі національної безпеки	113
8 ЕКОЛОГІЯ	116
8.1 Проблеми використання планетарної енергетики	116
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ	120
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	122

ВСТУП

Актуальність теми. Ефективність і надійність сучасних електротехнічних комплексів, систем електропостачання в умовах зростання електричних навантажень і їх щільності безпосередньо залежить від схемних рішень побудови розподільних електричних мереж. Концепція «розумної енергетики» в більшості наукових робіт відбивається в розробці нових технологій: систем контролю і управління, пристроїв електромагнітного перетворення, виконавчих пристроїв, швидкодіючих цифрових пристроїв захисту. В основному дані інновації знаходять застосування на об'єктах високої і надвисокої напруги. Питанням поліпшення параметрів і керованості розподільних мереж середньої напруги приділяється мало уваги [13, 22, 23].

Розвиток мереж середньої напруги 20 кВ не завжди має системний характер і часто вони будуються «як доведеться», що веде за собою збільшення втрат потужності, труднощі експлуатації [9, 22].

Нині інновації нерозривно пов'язані з мікропроцесорною технікою, цифровими технологіями і системами комунікації. Енергетика не виняток. Створення ефективних і адаптивних алгоритмів функціонування електричних мереж, за якими буде працювати дана техніка, є найбільш важливим завданням, з яким можуть впоратися тільки електроенергетики [23].

Проблема збільшення щільності електричних навантажень піднімає питання підвищення рівня напруги і, як наслідок, пропускної здатності електромережевого устаткування [36]. Кабельна інфраструктура мереж 6-10 кВ вже працює на межі пропускної здатності. У ряді Обленерго країни вже реалізовані проекти електропостачання нових мікрорайонів, районів чи забудов на основі перспективного класу напруги 20 кВ. Однак, науково обґрунтованих рішень щодо впровадження цього все ще рідко використовуваного класу напруги, а особливо, його режиму заземлення нейтралі дуже мало [36, 37].

На нинішній час більшість діючих систем електропостачання є ієрархічними і не здатними до швидкого реагування на зовнішні збурення. Їх можна охарактеризувати як квазістатичні. Тенденції і нові технічні рішення в галузі багатофункціональних цифрових систем, введення стандарту МЭК 61850

«Мережі і системи зв'язку на підстанціях», розвиток комунікаційної інфраструктури електроенергетичних систем дають можливість замислитись над створенням «динамічних», здатних адаптуватися до режимів і збурень енергосистем [13].

На даний час одним з перспективних рішень цієї проблеми з економічної точки зору може бути комплексний підхід до реконфігурації електромереж середнього класу напруги 6(10) кВ з підвищенням номінальної напруги до 20 кВ, створення центрів живлення та прокладання ліній передавання цієї напруги із запровадженням якісно нового рівня автоматизації мережі [13, 37].

Для впровадження електромереж з напругою 20 кВ вже зараз є наявне компактне обладнання вітчизняних й закордонних виробників, зокрема, щоглові підстанції зі спрощеною конструкцією трансформатора без розширювального бачка та перемикача без збудження. Використання щоглових комплектних трансформаторних підстанцій дає можливість максимально наблизити їх установку до споживачів зі збереженням охоронної зони 10 кВ.

Найбільш ефективним критерієм для техніко-економічне порівняння стратегій розвитку електромереж на номінальних напругах 10 або 20 кВ є дослідження мінімуму сумарних дисконтованих витрат. З розрахунку випливає, що кращими техніко-економічними показниками (майже 10% дисконтованих витрат) характеризується варіант реконструкції розподільної електромережі з переведенням живлення на номінальну напругу 20 кВ [11].

Таким чином, можна зробити висновок, що реконструкція розподільних електромереж, починаючи з трансформаторних підстанцій, переведенням їх на напругу 20 кВ з метою зменшення втрат електроенергії та підвищення їх енергоефективності, представляє собою актуальну задачу.

Мета і завдання дослідження. Метою дипломної роботи є модернізація схемо-технічного рішення та комплексу обладнання понижувальної трансформаторної підстанції 35/10 кВ як частини електромережі 110 кВ, а також розробка заходів з підвищення енергоефективності системи електропостачання цієї підстанції.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі завдання:

– аналіз сучасних технічних рішень підвищення ефективності і надійності

систем електропостачання шляхом заміни комутаційного, вимірювального обладнання, пристроїв релейного захисту новітніми з використанням мікропроцесорних технологій;

- аналіз характеристик сучасного високовольтного комутаційного обладнання трансформаторної підстанції (вимикачі, роз'єднувачі) для заміни морально застарілого й з фізичним зносом;

- порівняльний аналіз характеристик розподільних електромереж 10 (6) кВ та 20 кВ для дослідження їх техніко–економічних показників;

- розрахунок струмів короткого замикання на шинах підстанції для вибору комутаційного обладнання;

- реконструкція функціональних елементів трансформаторної підстанції.

Об'єкт дослідження - процес підвищення енергоефективності трансформаторної підстанції 35 кВ шляхом модернізації схемо–технічного рішення й високовольтного комутуючого обладнання.

Предмет дослідження - характеристики новітнього комутуючого обладнання для модернізації підстанції 35/10 кВ.

Наукова новизна отриманих результатів.

- Отримало подальший розвиток застосування методів забезпечення ефективності роботи трансформаторних підстанцій шляхом їх реконструкції із застосуванням новітнього комутуючого обладнання й мікропроцесорних пристроїв релейного захисту.

- Запропонована для подальшого дослідження модель зменшення втрат потужності, втрат напруги та отримання економічного ефекту в електромережах 110/10 кВ при їх реконструкції на напругу 110/20 кВ.

Практичне значення отриманих результатів.

Впровадження результатів досліджень методів реконструкції трансформаторних підстанцій дозволить підвищити ефективність функціонування електромережі.

Апробація. Результати досліджень за темою дипломної роботи були представлені на IV-й Міжнародній науково-технічній конференції «Теоретичні та прикладні аспекти радіотехніки, приладобудування і комп'ютерних технологій» на базі Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя

[11].

Структура роботи. Робота складається зі вступу, 8-и розділів, висновків, переліку посилань (39 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини - 125 стор., 7 табл., 32 рис.

1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА

1.1 Трансформаторна підстанція як основна комірka електроенергетичної системи

Основним завданням, що стоїть перед сучасною енергетичною системою є забезпечення відповідного рівня функціонування систем електропостачання, які здійснюють передачу та розподілення електричної енергії всім електроприймачам, забезпечують необхідну потужність в години максимальних навантажень, задану (нормовану) надійність електропостачання, допустимі межі зміни показників якості електричної енергії, має задовольняти умовам безпечної експлуатації, економічності та мати надійне керування.

Практика експлуатації систем електропостачання свідчить про те, що електрична енергія ще не завжди використовується технічно та економічно ефективно не тільки при споживанні у виробничих процесах, але й при передачі її споживачу. Тому значне місце у вирішенні задач електропостачання займають питання правильного проектування, тобто вибору найбільш економічно та технічно досконалого варіанту побудування і функціонування систем електропостачання виробничого об'єкту.

Перш ніж здійснити реконструкцію систем електропостачання, треба зробити розрахунок та вибір необхідної апаратури та приладів, слід обґрунтувати необхідність виконання даної роботи, здійснити необхідні розрахунки як системи в цілому, так і окремих її елементів.

Трансформаторна підстанція - це електроустановка, що призначена для перетворення (підвищення або пониження) напруги в мережі змінного струму і

розподілу електроенергії і складається з силових трансформаторів, розподільного пристрою, пристрою автоматичного управління і захисту, а також допоміжних споруд.

Електропостачання сільськогосподарських споживачів здебільшого здійснюється від районних підстанцій, які живляться від потужних енергетичних систем. Найбільш поширені серед них підстанції (ПС) номіналом 110/10, 35/10 кВ.

Кожна підстанція має три основні вузли: розподільний пристрій високої напруги, трансформатор, розподільний пристрій пониженої напруги. На районних підстанціях частину 110 і 35 кВ виконують як відкритий розподільний пристрій, а частину 10 кВ – у вигляді закритого або комплексного розподільного пристрою.

Підстанції класифікуються за призначенням їх в електричній мережі енергосистеми: по потужності установлених трансформаторів та високій нарузі, по кількості розподільчих пристроїв більш низьких напруг, по головним схемам електричних з'єднань, по схемі підключення ПС до електричної мережі та конструктивному виконанню.

Згідно призначення ПС розділяються:

- на міжсистемні ПС з вищою напругою 330-750 кВ, через які здійснюються перетоки електричної потужності між енергосистемами та прийом потужності віддалених генеруючих джерел живлення в центрах споживання;
- на вузлові ПС напругою 110-330 кВ, які є центрами розподілу потоку електричних потужностей в окремих енергосистемах;
- районні ПС напругою 110-220 кВ, які є центрами живлення окремих промислових районів;
- промислові (споживчі) ПС напругою 35-220 кВ, розташовані біля або на території споживачів електричної енергії;
- глибокого вводу ПС напругою 35-220 кВ, розташовані в центрі споживання електричної енергії у великих містах та промислових районах.

За головною схемою електричних з'єднань ПС діляться на підстанції:

- з простими схемами електричних з'єднань – блок-лінія-трансформатор, мостики без вимикачів і з вимикачами, спрощені схеми з одиночними системами шин – секціонованими та не секціонованими;

– зі складними схемами – дві системи шин з обхідною системою, різні варіанти схем багатокутників, дві системи шин з двома вимикачами на приєднання, схеми з вимикачами на приєднання (полуторні) та ін.

Згідно схеми підключення до електричної мережі ПС діляться:

– на тупикові, які живляться по одній або двох лініях від одного джерела живлення;

– прохідні – з входом та виходом лінії, яка живить ПС;

– ПС, які живляться відпайкою від однієї або двох ліній, при цьому на шинах ПС енергія розподіляється на тій же напрузі без трансформації та відбір потужності через трансформатори на нижчій напрузі незначний;

– з багатостороннім живленням на різних напругах та розподіленням енергії декількох напруг.

Згідно конструктивного виконання ПС діляться на:

– відкриті, на яких все обладнання РП високої напруги і трансформатори встановлено на відкритому повітрі;

– закриті, на яких обладнання РП високої напруги та трансформатори встановлені в приміщенні;

– змішані, на яких РП високої напруги можуть бути відкритими, а трансформатори знаходяться в закритих камерах або навпаки;

– комплектні, які поставляються заводами повністю змонтованими або укомплектованими будівельними матеріалами та зібраним обладнанням у вигляді вузлів, блоків;

– блочні, які поставляються в вигляді змонтованих блоків, а на місці монтажу ведеться збирання блоків.

Двотрансформаторні КТП потрібні для постачання електроенергією споживачів комунальної, виробничої сфери міст, інших населених пунктів. Двотрансформаторна підстанція забезпечує значно вищий рівень надійності, так як у випадку виходу із ладу одного із трансформаторів забезпечить живленням найважливіших споживачів від іншого трансформатора без значних по часу перебоїв в електропостачанні.

В ході реалізації алгоритму проектування електричних станцій або підстанцій з'являється велика кількість допустимих технічних рішень, фрагментів

та підсистем об'єктів. Тому в ході виконання проектної роботи слід намагатися розробити найбільш надійний та найменш економічно затратний варіант проекту електричної підстанції.

1.2 Аналіз трансформаторної підстанції 35/10 кВ та її району електропостачання

Район електропостачання трансформаторної підстанції 35/10 кВ «Плужна» охоплює частину Ізяславського району Хмельницької області. ПС розташована в північній частині району. Від підстанції живляться, в основному, сільськогосподарські та побутові споживачі в кількості 37 трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ. На ПС «Плужна» встановлено 2 силові трансформатори потужністю по 1600 кВ·А. Розрахункові кліматичні умови району електропостачання наведені таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 - 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 ПС 35/10 кВ

На даний час на підстанції встановлені силові трансформатори, у яких на стороні 35 кВ встановлено вимикачі оливні типу МВ-35 та роз'єднувачі. Наявність вимикачів на стороні 35 кВ вирішує проблеми при аварійному відключенні трансформатора. На суміжній підстанції, звідки живиться ПС «Плужна», також можливе відключення лінії високовольтними оливними вимикачами типу МВ-35. Для захисту від атмосферних перенапруг ізоляції

електрообладнання змінного струму встановлено вентиляльні розрядники типу РВС-35.

На стороні 10 кВ на ПС 35/10 кВ «Плужна» також встановлені оливні вимикачі.

Оливонаповненим вимикачам характерні такі недоліки: вони пожежо- та вибухонебезпечні, в них менший, в порівнянні з вакуумними вимикачами, строк експлуатації. З технічної точки зору вони мають більший час відключення короткого замикання. Також в оливонаповнених вимикачах пройшов дозволений час експлуатації, а значить їх необхідно замінити на нові, як варіант вакуумні.

Всі роз'єднувачі на стороні 35 кВ потребують заміни, оскільки після досить тривалого строку експлуатації деякі деталі відпрацювали свій ресурс настільки сильно, що неможливо їхні дефекти виправити шляхом капітального ремонту.

Два трансформатори типу ТМ1600/35 призначені для мереж трифазного змінного струму частотою 50 Гц для розподілення і перетворення електроенергії на різних об'єктах електропостачання. Охолодження даного виду силових трансформаторів – ОНАН – природне оливне. На трансформаторах є можливість регулювання напруги - 5 ступеней з діапазоном регулювання 2х2,5% від номінальної. Вид регулювання - ПБЗ (переключення без збудження). Переключення трансформатора на інший діапазон проводиться увідклученому стані, внаслідок чого збільшується перерва в електропостачанні споживачів.

1.4 Аналіз потужності режимів і ефективності роботи підстанції

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.

Графіки навантажень використовують для аналізу роботи електроустановок,

для проектування систем електропостачання, планування ремонтів електрообладнання, а також в процесі експлуатації, для ведення нормального режиму роботи.

Добові графіки ПС визначаються з урахуванням втрат активної і реактивної потужностей в лініях та трансформаторах при розподілі електроенергії.

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 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 табл. 1.2; будуємо графік (добовий) навантаження ТП для літнього та зимового дня. Користуючись цим графіком складаємо таблицю 1.3, згідно якої будуємо річний графік навантаження підстанції по тривалості.

Таблиця 1.2 - Добовий графік навантаження.

Час доби	Навантаження зимового дня		Навантаження літнього дня	
	% від максимального	S _p , кВА	% від максимального	S _p , кВА
0-1	53	848	40	763,2
1-2	53	848	41	763,2
2-3	54	864	41	777,6
3-4	59	944	41	849,6
4-5	60	960	42	864
5-6	60	960	48	864
6-7	67	1072	58	964,8
7-8	74	1184	63	1065,6
8-9	81	1296	68	1166,4
9-10	80	1280	78	1152
10-11	80	1280	77	1152

11-12	73	1168	72	1051,2
12-13	63	1008	59	907,2
13-14	62	992	53	892,8
14-15	63	1008	53	907,2
15-16	64	1024	56	921,6
16-17	70	1120	59	1008
17-18	79	1264	63	1137,6
18-19	80	1280	71	1152
19-20	81	1296	72	1166,4
20-21	82	1345	75	1210,5
21-22	82	1312	70	1180,8
22-23	69	1104	61	993,6
23-24	62	992	50	892,8

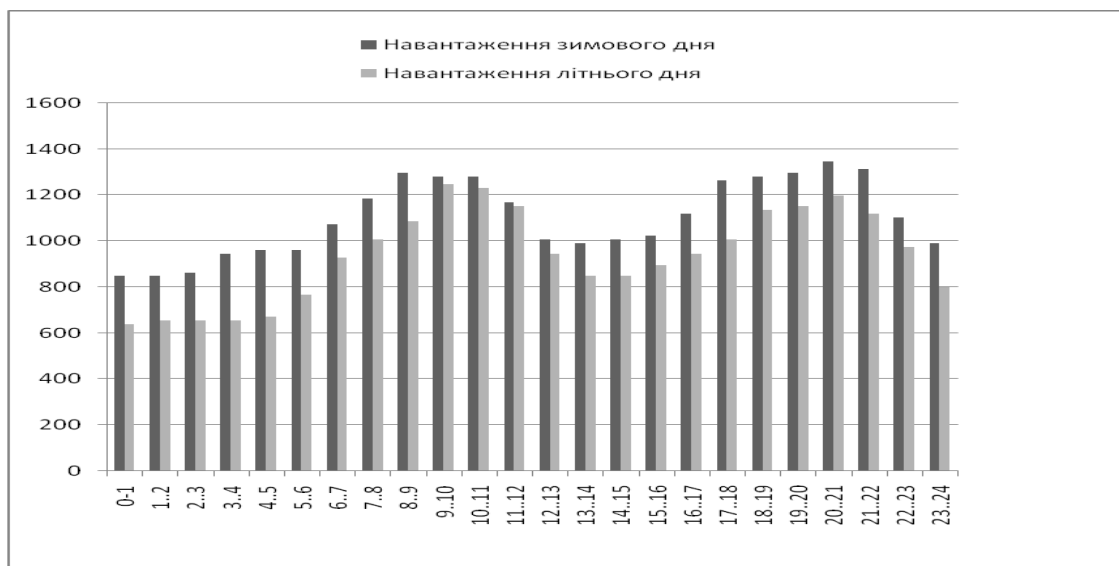


Рисунок 1.1 – Графік добового навантаження

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

$$W_n = \sum S_i \times t_i \times \cos\varphi, \text{ кВт год},$$

де S_i - потужність першої ступені графіка, кВА;

t_i - тривалість ступені, год.

Кількість електроенергії, що споживається за рік:

$$A_{річ} = \sum W_{ni}, \text{ кВт год}, \quad A_{річ} = 9156336 \text{ кВт год}.$$

Середньорічне навантаження:

$$S_{ср.рік} = (A_{річ}/T) \cdot \cos\varphi, \text{ кВА};$$

$$S_{ср.рік} = (9156336/8760) \cdot 0.8 = 836,2 \text{ кВА}.$$

Ступінь нерівномірності графіка роботи установки оцінюється коефіцієнтом

заповнення:

$$K_{зан} = (A_{річ}/S_{max}) \cdot T;$$

$$K_{зан} = 9156336/(1507 \cdot 8760) = 0,69.$$

Коефіцієнт заповнення графіка показує, у скільки разів використана кількість електроенергії за рік (добу) менша від тієї кількості енергії, яка була використана за той же час, коли навантаження установки весь час було максимальним.

Розрахункові навантаження P_p існуючих підстанцій на розрахунковий рік знаходять за формулою:

$$P_p = K_p \cdot P_m,$$

де P_m - максимальне існуюче навантаження ТП, кВт;

K_p - коефіцієнт зростання навантаження, змінюється залежно від споживання електроенергії (таблиця 1.3).

Таблиця 1.3 - Коефіцієнт зростання навантаження

Вид споживачів	Розрахунковий рік
Виробничі	2,1
Змішані	2,0
Комунально - побутові	1,8

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 - $K_D = 0,3 \dots 0,4$; $K_B = 1,0$;
- для змішаних $K_D = K_B = 1,0$.

Підрахунок електричних навантажень на ділянках починають з кінця лінії, підсумовуючи навантаження ТП за денним і вечірнім максимумами (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:

$$P_{д} = P_{дб} + \Delta P(P_{дм}),$$

$$P_{в} = P_{вб} + \Delta P(P_{вм}),$$

де $P_{дб}, P_{вб}$ - більше з навантажень, що додаються, відповідно, згідно денного та вечірнього максимумів;

$\Delta P(P_{М})$ - добавка від меншої потужності.

1.5 Мікропроцесорний пристрій релейного захисту та автоматики МРЗС-05-01

В наш час все більшого поширення набувають мікропроцесорні пристрої, які застосовуються для захисту трансформаторів та інших елементів всіх класів напруги, починаючи з 6-10 кВ і до напруги 750 кВ. Характерними перевагами цих пристроїв над старими на базі електромеханічних реле є:

- об'єднання великої кількості функцій в одному пристрої;
- більша надійність, тому що є постійний самоконтроль справності, що дозволяє не чекати чергової планової перевірки для виявлення несправності;
- за рахунок набагато менших габаритних розмірів спрощено монтаж, налагодження й подальше технічне обслуговування;
- з'явилася можливість керування за допомогою комп'ютера, що прискорює й спрощує налаштування, зчитування інформації й аналіз подій, що відбулися.

Пристрій мікропроцесорного захисту, автоматики, контролю й керування приєднань 6-35 кВ МРЗС-05-01 призначений для:

- триступеневого захисту від міжфазних коротких замикань (МСЗ);
- захисту за струмом нульової послідовності промислової частоти (МЗСНП);
- захисту мінімальної напруги (ЗН);
- захисту максимальної напруги (ЗН);
- відключення суміжних живильних приєднань при відмові силового

вимикача приєднання, на якому відбулося коротке замикання (ПРВВ);

- автоматичного повторного включення приєднання після його відключення від пристрою захисту (АПВ двократної дії);

- автоматичного відключення приєднання при зниженні частоти в мережі нижче заданої (АЧР).

Пристрій МРЗС представляє собою мікропроцесорну систему, реалізовану на базі сигнального процесора ADSP2115. Структурна схема МРЗС-05-01 подана на рис. 1.2. Пристрій МРЗС містить такі блоки:

- блок датчиків струму й напруги БДТН-05-МРЗС;
- блок обчислювача БО-МРЗС;
- блок інтерфейсний БІ-МРЗС;
- блоки дискретних входів виходів БДВВ-МРЗС;
- блок дисплейний 2БД-МРЗС;

Блок датчиків струму й напруги БДТН-05-МРЗС призначений для гальванічної розв'язки від вторинних ланцюгів вимірювальних трансформаторів струму й напруги, для узгодження рівнів струмів $i(t)$, напруг $u(t)$ з рівнями вхідних аналогових сигналів вузла аналого-цифрового перетворювача (АЦП) блоку БВ-МРЗС.

Блок обчислювача БО-МРЗС призначений для виконання аналого-цифрового перетворення вхідних аналогових сигналів $i(t)$, $u(t)$ в цифрові сигнали $i(n)$, $u(n)$; виконання всіх функцій виміру, захистів, автоматики, діагностики, реєстрації аварійних подій із прив'язкою до реального часу; налаштування МРЗС; керування всіма програмно-доступними блоками (БДВВ-МРЗС, 2БД-МРЗС, БІ-МРЗС); виконує обмін інформацією із зовнішніми пристроями й користувачем.

Блок інтерфейсний БІ-МРЗС призначений для підключення МРЗС до комп'ютера через інтерфейс RS232, а також у локальну мережу через інтерфейс RS485. За допомогою комп'ютера є можливість виконати налаштування МРЗС, записати уставки, прочитати зареєстровані аварійні події.

Блоки дискретних входів виходів БДВВ-МРЗС призначені для гальванічної розв'язки МРЗС, узгодження за рівнем і зчитування в обчислювач шістнадцяти вхідних дискретних сигналів, і видачі на чотирнадцять вихідних реле команд управління або сигналізації.

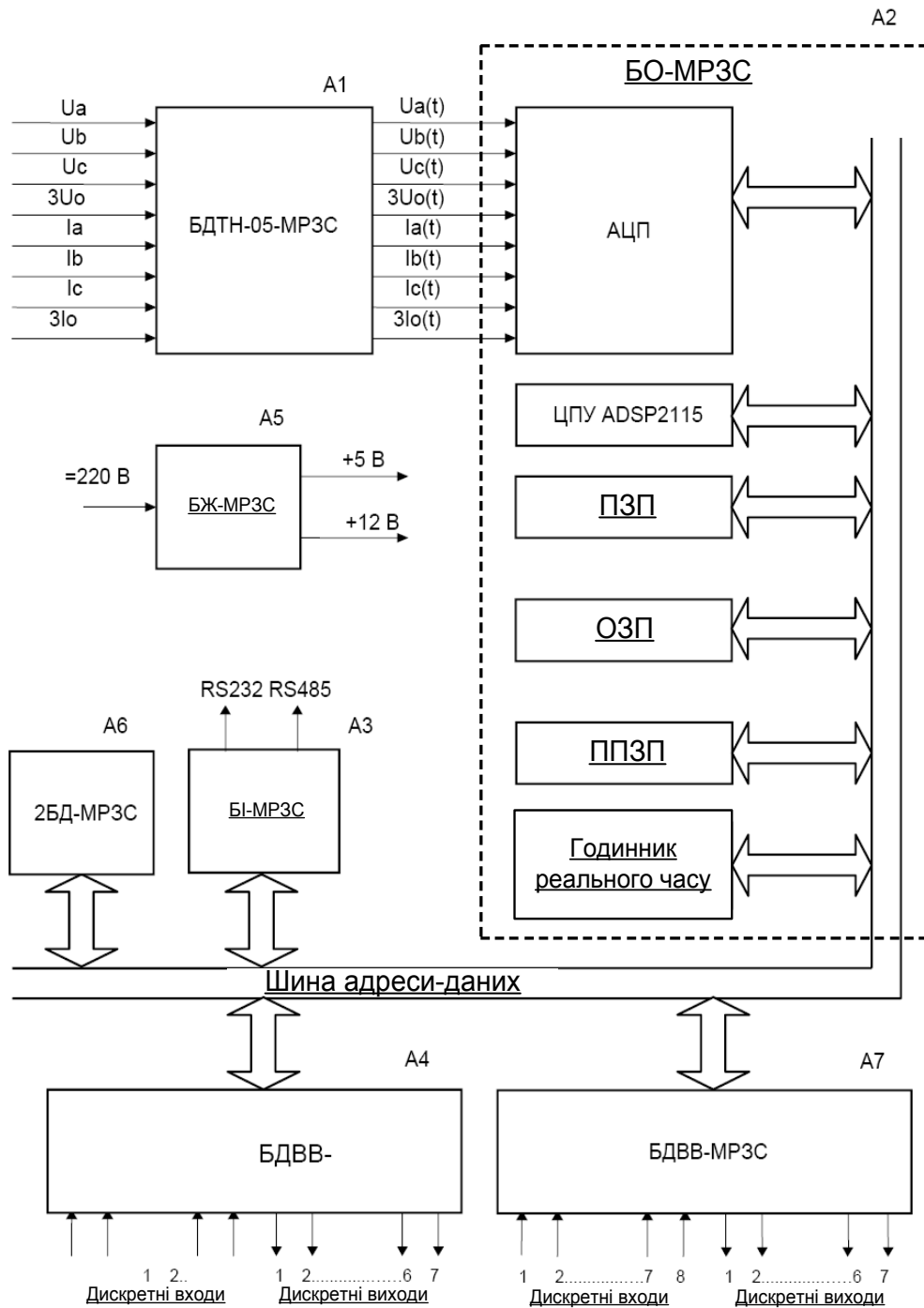


Рисунок 1.2 - Структурна схема мікропроцесорного пристрою МРЗС

Блок дисплейний 2БД-МРЗС містить рідиннокристалічний індикатор (два рядки по 16 символів у рядку), чотири кнопки, сім світлодіодів і призначений для організації взаємодії користувача із МРЗС для:

- налаштування й конфігурування;
- введення уставок;
- установки часу;
- виводу на індикатор поточної інформації про аварійні події;

- сигналізації про всі спрацювання систем захисту через світлодіоди.

Варіанти МСЗ. МРЗС дозволяє користувачу вибрати один з трьох варіантів МСЗ:

- триступенева МСЗ із незалежною від струму витримкою часу;
- триступенева МСЗ, де перший і третій ступені з незалежною від струму витримкою часу, а друга – з залежною від струму витримкою часу;
- триступенева МСЗ із можливістю блокування напругою кожного ступеню (МСЗ з пуском по мінімальній напрузі).

Характеристики ступенів МСЗ із незалежною від струму витримкою часу:

- діапазон уставок по струму спрацювання від $0,1 I_n$ до $30 I_n$ з дискретністю $0,02 I_n$;
- діапазон уставок за часом спрацювання від 0 до 32с з дискретністю 0,01с;
- діапазон уставок по напрузі від 2 В до 150 В з дискретністю 1 В;
- коефіцієнт повернення від 1,05 до 2,00 з дискретністю 0,01.

Характеристики другого ступеню МСЗ із залежною від струму витримкою часу. МРЗС має два варіанти ампер-секундної характеристики залежного ступеню по МЭК 255-4.

Ампер-секундна характеристика першого варіанту нелінійна:

$$t = \frac{A \cdot M}{n \cdot (K - 1)}, \text{ с,}$$

де t - час дії захисту, с;

K - кратність струму I по відношенню до струму спрацювання $I_{сз}$,

$$K = \frac{I}{I_{сз}};$$

A, n - коефіцієнти, що визначають вид характеристики:

- полого - $A=0,14, n=0,02$ (Рисунок 4.2.2);
- крута - $A=13,5, n=1$ (Рисунок 4.2.3);

M - масштабний коефіцієнт, с. Діапазон установки M - від 0,05 до 1 с із дискретністю 0,01 с.

Межі зміни часу дії захисту від 0 до 64 с.

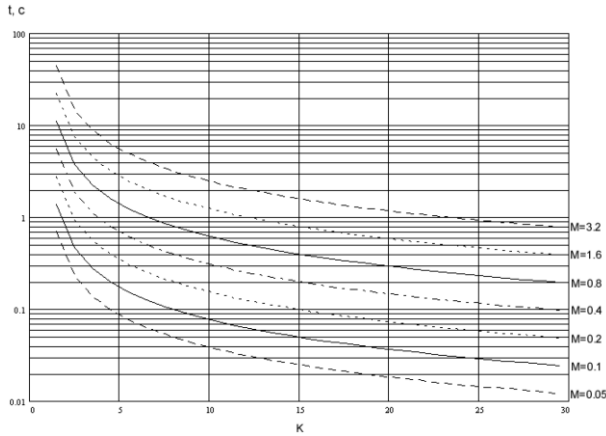


Рисунок 1.3 - Характеристика спрацювання нелінійного пологого МСЗ

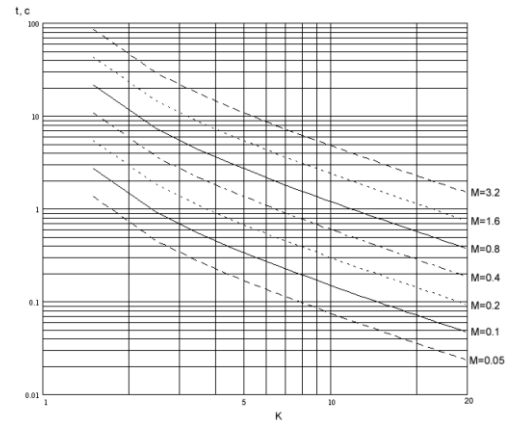


Рисунок 1.4 - Характеристика спрацювання нелінійного крутого МСЗ

Блок БВ-МРЗС реалізує всі функції захисту, автоматики, діагностики й реєстрації аварійних подій, реалізує функції налаштування, конфігурування й перегляду, виводить на мінідисплей інформацію по запиту користувача. У режимі конфігурації проводиться установка або відключення всіх систем захисту й автоматики.

На даний час розробляються проекти нових та реконструкції діючих підстанцій, де передбачено використання в повному обсязі мікропроцесорних пристроїв РЗА з наступним інтегруванням їх в автоматизовану систему управління і контролю об'єктів, із забезпеченням передачі інформації на верхні рівні оперативного управління.

1.6 Висновки до розділу

Зроблений огляд класифікації трансформаторних підстанцій.

Проведений аналіз трансформаторної підстанції 35/10 кВ «Плужна» та її району електропостачання, технічного стану комутаційного обладнання та визначені напрямки реконструкції підстанції.

Проведений аналіз потужностей підстанції, режимів і ефективності її роботи. Визначені максимуми і мінімуми сезонних й добових навантажень підстанції.

Проведений аналіз мікропроцесорного пристрою релейного захисту трансформатора та іншого електрообладнання підстанції. Вказані його можливості щодо захистів від струмів короткого замикання.

2 НАУКОВО–ДОСЛІДНА ЧАСТИНА

ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ПЕРЕВЕДЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ НА НАПРУГУ 20 КВ

2.1 Необхідність модернізації електричних мереж середнього класу напруги

Сучасний стан електричних мереж України, потребує значних покращень основних техніко-економічних характеристик та виконання різних видів робіт (реконструкції, модернізації чи технічного переоснащення), що зумовлено такими причинами:

- високий ступінь фізичного і морального старіння (зношення) електрообладнання;
- значні втрати електричної енергії (як технічні, так і комерційні) - до 15 %;
- низький рівень автоматизації об'єктів електричних мереж.

Розподільні електричні мережі напругою 10(6) кВ майже вичерпали резерв пропускної здатності, мають надзвичайно низький рівень автоматизації, дистанційне управління обмежене застосуванням застарілого обладнання в трансформаторних підстанціях (ТП), мережі, як правило, дуже розгалужені, мають значну протяжність, секціонування їх практично всюди забезпечується лінійними роз'єднувачами, а застосування сучасних реклоузерів не поширене.

Застосування напруги 20 кВ та використання сучасного обладнання, а саме: елегазових, вакуумних вимикачів, реклоузерів, мачтових ТП дозволить перейти на вищий рівень надійного і комплексного централізованого електропостачання споживачів України, зменшити (обмежити) струми к. з. , знизити втрати

електричної енергії, покращити енергозбереження, безпеку при експлуатації.

Переваги переходу на напругу 20 кВ ілюструються нижче на рис. 2.1, а саме: перехід від триступеневої системи передачі та розподілу електричної енергії (110-35-(6)10 кВ) на двоступеневу (110 – 20 кВ), як представлено на рис. 2.1 а) [37], та зменшення загальної довжини мереж 0,4 кВ і втрат у них шляхом використання щоглових КТП 20/0,4 кВ (див. рис. 2.1 б)).

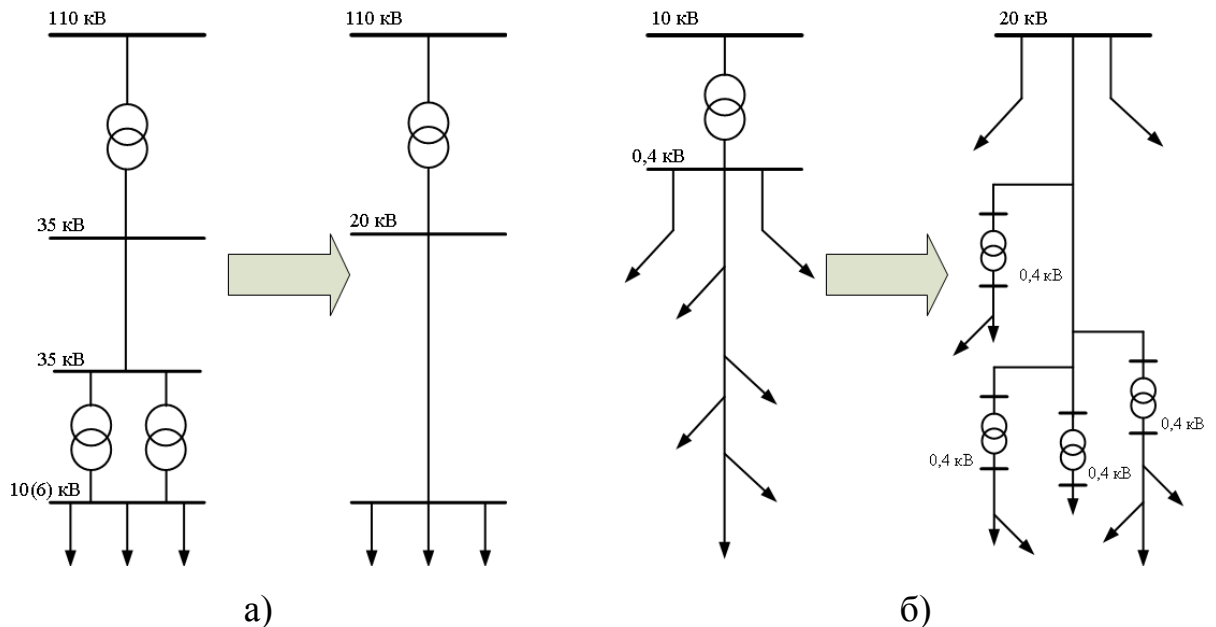


Рисунок 2.1 - Реконструкція системи передачі та розподілу електричної енергії: від системи 110–35–10 (6) кВ до системи 110–20 кВ.

Застосування номінальної напруги 20 кВ на противагу існуючим класам напруги у розподільних мережах дозволить:

- використати нове обладнання (ТП, РП) в габаритах старого;
- використати норми відведення земельних ділянок для підстанцій від 6 до 20 кВ без розширення площі ділянок (50 м.кв.);
- зберегти охоронні зони повітряних ліній електропередачі (для ПЛ 6, 10, 20 кВ - 10 метрів);
- усунути дефіцит потужності в центрах живлення, розвантаживши перевантажені РП - 6(10) кВ існуючих ПС;
- створити резерв потужності для гарантованого надійного електропостачання споживачів;
- забезпечити передачу більшої потужності при тих же перетинах

провідників й знизити технологічні втрати;

– зменшити загальну довжину мереж 0,4 кВ та втрати в ній за рахунок використання щоглових КТП 20/0,4 кВ.

Клас напруги 20 кВ в порівнянні з напругою 10 кВ має низку переваг. Перша перевага - це велика пропускна потужність, що є дуже важливим аргументом, особливо в умовах сучасного збільшення споживання електроенергії, причому, як в промисловості, так і в побуті.

Наприклад, кабельна лінія на напругу 20 кВ січенням 240 мм² здатна передати потужність рівну $S_{20} = 13667 \text{ кВ} \cdot \text{А}$, в той час як на напрузі 10 кВ тільки $S_{10} = 6055 \text{ кВ} \cdot \text{А}$.

Інша перевага мереж 20 кВ - це зниження втрат електроенергії і напруги на її передачу. Наприклад, при виборі січення проводів повітряних ЛЕП слід керуватися технічними вимогами і, в першу чергу, щодо допустимого струмового навантаження. В цьому випадку для однієї і тієї ж потужності навантаження січення проводів на 10 кВ і 20 кВ будуть відрізнятися в 2-3 рази ($F_{10} \geq F_{20}$), тоді відношення втрат потужності ΔP_{10} при напрузі 10 кВ і ΔP_{20} при напрузі 20 кВ $\Delta P_{10} / \Delta P_{20} = (R_{10} / R_{20}) / (U_{10} / U_{20})^2$ буде перебувати в межах (1,3 ... 1,6), тобто втрати потужності на напрузі 20 кВ будуть в 1,5 рази меншими, ніж при 10 кВ. Таке ж співвідношення зберігається і для відношень втрат напруги.

Розрахунки економічної ефективності за терміном окупності кабельних ЛЕП на 20 кВ і 10 кВ для однозмінного і двозмінного підприємств при різних тарифах на електричну енергію, різних коефіцієнтах завантаження кабельних ліній дали такі результати. Застосування напруги 20 кВ в розподільній мережі підприємства, що працює в дві зміни, окупиться за (4,0 ... 4,5) років. Що стосується підприємств, що працюють в одну зміну, то навіть при зниженні навантаження на кабель до 75% термін окупності становить 10 років. Однак підвищення тарифів на електроенергію різко знижує термін окупності кабельних ліній 20 кВ до (6,0 ... 6,5) років, що нижче нормативного терміну окупності, рівного восьми рокам [22].

Досвід експлуатації мереж 6-20 кВ в нашій країні показав:

1. У сільських мережах при щільності навантаження менше 60 кВт / км²

економічно доцільною є напруга 10 кВ. При більш високій щільності навантаження економічно ефективним є застосування напруги 20 кВ. При цьому, застосування напруги 20 кВ доцільне при будівництві нових крупних селищ і заміні ліній 6 кВ.

2. Застосування напруги 20 кВ в міських електричних мережах при електрифікації нових районів є економічно вигідним.

3. Розрахунками підтверджено, що використання напруги 20 кВ для електропостачання промислових підприємств має обмежене застосування. Даний клас напруги доцільно застосовувати для підприємств потужністю не більше 12 МВ·А, що не мають споживачів напругою 6 і 10 кВ.

2.2 Дослідження ефективності впровадження електричних мереж номіналом 20 кВ

Згідно «Енергетичної стратегії України» нижній прогноз електроспоживання, що відповідає сценарію розвитку економіки, складає 336,4 млрд. кВт·год. електроенергії на 2030-й рік. Середньорічний приріст електроспоживання оцінюється за цим сценарієм у 2,6 %. Так як на сьогодні розподільні електричні мережі напругою 10(6) кВ майже вичерпали резерв пропускної здатності одним із способів дотримання сценарію розвитку економіки держави є перехід напруги розподільчих мереж 6 (10) кВ на більш високу напругу.

На сьогодні відома велика кількість іноземних прикладів застосування розподільчих мереж більш високої напруги. У якості прикладу застосування розподільчих мереж 20 кВ можна привести країни Східної Європи, які мають розподільчі мережі напругою 20-22 кВ: Чехія, Словаччина, Болгарія, Італія, Німеччина, Фінляндія та ін.

Основним технічним показником, який характеризує ефективність електропередачі, є річні втрати електричної енергії в електричній мережі (ЕМ) [24]:

$$\Delta W = \Delta P_{\Sigma \max} \cdot \tau_{\max} + \Delta P_{\Sigma XX} \cdot 8760, \quad (2.1)$$

де $\Delta P_{\Sigma \max}$ – сумарні максимальні навантажувальні втрати активної потужності

в лініях електропередавання (ЛЕП) та трансформаторах;

$\Delta \Delta P_{\Sigma XX}$ – сумарні втрати холостого ходу в розподільних трансформаторах ЕМ;

τ_{\max} – час найбільших втрат (час, протягом якого за максимального навантаження втрати електроенергії у системі електропостачання мають таке саме значення, що і за змінного навантаження протягом періоду, що розглядається (за рік)).

Складові втрат потужності у формулі (2.1) залежать від структури ЕМ та її параметрів. Підставляючи у формулу (2.1) відомі вирази для втрат потужності в ЛЕП та трансформаторах на ділянках розрахункової схеми ЕМ, отримуємо:

$$\Delta W = \left(\frac{S_{\max}^2}{U^2} \cdot \frac{\rho}{F} \cdot l \cdot \frac{\sum_{m=0}^{n-1} (n-m)^2}{1000} + n \cdot \Delta P_{K3} \cdot \beta^2 \right) \cdot \tau_{\max} + n \cdot \Delta P_{XX} \cdot 8760, \quad (2.2)$$

де S_{\max} – максимальна розрахункова повна потужність навантаження i -ї ТП;

U – номінальна напруга ЕМ;

ρ – питомий опір матеріалу жили кабелю;

F – січення кабелю;

l, n – відстань між ТП та їхня кількість у ЕМ відповідно;

$m = 0, 1, 2, \dots, n-1$;

$\Delta P_{K3}, \Delta P_{XX}$ – втрати короткого замикання та холостого ходу трансформатора;

β – коефіцієнт завантаження трансформатора.

Під час переходу на більш високий клас напруги, наприклад, з 10 кВ до 20 кВ, втрати електричної енергії зменшаться на величину:

$$\delta W = \Delta W_{10} - \Delta W_{20}, \quad (2.3)$$

де $\Delta W_{10}, \Delta W_{20}$ – річні втрати електроенергії в електричній мережі 10 кВ та 20 кВ, відповідно.

Аналіз паспортних даних трансформаторів 10/0,4 кВ та 20/0,4 кВ показав, що втрати потужності короткого замикання ΔP_{K3} та потужності холостого ходу ΔP_{XX} мають деякі регресійні залежності з їхньою номінальною потужністю S_{TH}

згідно такого виразу [9]:

$$\begin{cases} \Delta P_{K310} = 0,86 + 0,011 \cdot S_{TH}; & \Delta P_{XX10} = 0,18 + 0,002 \cdot S_{TH}; \\ \Delta P_{K320} = 1,14 + 0,01 \cdot S_{TH}; & \Delta P_{XX10} = 0,24 + 0,0009 \cdot S_{TH}, \end{cases} \quad (2.4)$$

що дозволяє розрахувати величину δw за спрощеним виразом:

$$\begin{aligned} \delta w = & \left[3,68 \cdot 10^6 \cdot S_{TH}^2 \cdot \frac{\rho}{F} \cdot l \cdot \sum_{m=0}^{n-1} (n-m)^2 + n \cdot (0,72 \cdot S_{TH} - 141) \right] \cdot \tau_{\max} + \\ & + n \cdot (11,51 \cdot S_{TH} - 480). \end{aligned} \quad (2.5)$$

У формулі (2.5) також враховано те, що у режимі максимальних навантажень кожний трансформатор у двопробеневій схемі повинен бути завантажений не більше, ніж на 70% ($\beta = 0,7$).

Необхідно враховувати такі технічні обмеження:

– втрату напруги в ЛЕП, яка, згідно з діючими нормами, не повинна перевищувати 8%. Для досліджуваної розрахункової схеми був отриманий загальний вираз для розрахунку втрати напруги:

$$\Delta U_{\Sigma} = \frac{\beta \cdot S_{TH} \cdot \cos \varphi}{10 \cdot U^2} \cdot (r_0 + x_0 \cdot \operatorname{tg} \varphi) \cdot l \cdot \frac{1}{2} \cdot n \cdot (n-1); \quad (2.6)$$

– допустимий струм за нагрівом на головній ділянці кабелю $I_{\text{дон}}$, який буде обмежувати кількість ТП, під'єднаних до двопробеневої схеми у післяаварійному режимі, визначається з нерівності:

$$n \leq U \cdot I_{\text{дон}} / S_{TH}; \quad (2.7)$$

– струми термічної стійкості жил кабелів та їхніх екранів.

Згідно з діючими нормами при виборі економічного критерію для прийняття рішень рекомендується за основний показник використовувати інтегральний ефект IE_t за t років:

$$IE_t = \sum_{k=1}^t \frac{E_k}{(1+D)^k} - K, \quad (2.8)$$

де E_k – економічний ефект у k -му році;

K – капіталовкладення;

D – норма дисконту.

Тоді капітальні вкладення на будівництво мережі з n ТП і КЛ будуть розраховуватися за формулою:

$$K = n \cdot (C_T + C_{PI} + C_{KL} \cdot l), \quad (2.9)$$

де C_T – вартість трансформаторів;
 C_{PI} – вартість розподільних пристроїв;
 C_{KL} – вартість 1 км кабельної лінії.

Для зменшення кількості змінних у цільовій функції у роботі [9] отримано регресійні залежності вартостей трансформаторів від їхньої номінальної потужності S_{TH} та вартостей кабелів з ізоляцією зі зшитого поліетилену від перерізу їхніх жил F та екранів $F_{екр}$ для 10 кВ та 20 кВ, відповідно:

$$\begin{cases} C_{T10} = 1,48 + 0,004 \cdot S_{TH}; & C_{KL10} = 7,344 + 0,053 \cdot F + 0,317 \cdot F_{екр}; \\ C_{T20} = 1,85 + 0,005 \cdot S_{TH}; & C_{KL20} = 9,68 + 0,058 \cdot F + 0,31 \cdot F_{екр}. \end{cases} \quad (2.10)$$

Електрична мережа, збудована на напрузі 20 кВ, у порівнянні з електромережею 10 кВ дасть такий річний економічний ефект:

$$\delta E_k = E_{k20} - E_{k10} = C_0 \cdot \delta w - p_a \cdot (K_{20} - K_{10}), \quad (2.11)$$

де C_0 – вартість втрат 1 кВт·год електроенергії;
 p_a – амортизаційні відрахування.

Отже, порівняльний інтегральний ефект за t років буде розраховуватися за формулою:

$$\Delta E_t = \sum_{k=1}^t \frac{\delta E_k}{(1+D)^k} - (K_{20} - K_{10}), \quad (2.12)$$

Формула (2.12) з урахуванням обмежень (2.6) та (2.7) є виразом цільової функції, яка містить як технічні, так і економічні параметри й дає змогу визначити область використання класу напруги 20 кВ.

Для отримання мінімальних щільностей електричних навантажень p_{min} , за яких доцільно застосовувати клас напруги 20 кВ, у електричній мережі необхідно виділити «зону дії» трансформаторної підстанції у вигляді кола з деяким радіусом, що складає половину відстані між сусідніми ТП – $l/2$. Знаючи потужності трансформаторів S_{TH} та відстані між ТП l за яких доцільно споруджувати мережу на напрузі 20 кВ, за середнього коефіцієнта потужності навантажень на ТП $\cos \varphi_{cp} = 0,85$ отримуємо:

$$p_{min} = \frac{5,6 \cdot S_{TH} \cdot \cos \varphi_{cp}}{\pi \cdot l^2} = 1,5 \cdot \frac{S_{TH}}{l^2}. \quad (2.13)$$

З виразу (2.12) можна визначити залежність граничної довжини ЛЕП між ТП від тривалості максимальних втрат τ_{\max} у разі, коли є прийнятним термін досягнення однакового інтегрального ефекту (прийнятий рівним 10 рокам) для трансформаторів з потужністю S_{TH} та перерізів жил кабелів F .

Таким чином, дослідженнями встановлено:

1. Застосування напруги 20 кВ у міських ЕМ може бути виправданим у разі застосування трансформаторів з одиничною потужністю 630 та 1000 кВ·А та кабелів з перерізом алюмінієвої жили не менше 240 мм².

2. За граничної відстані між ТП 800 м та тривалості максимальних втрат 2500 год/рік електрична мережа повинна бути побудована за класом напруги 20 кВ з трансформаторами одиничною потужністю 1000 кВ·А, кабелями з перерізом алюмінієвої жили не менше, ніж 300 мм². При цьому мінімальна щільність електричних навантажень буде складати близько 2,5 МВт/км².

2.3 Висновки до розділу

Застосування напруги 20 кВ в розподільчих мережах дозволить перейти на більш високий рівень електропостачання, збільшити пропускну здатність електромереж як мінімум в 2-2,5 рази в порівнянні з мережами 6-10 кВ в межах тієї ж території, скоротити кількість трансформаторних потужностей, підвищити якість електроенергії і надійність функціонування систем електропостачання.

Перехід електромереж на напругу 20 кВ з використанням інноваційних технологій (композитні кабельні матеріали) дозволить помітно зменшити об'єми прокладання кабельних ліній. Використання малогабаритних типових розподільчих пристроїв та щоглових трансформаторів високої заводської готовності призведе до зменшення їх вартості.

Досліджені моделі зменшення втрат потужності, втрат напруги та отримання економічного ефекту в електромережах при їх реконструкції на напругу 20 кВ.

3 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Вибір силових трансформаторів модернізованої трансформаторної підстанції

Найбільш часто трансформаторні підстанції (ТП) виконують одно- або двотрансформаторними. Кількість трансформаторів визначається характером навантаження та категорією електропостачання споживачів.

Два трансформатори встановлюються, якщо виконується хоча б одна з цих умов:

1. Відстань до найближчої ТП–35 кВ більше 30 км;
2. Водоймища, полігони чи інші перешкоди не дають можливості зарезервувати хоча б одну з ліній 10 кВ від сусідньої підстанції;
3. За розрахунковим навантаженням необхідно встановити один трансформатор потужністю більше 2,5 мВА;
4. Неможливо замінити пошкоджений трансформатор протягом однієї доби; неможливо забезпечити нормоване відхилення напруги у споживачів I категорії в післяаварійному режимі при резервуванні;
5. Наявність шести і більше ліній 10кВ, що відходять від ТП.

В нашому випадку виконуються такі умови: 2; 4;. Отже, вибираємо кількість трансформаторів, що дорівнює двом. Номінальні потужності підстанції 35/10 кВ залежать від значення, характеру та зміщення навантаження. В с/г районах використовують в основному трансформатори з автоматичним регулюванням напруги під навантаженням (РПН).

Потужність, яку необхідно трансформувати одному трансформатору:

$$S_{mp} = 1507 / 2 = 753,5 \text{ кВА.}$$

Вибираємо два трансформатори типу ТМН-1600/35. В нормальному режимі роботи трансформатори будуть працювати з коефіцієнтом завантаження:

$$K_{зав} = S_{роз} / (2 \cdot S_{н.тр.});$$

$$K_{зав} = 1507 / (2 \cdot 1600) = 0,47.$$

Коефіцієнт резерву установки складе:

$$K_{рез} = (2 \cdot S_{н.тр.}) / S_{роз};$$

$$K_{рез} = (2 \cdot 1600) / 1507 = 2,12.$$

Навантаження практично відповідає номінальній потужності установки.

Вибір номінальної потужності ПС залежно від вихідних даних може здійснюватись по повній розрахунковій потужності або по графіку навантаження.

Якщо на ПС встановлюються два трансформатори, то номінальна потужність кожного з них визначається за умовою:

$$S_{ТР} = \frac{S_P}{2};$$

$$S_{тр} = 1507 / 2 = 753,5 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

3.2 Розрахунок навантажень на шинах 10кВ підстанції 35/10 кВ

Розрахунок максимального навантаження на шинах 10 кВ проводимо шляхом додавання розрахункових навантажень головних ділянок відходящих ліній 10 кВ.

Потужність на шинах по загальному денному P_d і вечірньому P_v навантаженнях та коефіцієнт потужності $\cos\phi$, який залежить від розрахункових навантажень виробничих споживачів $P_{вир}$ до загального розрахункового навантаження $P_{заг}$.

Складанням окремо денних та вечірніх максимумів навантажень всіх ліній 10 кВ знаходять денне та вечірнє навантаження на шинах 10 кВ ПС. У подальшому в розрахунках використовується більший максимум навантаження. Розрахункові дані головних ділянок ліній зводимо в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 - Розрахункові дані головних ділянок ліній 10 кВ

Номер фідера	Денне навантаження	Вечірнє навантаження
	P, кВА	P, кВА
Ф-44	206	247
Ф-43	310	354
Ф-42	180	227
Ф-41	303	310
Ф-46	176	207

Оскільки навантаження вечірнього максимуму більше від денного, складаємо вечірнє навантаження на шинах 10 кВ ПС 35/10 кВ.

$$P_{\text{в}} = P_{\Phi 41} + \Delta P_{\Phi 42} + \Delta P_{\Phi 43} + \Delta P_{\Phi 44} + \Delta P_{\Phi 46};$$

$$P_{\text{в}} = 310 + 227 + 354 + 354 + 247 + 207 = 1345 \text{ кВА.}$$

Повне навантаження на шинах ПС.

$$S_P = P_P \cdot K_{\text{вт}},$$

де P_P - більший із максимумів навантаження (вечірній або денний) на шинах 10 кВ ПС ;

$K_{\text{вт}}$ — коефіцієнт, що враховує втрати електричної енергії;

P_P - повна розрахункова потужність, кВ А;

Отже:

$$S_P = 1345 \cdot 1.12 = 1507 \text{ кВА.}$$

Розрахунок електричних навантажень з перспективою розвитку споживачів електричної енергії привів до висновку, що розрахункова потужність на шинах 10 кВ складає 1507 кВА.

Діюча підстанція 35/10 кВ з двома трансформаторами потужністю 1,6 МВА з двома секціями шин 10 кВ і не може повністю забезпечити надійне електропостачання споживачів у зв'язку із застарілим обладнанням.

Таким чином виникає необхідність модернізації підстанції 35/10кВ із заміною трансформаторів та відповідно підстанційного обладнання.

Для того, щоб підвищити економічність роботи електричної мережі, якість електропостачання району, у даному проекті передбачається розробка для підстанції 35/10кВ заходів по компенсації реактивної потужності.

Вихідними даними для обґрунтування варіанту реконструкції є:

- розрахункова потужність на шинах 10 кВ;
- підстанція розташована в центрі електричного навантаження споживачів;
- кількість відходящих ліній 10 кВ - 5;
- в зоні електропостачання є споживачі I і II категорії за надійністю електропостачання.

Результатом аналізу цих даних є висновок, що реконструкція підстанції приведе до підвищення надійності електропостачання шляхом покращення схеми електричних з'єднань підстанції.

Вибираємо трансформатор ТМН – 1600/35:

$S_{\text{ном}} = 1,6 \text{ МВ}$; – номінальна потужність трансформатора;

$U_{\text{ВН}} = 35 \text{ кВ}$ – номінальна лінійна напруга обмотки ВН трансформатора;

$U_{\text{НН}} = 10 \text{ к}$; – номінальна лінійна напруга обмотки НН трансформатора;

$U_{\text{к \%}} = 6,5\%$ – напруга короткого замикання;

$P_{\text{хх}} = 2,9 \text{ кВт}$ – активна складова втрат холостого ходу трансформатора;

$\Delta P_{\text{к}} = 16,5 \text{ кВт}$ – втрати короткого замикання;

$I_{\text{х}} = 1,3\%$ – струм холостого ходу, % від номінального;

Y/D-11 – схема і група з'єднання обмоток;

4,97 т – повна маса трансформатора;

2730 мм – довжина трансформатора.

Модернізація первинної електричної схеми ПС.

Головна схема електричних з'єднань підстанції - це сукупність основного обладнання, збірних шин, комутаційної та іншої первинної апаратури зі всіма виконаними між ними в з'єднаннями.

Вибір головної схеми є визначаючим при проектуванні або модернізації електричної частини підстанції, тому що вона визначає новий склад елементів і зв'язків між ними.

Вибрана головна схема являється вихідною при складанні принципівих схем електричних з'єднань, схем власних потреб, схем вторинних з'єднань, монтажних схем.

При виборі схем електроустановок мають враховуватись такі фактори.

- значення і роль підстанції в енергосистемі, схем і напруги прилягаючих мереж;
- категорія споживачів за ступенем надійності електропостачання;
- перспектива розширення і проміжні етапи розвитку підстанції і прилягаючої ділянки мережі;
- надійність;
- оперативна чутливість мережі;
- економічна доцільність схеми;

До даної підстанції підходять дві лінії 35 кВ і вибрано два трансформатори, доцільно застосувати схему моста з масляними вимикачами і ремонтною перемичкою

на стороні ліній 35 кВ.

На стороні 10 кВ для РУ-10 кВ використані комплектні коміртки типу КРУН-10 з масляними вимикачами без викатник візках, які необхідно замінити на вакуумні.

3.3 Оцінка можливих варіантів модернізації первинної електричної схеми підстанції 35/10 кВ

Схеми містка використовуються при двох лініях та двох трансформаторах. Існує декілька варіантів виконання схем містка. Розглянемо ці варіанти.

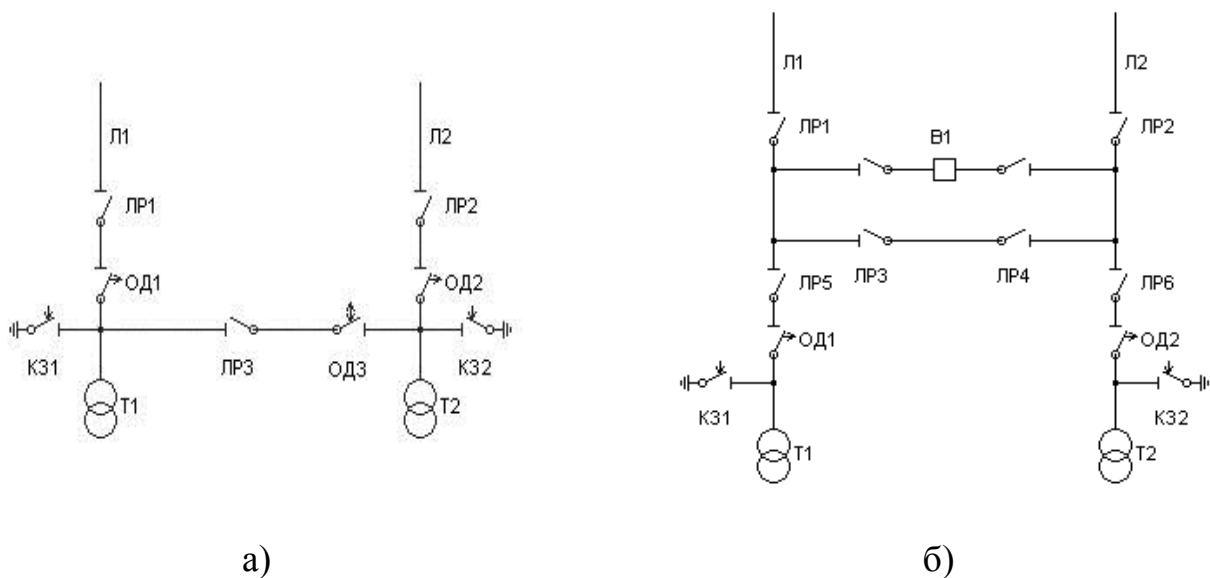


Рисунок 3.1 – Схеми містків:

- а) схема містка на віддільниках;
- б) схема містка з вимикачем в перемичці

Схема містка може бути виконана на віддільниках (рисунок 3.1 а і б). По суті це схема двох блоків трансформатор — лінія, сполучених на стороні високої напруги перемичкою (містком). У перемичці встановлений роз'єднувач і віддільник двосторонньої дії. Нормально РЗ включений, а ОДЗ відключений, оскільки режим роботи двох ліній на один трансформатор через включену перемичку недопустимий. При виведенні в ремонт трансформатора видимий розрив забезпечується роз'єднувачами ЛР1 (ЛР2) і ЛР3.

Аварійне відключення ліній відбувається набагато частіше, ніж трансформаторів. В цьому випадку і використовується перемичка. Так, при

стійкому к.з. на лінії Л1 вона відключається вимикачем В1 (рисунок 3.1, б) на живлячому кінці, захистом мінімальної напруги, що фіксує зникнення напруги у споживача, відключається вимикач на низькій стороні трансформатора, а потім віддільник ОД1. Для відновлення в роботі трансформатора Т1 при відключеній лінії Л1 автоматично включається віддільник ОД3 в перемичці, а потім вимикач на низькій стороні трансформатора. Таким чином, на підстанції знаходитимуться в роботі обидва трансформатори, включена перемичка і одне з відгалужень до лінії Л2. Релейний захист лінії Л2 повинен бути вибраний з урахуванням цього режиму роботи.

Як видно з опису різних режимів роботи схеми, автоматичні перемикання можливі тільки при чіткому узгодженні роботи всіх елементів. Наприклад, не можна включати ОД3, якщо не відключений ОД1 або ОД2; ОД1 або ОД2 можна відключати лише після відключення вимикачів на низькій стороні трансформаторів Т1 і Т2 і за відсутності напруги на лініях Л1, Л2; якщо включений К31 або К32, включати ОД3 не можна. Дотримання цих умов забезпечується спеціальними блокуваннями.

Якщо через шини підстанції здійснюється транзит потужності, то застосовується схема, показана на рисунку 3.1 б). У перемичці встановлюється вимикач В1, в ланцюгах трансформаторів передбачаються віддільники, а також ремонтна перемичка з роз'єднувачами ЛР3, ЛР4, що шунтують вимикач. У нормальному режимі вимикач В1 включений, ремонтна перемичка розімкнена роз'єднувачем ЛР3 або ЛР4. Відключення трансформатора відбувається так само, як і в схемі, розглянутій вище. При пошкодженні Т1 включається короткозамикач К31, відключається В1, а потім вимикач на лінії. У безструмову паузу відключається віддільник ОД1, потім дією АПВ включаються В1 і вимикач на лінії. Перетікання потужності не порушене, пошкоджений трансформатор відключений.

При пошкодженні на одній з ліній, наприклад Л2, відключаються В1 і вимикач на лінії. Якщо АПВ лінії виявилось невдалим, відключається вимикач на низькій стороні трансформатора Т2 і дією АВР включається вимикач ВС. Таким чином, електропостачання споживачів відновлюється.

При необхідності ревізії вимикача В1 включається перемичка ЛР3, ЛР4,

через яку здійснюється перетікання потужності.

Схеми містка (сторона 35 кВ), які представлені на рисунку 3.1, а) і б) виконана на віддільниках та короткозамикачах, які в наш час вже не використовуються при спорудженні трансформаторних підстанцій. Отже такі схеми не підходять.

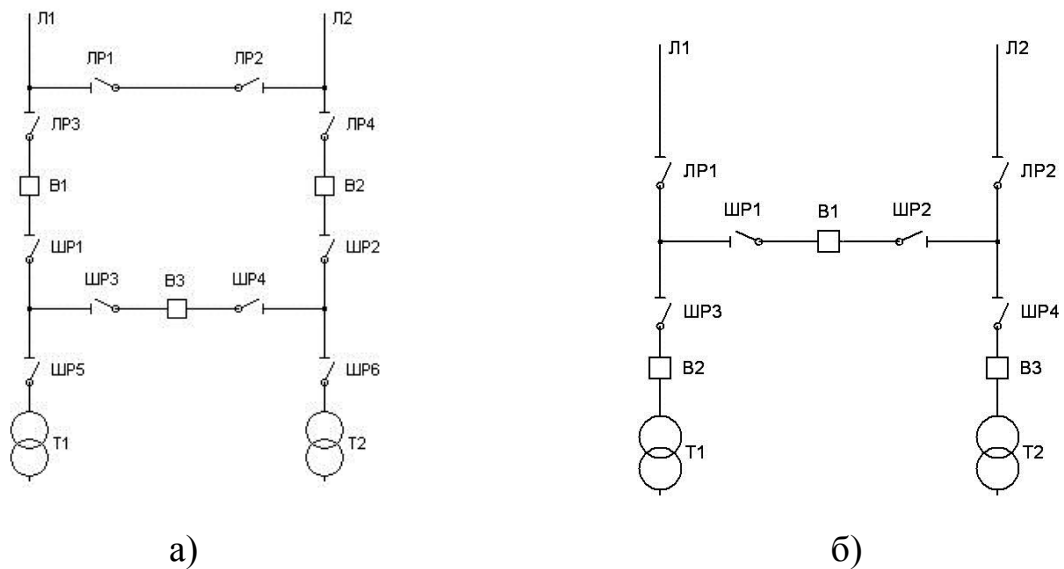


Рисунок 3.2 – Схеми містків з вимикачами:

- а) перемичка в сторону трансформатора;
- б) перемичка в сторону ліній

Схеми містка (сторона 35 кВ), які представлені на рисунку 3.2, а) – не підходить. Вона використовується коли є необхідність в перетоці потужності, а на підстанції, яка проектується такої необхідності немає. Недоліком схеми зображеної на рисунку 3.2, б) є те, що при короткому замиканні на одній із ліній вимикачем відключається і трансформатор. Трансформатор, який залишиться буде працювати з перевантаженням.

Обрана схема представлена на рисунку 3.3.

У схемі для чотирьох приєднань встановлюється три вимикачі В1, В2, В3 (рисунок 3.3). Нормально вимикач В3 на перемичці між двома лініями Л1 і Л2 (у містку) включений. При пошкодженні на лінії Л1 відключається вимикач В1, трансформатори Т1 і Т2 залишаються в роботі, зв'язок з енергосистемою здійснюється по лінії Л2. При пошкодженні в трансформаторі Т1 відключається

вимикач з боку 6 - 10 кВ (на рисунку не показаний) і вимикачі В1 і В3. В цьому випадку лінія Л1 виявилася відключеною, хоча вона і не пошкоджена, що є недоліком схеми містка. Якщо врахувати, що аварійне відключення трансформаторів буває рідко, то з таким недоліком схеми можна миритися, тим більше що після відключення В1 і В3 і необхідності виводу в ремонт пошкодженого трансформатора відключають роз'єднувач ШР5 і включають В1, В3, відновлюючи нормальну роботу лінії Л1. Більш істотним недоліком схеми є відключення ліній при ревізії вимикачів В1 і В2 на весь час виконання робіт.

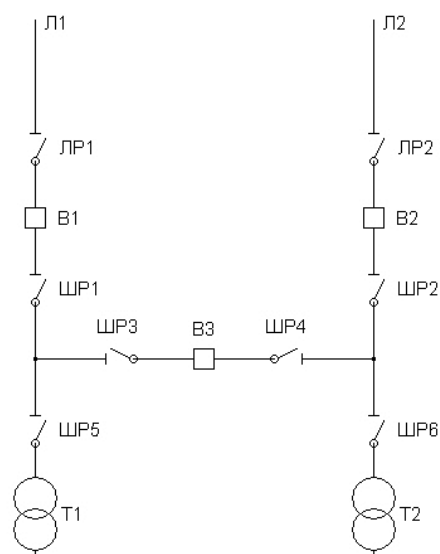


Рисунок 3.3 – Схема містка з вимикачами

Планові відключення трансформатора проводяться так само, як в схемі блоку трансформатор — лінія: відключають вимикач з боку 6 - 10 кВ трансформатора Т1 (на рисунку не показаний) і роз'єднувачем ШР5 відключають струм намагнічування трансформатора, якщо це допустимо по його потужності.

Основною перевагою схеми є економічність (три вимикачі на чотири приєднання) і простота. Конструкція розподільного пристрою дозволяє здійснити перехід від схеми містка до інших схем при розширенні.

Можливе застосування другого варіанту схеми містка з перемичкою у бік ліній. У такій схемі аварійне відключення лінії викличе відключення непошкодженого трансформатора. Аварійність ліній значно вища, ніж трансформаторів, тому другий варіант схеми містка застосовується при короткі

лініях, а також в кільцевих мережах, де відключення трансформатора не повинне приводити до розриву кільця. Отже такий варіант використовуватися нами не буде.

Для збереження в роботі обох ліній при ревізії будь-якого з вимикачів (В1, В2, В3) передбачається додаткова перемичка з двох роз'єднувачів ЛР1, ЛР2 (рисунок 3.1 а). Нормально один з роз'єднувачів (ЛР1) перемички відключений, все вимикача включені. Для ревізії вимикача В1 заздалегідь включають ЛР1, потім відключають В1 і роз'єднувачі по обидві сторони вимикача. В результаті обидва трансформатори і обидві лінії залишаються в роботі. Якщо в цьому режимі відбудеться коротке замикання на одній з ліній, то відключиться В2, тобто обидві лінії залишаться без напруги.

Вірогідність збігу аварії з ревізією одного з вимикачів тим більше, чим більше тривалість ремонту вимикача.

Для ревізії вимикача В3 також заздалегідь включають перемичку, а потім відключають В3. Цей режим має той же недолік: при короткому замиканні на одній з ліній відключаються обидві.

3.4 Висновки до розділу

Проведений вибір кількості та потужності трансформаторів ПС 35/10 кВ з врахуванням денних та вечірніх максимумів навантажень усіх відповідних ліній 10 кВ.

Обґрунтований вибір варіанту модернізації первинної електричної схеми ПС35/10 кВ.

4 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА

4.1 Розрахунок струмів короткого замикання

Спрощений вигляд електричної схеми мережі живлення та її схема заміщення зображено на рис. 4.1 і 4.2, відповідно.

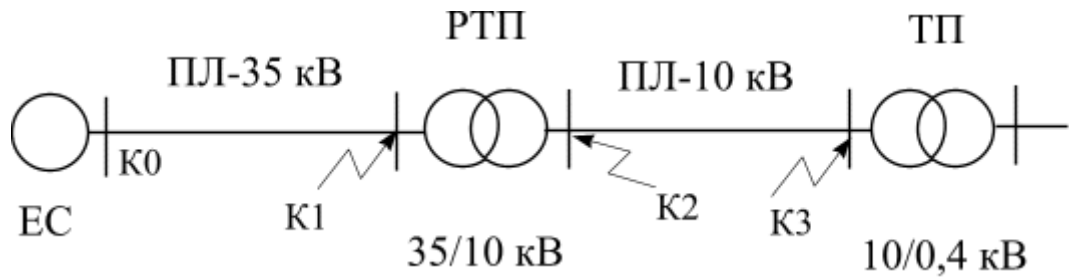


Рисунок 4.1 - Електрична схема мережі

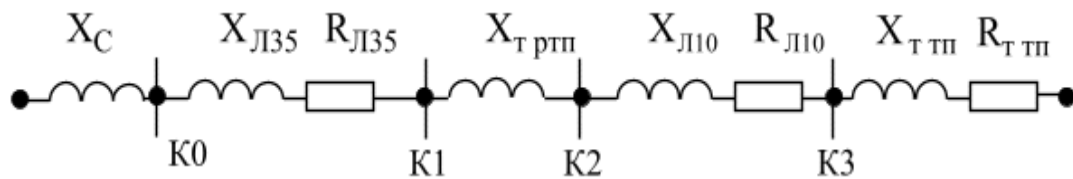


Рисунок 4.2 - Електрична схема заміщення мережі

Проведемо розрахунки струмів короткого замикання (к. з.) в базових одиницях. При цьому, базова напруга – це напруга тієї ділянки, де сталося к. з.

$S_6=100$ – базова потужність, мВА;

$U_{35}=37$ – напруга повітр. ЛЕП, кВ;

$S_{кз}=16,5$ – потужн. струму к. з., мВА;

$L_{35}=14$ – довжина вхідної ЛЕП, км;

$X_{0\ 35}=0,421$ – питомий реактивний опір проводу ЛЕП, Ом/км;

$R_{0\ 35}=0,306$ – питомий активний опір проводу ЛЕП, Ом/км;

$U_{кз\ 35}=6,5$ – напруга к. з. силового трансформатора РТП, %;

$N=2$ – кількість силових трансформаторів на РТП, шт;

$X_{010}=0,4$ – питомий реактивний опір проводу ЛЕП 10 кВ, Ом/км;

$S_{нр\ тп}=1600$ – ном. потужність силового трансформатора РТП, кВА;

$R_{010}=0,910$ – питомий активний опір проводу ЛЕП 10 кВ, Ом/км.

Розрахунок опорів схеми заміщення.

Опір електромережі:

$$X_c = \frac{S_6}{S_{кз}}; X_c = 100/16.5 = 6,06 \text{ Ом.}$$

Реактивний опір лінії живлення:

$$X_{Л35} = X_{O35} L_{Л35} \frac{S_6}{U_{Л35}^2}; \quad X_{Л35} = 0,421 \cdot 14 \cdot (100/37^2) = 0,43 \text{ Ом.}$$

Активний опір лінії живлення:

$$R_{Л35} = R_{O35} L_{Л35} \frac{S_6}{U_{Л35}^2}; \quad R_{Л35} = 0,306 \cdot 14 \cdot (100/37^2) = 0,312 \text{ Ом.}$$

Реактивний опір силових трансформаторів на РТП:

$$Z_{\text{тртп}} = X_{\text{тртп}} = U_{K3} \frac{S_6}{100 S_{\text{НРТП}} N}; \quad Z_{\text{тртп}} = 6,5 \frac{100000000}{100 \cdot 1600000 \cdot 2} = 2,031 \text{ Ом.}$$

Реактивний опір лінії живлення

$$X_{Л10} = X_{O10} L_{Л10} \frac{S_6}{U_{Л10}^2}; \quad X_{Л10} = 0,4 \cdot 3,12 \frac{100}{10,4^2} = 1,15 \text{ Ом.}$$

Активний опір лінії живлення:

$$R_{Л10} = R_{OЛ10} L_{Л10} \frac{S_6}{U_{Л10}^2}; \quad R_{Л10} = 0,910 \cdot 3,2 \frac{100}{10,4^2} = 2,69 \text{ Ом.}$$

Розрахунок струмів к. з. для точки К1.

Опір до розрахункової точки:

$$X_{K1} = X_C + X_{Л35}; \quad X_{K1} = 6,06 + 0,43 = 6,49 \text{ Ом.}$$

$$Z_{K1} = \sqrt{X_{K1}^2 + R_{Л35}^2}; \quad Z_{K1} = \sqrt{6,49^2 + 0,312^2} = 6,5 \text{ Ом.}$$

Тоді базисний струм на пошкодженій ділянці буде рівний:

$$I_{635} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{635}}; \quad I_{635} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА.}$$

Трифазний струм к. з. буде рівний:

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{I_{635}}{Z_{K1}}; \quad I_{K1}^{(3)} = \frac{1,56}{6,05} = 0,257 \text{ кА.}$$

Ударний струм для трифазного к. з. буде рівний:

$$i_{y0} = \sqrt{2} K_y I_{K1}^{(3)},$$

де $K_y = 1,5$ – ударний коефіцієнт;

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 1,5 \cdot 0,257 = 0,545 \text{ кА.}$$

Двофазний струм к. з.:

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{K1}^{(3)}; \quad I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 0,257 = 0,223 \text{ кА.}$$

Ударний струм для двофазного к. з. буде рівний:

$$i_{yK1}^{(2)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{K1}^{(2)}; \quad i_{yK1}^{(2)} = 1,5 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,223 = 0,473 \text{ кА.}$$

Розрахунок струмів к. з. для точки К2.

Опір до розрахункової точки:

$$X_{K2} = X_{K1} + X_{ТРТТ}; \quad X_{K2} = 6,49 + 2,031 = 8,52 \text{ Ом.}$$

$$Z_{K2} = \sqrt{X_{K2}^2 + R_{Л35}^2}; \quad Z_{K2} = \sqrt{8,52^2 + 0,312^2} = 8,53 \text{ Ом.}$$

Тоді базисний струм на пошкодженій ділянці буде рівний:

$$I_{\sigma 10} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 10}}; \quad I_{\sigma 10} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,4} = 5,55 \text{ кА.}$$

Трифазний струм к. з. буде рівний:

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{I_{\sigma 10}}{Z_{K2}}; \quad I_{K2}^{(3)} = \frac{5,55}{8,53} = 0,650 \text{ кА.}$$

Ударний струм для трифазного к. з. буде рівний:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} K_y I_{K2}^{(3)},$$

де $K_y = 1,5$ – ударний коефіцієнт;

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 1,5 \cdot 0,650 = 1,378 \text{ кА.}$$

Двофазний струм к. з.:

$$I_{K2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{K2}^{(3)}; \quad I_{K2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 0,650 = 0,562 \text{ кА.}$$

Ударний струм для двофазного к. з. буде рівний:

$$i_{yK2}^{(2)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{K2}^{(2)};$$

$$i_{yK1}^{(2)} = 1,5 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,562 = 1,19 \text{ кА.}$$

Розрахунок струмів к. з. для точки К3.

Опір до розрахункової точки:

$$X_{K3} = X_{K2} + X_{Л10}; \quad X_{K3} = 8,52 + 1,15 = 9,67 \text{ Ом;}$$

$$R_{K3} = R_{Л35} + R_{Л10}; \quad R_{K3} = 0,312 + 2,69 = 3 \text{ Ом;}$$

$$Z_{K3} = \sqrt{X_{K3}^2 + R_{K3}^2}; \quad Z_{K3} = \sqrt{9,67^2 + 3^2} = 10,12 \text{ Ом.}$$

Тоді базисний струм на пошкодженій ділянці буде рівний:

$$I_{\sigma 10} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 10}}; \quad I_{\sigma 10} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,4} = 5,55 \text{ кА.}$$

Трифазний струм к. з буде рівний:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{I_{\sigma 10}}{Z_{K3}}; \quad I_{K3}^{(3)} = \frac{5,55}{10,12} = 0,548 \text{ кА.}$$

Ударний струм для трифазного к. з. буде рівний:

$$i_{y\sigma} = \sqrt{2} K_y I_{K3}^{(3)},$$

де $K_y = 1,5$ – ударний коефіцієнт;

$$i_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot 1,5 \cdot 0,548 = 1,16 \text{ кА.}$$

Двофазний струм к. з:

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{K3}^{(3)}; \quad I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 0,548 = 0,474 \text{ кА.}$$

Ударний струм для двофазного к. з. буде рівний:

$$i_{yK3}^{(2)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{K3}^{(2)}; \quad i_{yK3}^{(2)} = 1,5 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,474 = 1,005 \text{ кА.}$$

Результати розрахунку струмів к. з. у визначених точках при максимумі режиму занесемо в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Струми короткого замикання

Види к. з.	точка К ₁			точка К ₂			точка К ₃		
	I _б , кА	I, кА	i _y , кА	I _б , кА	I, кА	i _y , кА	I _б , кА	I, кА	i _y , кА
трифазне	1,56	0,257	0,545	5,55	0,650	1,378	5,55	0,548	1,16
двофазне		0,223	0,473		0,562	1,19		0,474	1,005

4.2 Вибір схеми живлення підстанції та її основних функціональних елементів на стороні 35 кВ

На рис. 4.3 подана схема електричних з'єднань електрообладнання

підстанції 35/10 кВ на стороні вищої напруги.

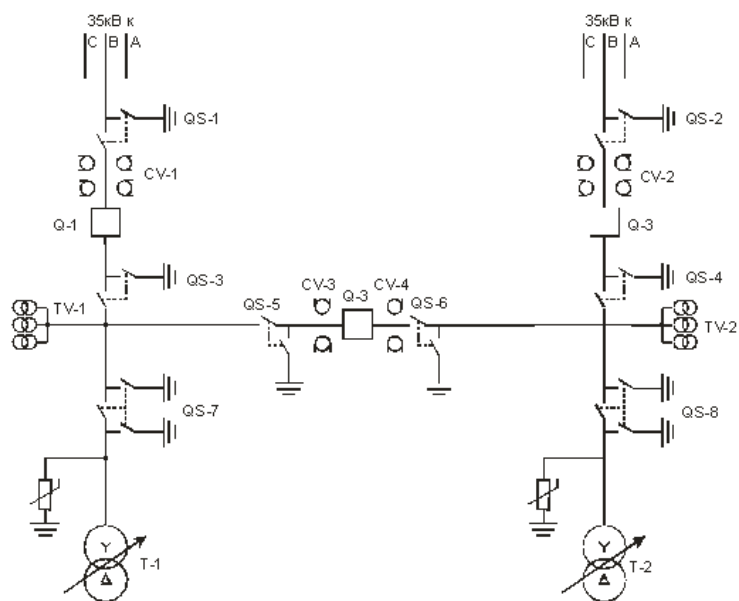


Рисунок 4.3 – Схема підстанції на стороні 35 кВ

Обрана схема підстанції на стороні напруги 35 кВ складається з таких елементів:

- 1) 2 трансформатори T1 і T2 марки ТМН-1600/35. Марки цих трансформаторів і їхні параметри були попередньо вибрані, 3 вимикачі потужності Q1 ... Q3;
- 2) 6 роз'єднувачів з 1-м заземлюючим ножем QS1 ... QS6;
- 3) 2 роз'єднувача з 2-ма заземлюючими ножами QS7 і QS8;
- 4) 6 вимірювальних трансформаторів струму;
- 5) 6 вимірювальних трансформаторів напруги;
- 6) 6 нелінійних обмежувачів перенапруги (ОПН);
- 7) 6 з'єднувальних струмоведучих шин.

Вибір і перевірка високовольтних електроапаратів такі:

- 1) Вибір по ном. напрузі:

$$U_c \leq U_n,$$

де U_c – напруга електромережі, кВ;

U_n – ном. напруга апарату, кВ.

- 2) Вибір по ном. струму:

$$I_{\text{роб}} \leq I_n;$$

де $I_{роб}$ – найбільш. струм в електромережі, А;

I_n – ном. струм апарату, А.

3) Струм відключення:

$$I_{кз} \leq I_{отк.н},$$

де $I_{кз}$ – періодичн. складова струму трифазного КЗ, кА;

$I_{отк.н}$ – ном. струм відключення апарату, кА.

4) Перевірка на ел. -динамічну стійкість:

$$i_{уд} \leq I_{дин},$$

де $i_{уд}$ – ударний струм трифазного КЗ, кА;

$I_{дин}$ – струм ел. -динамічної стійкості апарату, кА.

5) Перевірка на термостійкість:

$$B_k \leq I_{отк.н}^2 t_t,$$

де B_k – інтеграл Джоуля при КЗ, кА²·с;

t_t – допустима тривалість дії струму термостійкості, с.

Інтеграл Джоуля при к. з. (тепловому імпульсі струму) розраховуємо так:

$$B_k = B_{к.п} + B_{к.а} = (I_k^3)^2 t_{откл} + (I_k^3)^2 T_a \left(1 - e^{-\frac{2t_{откл}}{T_a}} \right)$$

де $B_{к.п}$, $B_{к.а}$ – період. і аперіод. складові імпульсу струму;

$I_{кз}$ – величина період. складової діючого струму к. з., кА;

$t_{откл}$ – проміжок часу від початку к. з. до його відключення;

$$t_{откл} = t_3 + t_{вим},$$

t_3 – тривалість дії РЗ; для МСЗ $t_3 = 0,5$ 1,0 з, прийmemo $t_3=1,0$ с;

$t_{вим}$ – повна тривалість відключення апарату, с.

Проведемо вибір цього обладнання.

Номінальна напруга цього обладнання $U_{НОМ}=35$ кВ. Номінальний струм розрахуємо за формулою:

$$I_{P.МАКС} = \frac{1,4 \cdot S_{35}}{\sqrt{3} \cdot U},$$

$$I_{P.МАКС} = \frac{1,4 \cdot 3200}{\sqrt{3} \cdot 35} = 73,9 \text{ А},$$

де S_{35} – потужність, яка буде протікати через апарати в найбільш тяжкому

для них нормальному режимі роботи. Такий режим настане в ситуації, коли відбудеться відключення одного з вимикачів (Q1 або Q2) і через інший вимикач, що залишиться в роботі, буде протікати усе навантаження підстанції. Цю потужність приймаю рівною потужності двох силових трансформаторів підстанції.

4.3 Вибір високовольтних вимикачів навантаження на стороні 35 кВ

Вибираємо вимикачі потужності Q1, Q2 та Q3 серії ВГБЭ-35 зовнішньої установки. Вимикачі елегазові бакові зовнішньої установки серії ВГБЭ-35 призначені для комутації кіл електроживлення в нормальному і аварійному режимах, а також для роботи в стандартних циклах при АПВ в електромережах трифазного струму напругою 35 кВ.

Вимикач комплектується електромагнітним приводом, виконаним в одному з трьох виконань. Вибираємо тип приводу ПЭМ-1 (позначення вимикача ВГБЭ-35) – привід з живленням електромагнітів від джерела постійного струму.

Ці вимикачі характеризуються такими параметрами:

- 1) ном. напруга: $U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ}$;
- 2) ном. струм: $I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$;
- 3) ном. струм відключення: $I_{\text{ВІДКЛ. НОМ}} = 12.5 \text{ кА}$;
- 4) максимальний пік наскрізного струму КЗ: $i_{\text{НАСКР. МАХ}} = 35 \text{ кА}$;
- 5) струм термічної стійкості (час протікання $t_T = 3$ секунди): $I_T = 12.5 \text{ кА}$;
- 6) власний час відключення вимикача: $t_{\text{ВЛ. ВІДКЛ.}} = 0.04 \text{ с}$ (не більше);
- 7) ном. значення відн. вмісту аперіодичної складової в струмі КЗ: $\beta_H = 0.32$.

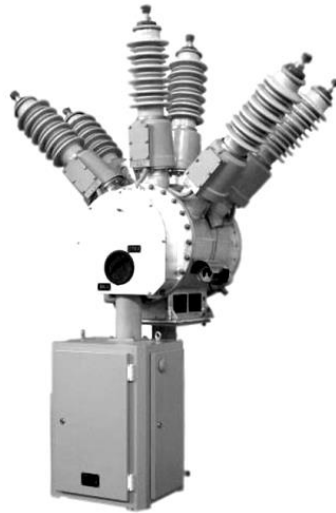


Рисунок 4.3 – Зовнішній вигляд високовольтного вимикача навантаження

Вибір вимикачів проводиться так:

1) За ном. напругою:

$$U_{уст} \geq U_{ном}$$

$$U_{уст} = U_{ном} = 35кВ.$$

2) За макс. роб. струмом:

$$I_{роб.мах} \leq I_{ном}.$$

Отже, для вимикачів Q1, Q2 та Q3 умова виконується ($73,9 \text{ А} < 630 \text{ А}$).

3) За комутац. здатністю на симетричний струм КЗ:

$$I_{п}(\tau) \leq I_{відкл.ном}$$

де $I_{п}(\tau)$ – діюча величина періодичної складової струму КЗ в час τ після початку роз'єму дугогасильних контактів. Оскільки в даному випадку цей час є дуже малим, то можемо прийняти що:

$$I_{п}(\tau) = I_{п} = 545 \text{ А}.$$

Отже, умова виконується ($545 \text{ А} < 12.5 \text{ кА}$).

4) За комутац. здатністю на асиметричний струм КЗ:

$$(\sqrt{2} \cdot I_{п}(\tau) + i_a(\tau)) \leq \sqrt{2} \cdot I_{відкл.ном} \cdot (1 + \beta_{ном}),$$

де $i_a(\tau)$ – аперіод. складова струму к. з. в момент розходження контактів, а тривалість τ дорівнює:

$$\tau = t_{рз.мін.} + t_{вл.відкл.},$$

де $t_{рз.мін.}$ – мін. тривалість дії РЗ (прийемо його рівним 3 с);

$t_{\text{вл.в\ddot{d}кл.}}$ – власний час в\ddot{d}ключення вимикача (0.04 с).

Отже:

$$\tau = 3 + 0.04 = 3.04 \text{ с.}$$

А значення аперіодичної складової струму в момент часу τ розраховується наступним чином:

$$i_a(\tau) = I_{\text{п}}(\tau) \cdot \exp(-0.01/\tau)$$

Тоді:

$$(\sqrt{2} \cdot 0,545 + 0,540) \leq \sqrt{2} \cdot 12.5 \cdot (1 + 0.32);$$

Так як $1,303 < 23,33$ – умова виконується.

5) За електродинамічною стійкістю:

$$i_{\text{уд.}} \leq i_{\text{НАСКР.МАХ}}$$

Як бачимо, умова виконується, тому що:

$$0,545 \text{ кА} < 35 \text{ кА.}$$

б) За термічною стійкістю:

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$$

$$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 12.5^2 \cdot 3 = 468.75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{\text{к_РОЗР}} = I_{\text{п}}^2 \cdot (t_{\text{РЗ.МИН.}} + t_{\text{вл.в\ddot{d}кл.}} + T_{\text{А}});$$

$$B_{\text{к_РОЗР}} = 0,545^2 \cdot (3 + 0.04 + 0.008) = 0,905 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таким чином, умова виконується, тому що:

$$0,905 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 468.75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

4.4 Вибір роз'єднувачів розподільчого пристрою 35 кВ

Вибираємо роз'єднувачі QS1 ... QS6 типу РДЗ-СЭЩ 1-І-35/1000УХЛ1 – роз'єднувач з 2-ма колонками і 1-м заземлюючим ножем. Клас ізоляції І – умовно чиста атмосфера використання. Роз'єднувач розрахований на ном. напругу 35 кВ, ном. струм 1000 А .УХЛ1 – виконання для помірного холодного клімату. Має фарфорові ізолятори.

Цей роз'єднувач призначений для комутації знеструмлених ділянок кіл

високої напруги 35 кВ, а також заземлення від'єднаних дільниць за допомогою заземлюючих ножів.

Роз'єднувачі виготовляються в однополюсному виконанні. При монтажі роз'єднувачі можуть з'єднуватися в один триполюсний, двополюсний і однополюсний апарат, керований одним приводом типу ПР-20.

Ці роз'єднувачі характеризуються такими параметрами:

- Номінальна напруга: $U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$;
- Номінальний струм: $I_{НОМ} = 1000 \text{ А}$;
- Струм електродинамічної стійкості: $I_{НАСКР. МАХ.} = 50 \text{ кА}$;
- Струм термічної стійкості (час протікання $t_T = 3$ секунди): $I_T = 20 \text{ кА}$;

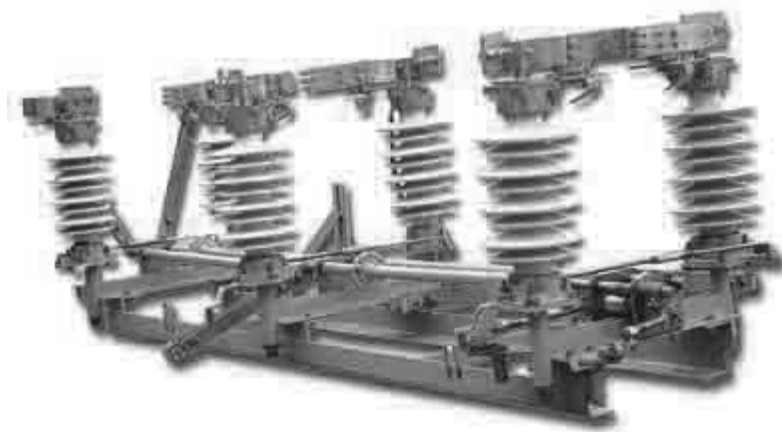


Рисунок 4.4 – Зовнішній вигляд роз'єднувача

Вибір роз'єднувачів проводиться за чотирма наступними умовами:

1) По номінальній напрузі:

$$U_{УСТ} = U_{НОМ} = 35 \text{ кВ.}$$

2) По робочому струму:

$$73,9 \text{ А} < 1000 \text{ А,}$$

тому умова виконується.

3) По електродинамічній стійкості:

$$0,545 \text{ кА} < 50 \text{ кА,}$$

тому умова виконується.

4) По конструктивному виконанню – вибираємо з одним

заземлюючим ножем.

Вибираємо роз'єднувачі QS7 і QS8 марки РДЗ-СЭЩ® 2-I-35/1000УХЛ1 – роз'єднувач з 2 заземлюючими ножами. Всі інші параметри та умови експлуатації такі ж як у роз'єднувачів марки РДЗ-СЭЩ® 1-I-35/1000УХЛ1.

4.5 Вибір приладів обліку і контролю електроенергії

В якості приладів обліку електроенергії (активної і реактивної) вибираємо трифазні багатофункціональні лічильники електроенергії «Каскад» (вироблений підприємством «Київприлад»). Зовнішній вигляд лічильника зображений на рис. 4.5. Дані лічильники є багатотарифними (передбачена можливість обліку електроенергії за чотирма різними тарифами). Також вони додатково можуть вимірювати силу струму, напругу та потужність.

Вибрані лічильники володіють такими технічними характеристиками:

Потужність, що споживається (на одну фазу):

– в мережі струму: не більше 0,5 ВА;

– в мережі напруги: не більше 2 ВА (1 Вт), тобто $\cos\varphi = 0,5$, звідси

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} = \sqrt{2^2 - 1^2} = 1,732(\text{ВА}).$$

Клас точності:

– при вимірюванні активної енергії: 0,5 S (згідно з вимогами ГОСТ 30206-94);

– при вимірюванні реактивної енергії: 0,5.

Вибираємо амперметр типу Э-378, обмотка цього амперметра в номінальному режимі роботи споживає 0,1 ВА.

Вибираємо вольтметр Э 335 (споживана потужність – 2 Вт).

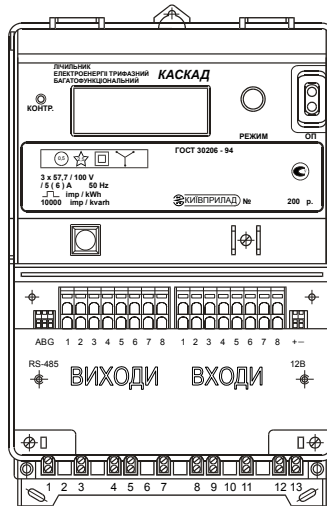


Рисунок 4.5 – Зовнішній вигляд лічильника «Каскад»

4.6 Вибір трансформаторів струму 35 кВ

Вибір трансформаторів струму проводиться за чотирма наступними умовами:

1) По ном. напрузі:

$$U_{УСТ} = U_{НОМ} = 35кВ.$$

2) По ном. первинному струму:

$$I_{РОБ.МАХ} \leq I_{Н1}.$$

3) По ном. вторинному струму:

$$I_{Н2} = 5А.$$

4) По електродинам. стійкості:

$$\sqrt{2} \cdot I_{Н1} \cdot K_D \geq i_{УД}.$$

$$K_D = \frac{I_{МАКС}}{(\sqrt{2})} \cdot I_{Н1}.$$

5) По термічній стійкості:

$$(K_T \cdot I_{Н1})^2 \cdot t_T \geq (I_K^{(3)})^2 \cdot t_k.$$

$$K_T = \frac{I_t}{I_{Н1}}.$$

6) По класу точності у відповідності з приєднувальними приладами.

7) По опорі навантаження вторинної обвитки:

$$Z_{Н2} \geq Z_2$$

Для вимикачів потужності марки ВГБЭ-35 на розташованій поза баком

стороні втулки вводу розташований блок вбудованих трансформаторів струму.

Вибираємо вбудовані трансформатори струму з такими параметрами:

- Номінальна напруга: $U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$;
- Номінальний первинний струм: $I_{Н1} = 150 \text{ А}$;
- Номінальний вторинний струм: $I_{Н2} = 5 \text{ А}$;
- Номінальне вторинне навантаження:
 - вимірювальної обмотки: $S_{НОМ \text{ ВИМІР.}} = 30 \text{ ВА}$;
 - захисної обмотки: $S_{НОМ \text{ ЗАХ.}} = 30 \text{ ВА}$;
 - Значення струму термічної та електродинамічної стійкості дорівнює відповідним значенням струмів для вимикача.

Виконаємо перевірку ТС по умовам:

1) По номінальній напрузі:

$$U_{УСТ} = U_{НОМ} = 35 \text{ кВ.}$$

2) По номінальному первинному струму:

$$I_{РОБ.МАХ} = 73,9 \text{ А} \leq I_{Н1}$$

Вибираємо номінальний первинний струм рівний 100 А

3) По номінальному вторинному струму:

$$I_{Н2} = 5 \text{ А}$$

4) По електродинамічній та термічній стійкості:

Ці умови виконуються для вимикача, а отже і для вбудованих трансформаторів струму.

5) По опорі навантаження вторинної обмотки.

$$Z_{Н2} \geq Z_2;$$

де
$$Z_{Н2} = \frac{S_2}{I_{Н2}^2};$$

$$Z_{Н2} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом.}$$

Опір вторинного вимірювального кола трансформатора струму (Z_2):

$$Z_2 = Z_{ПРИЛ.} + Z_{ПРОВ.} + Z_{КОИТ.}$$

$$Z_{\text{ПРИЛ.}} = \frac{S_{\text{ПРИЛ.}}}{I_{\text{Н2}}^2}; \quad Z_{\text{ПРИЛ.}} = \frac{(0.5 + 0.1)}{5^2} = 0.024 \text{ Ом.}$$

Опір контактних з'єднань $Z_{\text{КОНТ.}}$ приймаємо рівним 0.05 Ом, оскільки число приладів, підключених до вторинної обмотки ТС, дорівнює двом.

Далі, знаючи величину $Z_{\text{Н2}}$, визначаємо максимально допустимий опір з'єднувальних проводів:

$$Z_{\text{ПРОВ.}} = r_{\text{ПРОВ.}} = Z_{2_НОМ} - Z_{\text{ПРИЛ.}} - Z_{\text{КОНТ.}} = Z_{2_НОМ} - r_{\text{ПРИЛ.}} - r_{\text{КОНТ.}}$$

$$r_{\text{ПРОВ.}} = 1,2 - 0,024 - 0,05 = 1,126 \text{ Ом.}$$

Далі приблизно оцінимо переріз з'єднувальних проводів:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{РОЗР.}}}{r_{\text{ПРОВ.}}}$$

де ρ – питомий опір матеріалу проводу (приймаємо в якості матеріалу проводу мідь, її питомий опір складає 0.017 Ом·мм²/м;

$$l_{\text{РОЗР.}} = \sqrt{3} \cdot l$$

Для підстанцій 35 кВ відстань l складає приблизно 30 м. Прийmemo попереднє значення довжини l рівним 30 м.

$$l_{\text{РОЗР.}} = \sqrt{3} \cdot 30 = 51.96 \text{ м};$$

$$S = \frac{0.017 \cdot 51.96}{1.126} = 0.784 \text{ мм}^2.$$

Оскільки за умовами мех. міцності мін. січення мідного проводу має бути не менше 2,5 мм², то приймаємо саме такий переріз. Тоді опір з'єднувальних проводів буде дорівнювати:

$$r_{\text{ПРОВ.}} = \frac{0.017 \cdot 51.96}{2.5} = 0.353 \text{ Ом,}$$

Захисне коло:

Опір цього вторинного кола складається з приладів, які ідуть в комплекті з вимикачем і трансформатори струму і розраховані для цих приладів, а отже ця умова виконується.

4.7 Вибір трансформаторів напруги 35 кВ

Вибір трансформаторів напруги проводиться за чотирма наступними умовами:

– по ном. напрузі:

$$U_{VCT} = U_{НОМ} = 35кВ.$$

– по ном. вторинній потужності:

$$S_{Н2} \geq S_2,$$
$$S_2 = \sqrt{(\sum P_{ПРИЛ.})^2 + (\sum Q_{ПРИЛ.})^2},$$

де $\sum P_{ПРИЛ.}$ та $\sum Q_{ПРИЛ.}$ – відповідно сумарна активна та реактивна потужність, що споживається приладами - лічильниками електроенергії «Каскад»; вольтметром Э 335 та пристроєм РЗ типу МРЗС-05.

По класу точності. Повинен відповідати найвищому класу точності приєднувальних приладів.

Кожен з шести однофазних трансформаторів напруги, поділених на дві групи (VT1 та VT2), вибираємо марки НКФ-63-76БУ1Э.

Вибір трансформаторів струму здійснюється за двома умовами:

1) За номінальною напругою:

$$63/\sqrt{3} = 36.37кВ > 35кВ.$$

2) За навантаженням вторинного кола.

4.8 Вибір обмежувачів перенапруги 35 кВ

Для комплектування на ПС вибирають ОПН марки ОПН-П1-35/40.5/10/2УХЛ1 – обмежувач перенапруги нелінійний з полімерною ізоляцією. Ном. напруга 35 кВ, найбільша доп. напруга 40.2 кВ, ном. розрядний струм 10 кА, клас пропускної здатності 2. УХЛ1 – виконання для помірного холодного клімату, 1 зона.

Параметри ОПН:

- Клас напруги: 35 кВ;
- Найбільша доп. напруга: $U_{н.д.}=40.5$ кВ;
- Ном. напруга: $U_{НОМ}=50.6$ кВ;

- Ном. розряд. струм: $I_p = 10 \text{ кА}$;
- Залишк. напруга при комутац. струмі 125 А: $U_{ост} = 96 \text{ кВ}$;
- Залишк. напруга при ном. розряд. струмі 0.5 кА: $U_{остгр} = 101.3 \text{ кВ}$.



Рисунок 4.6– Зовнішній вигляд обмежувача перенапруги

ОПН вибираємо за такими умовами:

$$1) \text{ Ном. напруга: } U_{н.д.} \geq U_{НОМ} .$$

Умова виконується $40.5 \text{ кВ} > 35 \text{ кВ}$.

2) Перенапруга повинна бути меншою за максимальне значення напруги, що витримує ОПН протягом часу t :

$$T \cdot U_{н.д.} \geq U_{ПЕР} ,$$

де $U_{ПЕР}$ – величина квазістаціонарних перенапруг;

$$U_{ПЕР} = T \cdot \frac{U_{\phi}}{\sqrt{3}} ,$$

де T – кратн. перенапруги для даного ОПН. $T = 2,6$ при часі впливу $t = 1 \text{ с}$.

$$U_{ПЕР} = 2.6 \cdot \frac{35}{\sqrt{3}} = 52.539 \text{ кВ} ,$$

Вольт-секундну характеристику для даного ОПН використовуємо для визначення кратності перенапруги T , яка рівна 1.52.

$$1.52 \cdot 40.5 = 61.56 \text{ кВ}.$$

Отже, умова виконується: $61.56 \text{ кВ} > 52.539 \text{ кВ}$.

3) Захисний координаційний інтервал щодо грозових впливів $A_{гр}$:

$$A_{гр} = (U_{ВИП} - U_{остгр}) / U_{остгр} > (0.2 - 0.25),$$

де $U_{\text{ИСП}}=200\text{кВ}$ – величина грозового випробувальн. імпульсу;
 $U_{\text{ОСТГР}}$ – залишк. напруга на ОПН при ном. розрядн. струмі;
(0.2 – 0.25) – координаційний інтервал.

$$A_{\text{ГР}} = \frac{(200 - 101.3)}{101.3} = 0.974.$$

Так як $0.974 > (0.2 - 0.25)$, отже умова виконується.

4) ОПН повинен забезпечувати захисний координаційний інтервал щодо внутрішніх перенапруг $A_{\text{ВН}}$:

$$A_{\text{ВН}} = (U_{\text{ДОП}} - U_{\text{ОСТ}}) / U_{\text{ОСТ}} > (0.15 - 0.25),$$

де $U_{\text{ДОП}}=140.6\text{кВ}$ – доп. рівень внутр. перенапруг;
 $U_{\text{ОСТ}}$ – залишкова напруга на ОПН при комутаційному імпульсі.

$$A_{\text{ВН}} = \frac{(140.6 - 96)}{96} = 0.465.$$

Так як $0.465 > (0.15 - 0.25)$, отже умова виконується.

Вибухонебезпечність ОПН

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} \leq I_{\text{ВЗ.БЕЗ}} = I_{\text{НОМ}}.$$

Так як $0,545\text{кА} < 10\text{кА}$, - умова виконується.

4.9 Загальна характеристика елементів підстанції на стороні 10 кВ

Розподільні пристрої 10 кВ встановлені в капітальному приміщенні.
Усього 15 комірок. Виділяють такі комірочки:

- 1) ввід лінії (7);
- 2) ввід від силових трансформаторів (2);
- 3) трансформатор власних потреб ТВП (2);
- 4) вимірювальний трансформатор напруги (2);
- 5) секційного вимикача (1);
- 6) шинний роз'єднувач (1).

Комплектний розподільчий пристрій (КРП) напругою 6-10 кВ призначений для прийому і розподілення електроенергії змінного трифазного струму промислової частоти 50 Гц напругою 6-10 кВ. Шафи КРП серії КМ-1LE призначені для роботи в приміщенні (кліматичне виконання УЗ). Комірки можуть комплектуватися апаратурою різних підприємств.

Проведемо вибір обладнання для цих комірок. Номінальна напруга цього обладнання $U_{НОМ}=10$ кВ. Номінальний струм для комірок різного призначення різний.

Комірок вводу лінії всього на підстанції 8. Струм, який протікає через апарати комірки розрахуємо за формулою:

$$I_{НОМ} = I_{L(10)} = \frac{S_{L(10)}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}},$$

де $S_{L(10)}$ – потужність, яка буде протікати через апарати. Тоді навантаження на одну комірку буде рівне:

$$S_{L(10)} = \frac{3,2}{8} = 0,4 \text{ МВА};$$

$$I_{НОМ} = \frac{0,4 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 23,1 \text{ А}.$$

Дана комірка складається з таких апаратів (див. рис. 4.7):

– вимикача потужності; трансформаторів струму; заземлюючого ножа.

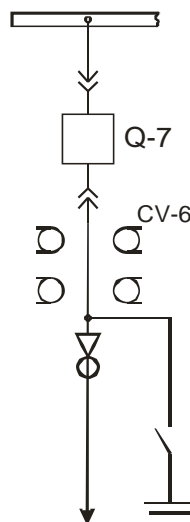


Рисунок 4.7 - Схема комірки вводу лінії на підстанцію

Проведемо вибір апаратів для даної комірки.

4.10 Вибір високовольтних вимикачів навантаження на стороні 10 кВ

Вибираємо вимикачі потужності серії ВВ/TEL-10-12.5/630-У2-45 – вакуумний вимикач серії TEL номінальною напругою 10 кВ, номінальний струм відключення 12.5 кА, номінальний струм 630 А. Кліматичне виконання У2 – помірний клімат, 2 зона. Ці вимикачі характеризуються такими параметрами:

- 1) ном. напруга: $U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$;
- 2) ном. струм: $I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$;
- 3) ном. струм відключення: $I_{\text{ВІДКЛ. НОМ}} = 12.5 \text{ кА}$;
- 4) найбільший пік наскрізного струму КЗ: $i_{\text{НАСКР. МАХ}} = 32 \text{ кА}$;
- 5) струм термостійкості (час протікання $t_{\text{T}} = 3 \text{ секунди}$): $I_{\text{T}} = 12.5 \text{ кА}$;
- 6) власний час відключення вимикача: $t_{\text{ВЛ. ВІДКЛ.}} = 0.055 \text{ с}$ (не більше);
- 7) ном. значення відн. вмісту аперіод. складової у струмі к. з.: $\beta_{\text{Н}} = 0.40$;



Рисунок 4.8 – Зовнішній вигляд вимикача ВВ/TEL-10

Вибір вимикачів проводиться так:

- 1) За ном. напругою:

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

2) За макс. робочим струмом:

$$23,1 \text{ А} < 630 \text{ А.}$$

3) За комутац. здатн. на симетричний струм КЗ:

За діюче значення період. складової струму к. з. $I_{П(\tau)}$ беремо розраховане значення струму короткого замикання $I_{К2}^{(3)}$, яке рівне 0,526 кА. Отже, умова виконується ($0,526 \text{ кА} < 12,5 \text{ кА}$).

4) За комутац. здатн. на асиметричний струм к. з.:

$$\tau = 3 + 0.055 = 3.055 \text{ с;}$$

$$i_a(\tau) = 0,526 \cdot e^{-0.01/3.055} = 0,524 \text{ кА;}$$

$$(\sqrt{2} \cdot 0,526 + 0,524) \leq \sqrt{2} \cdot 12,5 \cdot (1 + 0.4).$$

Так як $1,26 < 24,749$ – умова виконується.

5) За електродинамічною стійкістю:

Значення ударного струму $i_{уд2}^{(3)}$ попередньо розраховане і дорівнює 1,19 кА. Як бачимо, умова виконується, тому що $1,19 \text{ кА} < 32 \text{ кА}$.

6) За термічною стійкістю:

$$I_T^2 \cdot t_T = 12.5^2 \cdot 3 = 468.75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с;}$$

$$B_{К_РОЗР} = 0,526^2 \cdot (3 + 0.055 + 0.015) = 0,986 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Таким чином, умова виконується, тому що $0,986 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 468.75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$.

4.11 Вибір трансформаторів струму 10 кВ

Вибираємо попередньо трансформатори струму внутрішньої установки

марки ТЛК-10-6-У3 – трансформатор струму розрахований на номінальну напругу 10 кВ, конструктивне виконання - 6. У3 – виконання для помірного клімату, 3 зона. Трансформатор струму ТЛК-10 призначений для передачі сигналу вимірювальній інформації вимірювальним приладам, пристроям захисту і управління для ізолювання ланцюгів вторинних з'єднань від високої напруги в комплектних електричних пристроях внутрішньої установки змінного струму на клас напруги 10 кВ. (див. рис. 4.9).

Він має такі параметри:

1) Ном. напруга: $U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$;

2) Діапазон ном. первинних струмів $I_{1 \text{ НОМ}}$: від 20 А до 1500 А, вибираємо $I_{1 \text{ НОМ}} = 100 \text{ А}$;

3) Ном. вторинний струм: $I_{2 \text{ НОМ}} = 5 \text{ А}$;

4) Ном. вторинне навантаження:

– вимірювальної обмотки: $S_{НОМ \text{ ВИМІР.}} = 10 \text{ ВА}$;

– захисної обмотки: $S_{НОМ \text{ ЗАХ.}} = 10 \text{ ВА}$;

5) Струм термічної стійкості (час протікання $t_T = 3 \text{ секунди}$):
 $I_T = 10 \text{ кА}$;

6) Струм електродинамічної стійкості: $i_{МАКС} = 52 \text{ кА}$;

Виконаємо перевірку ТС по умовам:

1) По номінальній напрузі:

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

2) По номінальному первинному струму:

$$I_{РОБ.МАХ} = 23,1 \text{ А} \leq I_{Н1}.$$



Рисунок 4.9 – Зовнішній вигляд трансформатора струму ТЛК-10

Вибираємо номінальний первинний струм рівний 50 А

3) По номінальному вторинному струму:

$$I_{H2} = 5 \text{ A.}$$

4) По термічній стійкості:

$$(10)^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Розрахункове значення теплового імпульсу $V_{\text{к-розр}}$ знайдено і складає $V_{\text{к-розр}} = 0,986 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$

Отже, $56.87 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$ Умова виконується.

5) По опору навантаження вторинної обмотки.

$$Z_{H2} = \frac{10}{5^2} = 0.4 \text{ Ом}$$

Перевірка проводиться окремо для двох вторинних кіл:

Вимірювальне коло.

Опір вторинного вимірювального кола трансформатора струму Z_2 включає в себе опір приладу обліку електроенергії та опір амперметра ($Z_{\text{прил.}}$), опір проводів, які з'єднують вторинну обмотку трансформатора струму з цими приладами ($Z_{\text{пров.}}$), а також опір контактних з'єднань ($Z_{\text{конт.}}$).

Опір $Z_{\text{прил}}$ фактично дорівнює сумі двох опорів: опір струмової обмотки багатофункціонального лічильника електроенергії «Каскад», яка споживає потужність 0.5 ВА; та опір обмотки амперметра.

Згідно з формулою записуємо:

$$Z_{\text{прил.}} = \frac{(0.5 + 0.1)}{5^2} = 0.024 \text{ Ом.}$$

Опір контактних з'єднань $Z_{\text{конт.}}$ приймаємо рівним 0.05 Ом, оскільки число приладів, підключених до вторинної обмотки ТС, дорівнює двом.

Далі, знаючи величину Z_{H2} , визначаємо максимально допустимий опір

з'єднувальних проводів:

$$r_{\text{ПРОВ.}} = 0.4 - 0.024 - 0.05 = 0.326 \text{ Ом}$$

Далі приблизно оцінимо переріз з'єднувальних проводів:

$$l_{\text{РОЗР.}} = \sqrt{3} \cdot 10 = 17.32 \text{ м}$$

$$S = \frac{0.017 \cdot 17.32}{0.326} = 0.903 \text{ мм}^2$$

Оскільки за умовами механічної міцності мінімальний переріз мідного проводу має бути не менше 2.5 мм^2 , то приймаємо саме такий переріз. Тоді опір з'єднувальних проводів буде дорівнювати:

$$r_{\text{ПРОВ}} = \frac{0.017 \cdot 17.32}{2.5} = 0.118 \text{ Ом},$$

що менше ніж максимально допустиме розраховане значення (0.326 Ом).

Таким чином, умова виконується, тому що:

$$0.05 + 0.024 + 0.118 = 0.192 \text{ Ом} < 0.4 \text{ Ом}.$$

Захисне коло.

Опір цього вторинного кола складається лише із опору *мікропроцесорного пристрою релейного захисту, автоматики та контролю* типу МРЗС-05. У технічній документації на цей пристрій вказано, що він споживає не більше ніж 0.5 ВА на фазу (при номінальному струмі ТС в 5 А), тому запишемо:

$$Z_{\text{ПРИЛ}} = \frac{0.5}{5^2} = 0.02 \text{ Ом}.$$

Опір контактів та опір з'єднувальних проводів розраховано попередньо. Отже перевіримо умову:

$$0.05 + 0.02 + 0.118 = 0.188 \text{ Ом} < 0.4 \text{ Ом}.$$

Умова виконується.

4.12 Вибір трансформаторів напруги 10кВ

Усього на підстанції комірок для трансформаторів напруги 2 (див. рис. 4.10). Кількість вимірювальних трансформаторів, що встановлюють на стороні 10 кВ відповідає кількості силових трансформаторів.

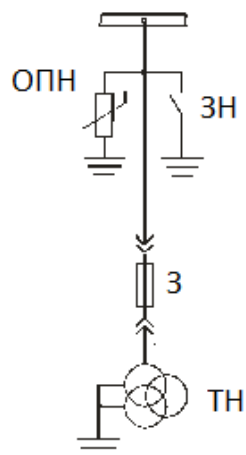


Рисунок 4.10 – Схема комірки вимірювального трансформатора напруги

Дана комірка складається з таких апаратів (рис. 4.10): вимірювального трансформатора напруги; запобіжника; обмежувача перенапруги; заземлюючого ножа.

Вимірювальні трансформатор напруги вибираємо марки НАМИ-10-95 УХЛ2 – трифазний антирезонансний оливний вимірювальний трансформатор напруги, номінальна напруга первинної обмотки 10 кВ, рік розробки 1995. УХЛ2 – виконання для помірно холодного клімату, 2 зона (див. рис. 4.11). Даний трансформатор призначений для установки в електричних мережах трифазного змінного струму частоти 50 Гц з ізольованою нейтраллю з метою передачі сигналу вимірювальної інформації приладам вимірювання, пристроїв автоматики, захисту, сигналізації і управління.

Даний трансформатор струму має такі параметри:

- Ном. напруга первинної обвитки: $U_{1\text{ ном}} = 10\text{ кВ}$.
- Ном. напруга вторинної обвитки (основної): $U_{2\text{ ном-осн.}} = 100\text{ В}$;
- Ном. напруга вторинної обвитки (додаткової): $U_{2\text{ н.дод.}} = 100\text{ В}$;

– Ном. навантаження основної вторинної обвитки: $S_{2 \text{ ном-осн.}} = 200 \text{ ВА}$;

– Ном. потужність первинної обвитки: $S_{\text{НОМ}}=1000 \text{ ВА}$;



Рисунок 4.11 –Вимірювальний трансформатор напруги

Перевіряємо даний трансформатор за умовами:

1) За номінальною напругою:

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

2) За навантаженням вторинного кола:

До цього трансформатора приєднані такі ж вимірювальні прилади як і зазначені вище, отже

$$S_2 = \sqrt{(2 + 1 + 0.5 \cdot 0.5)^2 + (1.732 + 0.5 \cdot \sqrt{1 - 0.5^2})^2};$$

$$S_2 = \sqrt{10.5625 + 4.687} = 3.9 \text{ ВА} < 200 \text{ ВА}.$$

Отже умова виконується.

4.13 Вибір шинних роз'єднувачів напруги 10 кВ

Схема комірки шинного роз'єднувача напруги подана на рис. 4.12.

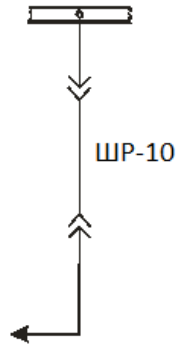


Рисунок 4.12 - Схема комірки шинного роз'єднувача

Вибираємо роз'єднувач марки РВ-СЭЩ®-10/630У2. Роз'єднувач розрахований на ном. напругу 10 кВ, ном. струм 630 А, У2 – виконання для помірних широт, 2 зона (див. рис. 4.13).

Цей роз'єднувач призначений для комутації знеструмлених ділянок кола, для створення видимого розриву електричного кола з метою забезпечити можливість обслуговування електроустаткування високої напруги 10 кВ промислової частоти 50 Гц.

Привід роз'єднувача ПР СЭЩ -10 призначений для ручного управління роз'єднувачем.

Ці роз'єднувачі характеризуються такими параметрами:

- 1) Номінальна напруга: $U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$;
- 2) Номінальний струм: $I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$;
- 3) Струм електродинамічної стійкості: $i_{\text{НАСКР. МАХ.}} = 50 \text{ кА}$;
- 4) Струм термічної стійкості (час протікання $t_{\text{T}} = 3$ секунди): $I_{\text{T}} = 20 \text{ кА}$;

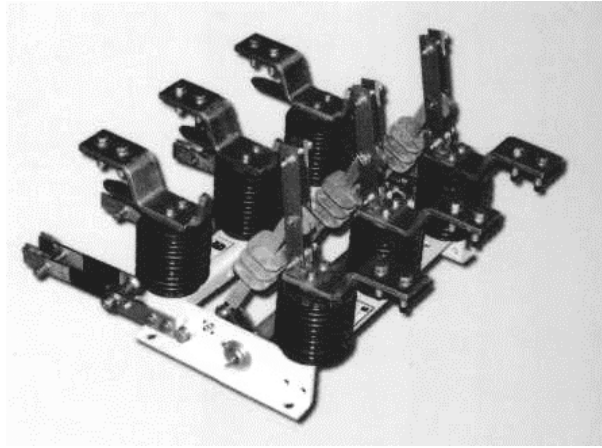


Рисунок 4.13 – Зовнішній вигляд шинного роз'єднувача

Зробимо перевірку вибраного роз'єднувача:

1) По номінальній напрузі:

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

2) По робочому струму:

184 А < 630 А, тому умова виконується.

3) По електродинамічній стійкості:

1,37 кА < 50 кА, тому умова виконується.

4) По термічній стійкості:

$$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Розрахункове значення теплового імпульсу $B_{к-розр}$ знайдено і складає $B_{к-розр} = 0,986 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$.

Отже, $0,986 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$. Умова виконується.

4.14 Вибір трансформатора власних потреб

На районній трансформаторній підстанції трансформатори власних потреб (ТВП) використовують для електроживлення: освітлення; обігріву приміщень, розподільних пристроїв закритого типу, приладів та ін. апаратури.

Число тр-рів власних потреб повинно відповідати числу силових тр-рів (або к-сті секцій шин РП-10 кВ). Вибираємо 2 ТВП, а отже на ПС буде 2

комірки з ТВП (див. рис. 4.14).

Вибираємо ТВП марки ТС-40 – тр-р сухий ном. потужністю 40 кВА (див. рис. 4.14)

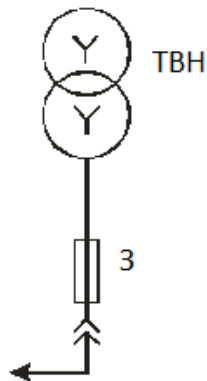


Рисунок 4.14 - Схема типової комірки для трансформаторів власних потреб

ТВП - трифазні сухі спец. призначення з повітряним охолодженням типу ТС-40 (див. рис. 4.15) призначені для електропостачання власних потреб шаф КРП.

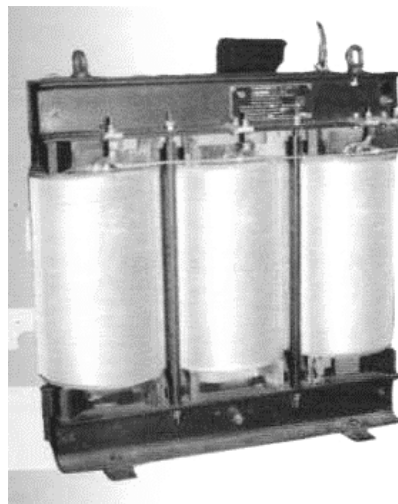


Рисунок 4.15 – Трансформатор ТС-40 – зовн. вигляд

ТВП типу ТС-40 має такі параметри:

1) Ном. потужність: $S_{НОМ} = 40$ кВА;

- 2) Ном. напруга обвиток
- ВН: $U_{ВН} = 10 \text{ кВ}$;
- НН: $U_{ВН} = 0.4 \text{ кВ}$;
- 3) струм х. х.: $I_{ХХ} = 12\%$;
- 4) втрати х. х. : $P_{ХХ} = 500 \text{ Вт}$;
- 5) напруга к. з. : $U_{КЗ} = 2.0\%$;
- 6) втрати к. з. : $P_{КЗ} = 800 \text{ Вт}$;

4.15 Вибір запобіжників та автоматичних вимикачів

Запобіжники для вимірювального тр-ра вибирають так:

- 1) За ном. напругою:

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

- 2) За макс. роб. струмом: струм запобіжника з потужністю вимірювального тр-ра струму ($S = 1 \text{ кВА}$):

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

Вибираємо запобіжник марки ПКТ 101-10-2-12.5 У3 - запобіжник з кварцевим наповненням, клас напруги 10 кВ, ном. струм 2 А, ном. струм відсічки 12.5 кА, клімат. виконання У3 - помірний клімат, 3-я зона (приміщення).

Запобіжник має такі параметри:

- 1) Ном. напруга: $U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$;
- 2) Ном. струм: $I_{НОМ} = 2 \text{ А}$;
- 3) Струм відключення: $I_{ОТКЛ} = 12.5 \text{ кА}$;

Виконаємо перевірку: $I_{КЗ} = 1,37 \text{ кА}$.

Так як $12.5 > 1,37$, - умова виконується.

Умови вибору автоматичних вимикачів.

Автоматичним називають вимикач, призначений для комутації струму в колі при нормальних умовах, а також автоматичного вимикання струму в аномальних умовах, таких як струми к. з. і струми перевантаження (див. рис. 4.16).

Автоматичні вимикачі (АВ) при захисті електроустаткування повинні відповідати умовам, поданим у табл. 4.2.

Таблиця 4.2 - Умови вибору АВ

Назва параметру	Умова для вибору
Ном. напруга	$U_{a \text{ ном}} \geq U_{\text{роб мах}}$
Ном. струм АВ	$I_{a \text{ ном}} \geq I_{y \text{ ном}}$
Ном. струм тепл. розчіплювача	$I_{p \text{ ном}} \geq k_{н р} \cdot I_{\text{роб мах}}$
Граничн. струм відключення АВ	$I_{\text{грвідкл}} \geq I_{\text{кз мах}}$
Електродинам. стійкість	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд розр}}$



Рисунок 4.16 – Зовнішній вигляд автоматичних вимикачів

Проведемо розрахунок вибору автоматичних вимикачів.

При освітленні кімнат КРУН-10 та чергового приміщення струм:

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

При загальному освітленні струм:

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

Струм колом власних потреб ПС:

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

Вибираємо АВ типу **PL6** згідно умов:

- від'єдн. здатність - 6 кА (МЕК 60898);
- захисні хар-ки - В, С;
- ном. напруга - 230/400 В АС; 48 В DC;
- ном. струм - 63 А;
- кількість полюсів 1, 2, 3;
- монтаж на приладову рейку;
- макс. переріз проводів 25 мм².

4.16 Вибір обмежувачів перенапруги 10 кВ

Вибираємо обмежувачі перенапруги (ОПН) на стороні 10 кВ силових тр-рів Т-1 і Т-2 та ОПН для вимірювальних тр-рів напруги марки ОПН–КР/TEL-10/12 УХЛ2 – обмежувач перенапруги нелінійний з полімер. ізоляцією серії КР/TEL (див. рис. 4.17): ном. напруга 35 кВ, найбільша доп. напруга 12 кВ, УХЛ2 – виконання для помірн. холодного клімату, 2-а зона.



Рисунок 4.17 – Зовнішній вигляд ОПН марки КР/TEL-10/12

Дані ОПН мають такі параметри:

- 1) Клас напруги: 10 кВ;

- 2) Найбільш. доп. напруга: $U_{н.д.} = 12 \text{ кВ}$;
- 3) Ном. напруга: $U_{НОМ} = 13.8 \text{ кВ}$;
- 4) Ном. розрядн. струм: $I_p = 10 \text{ кА}$;
- 5) Залишк. напруга при комутац. струмі 125 А: $U_{ост} = 29.7 \text{ кВ}$;
- 6) Залишк. напруга при ном. розрядн. струмі 5 кА: $U_{остгр} = 36.9 \text{ кВ}$.

ОПН перевіряються так:

- 1) Ном. напруга: умова виконується, т. я. $12 \text{ кВ} > 10 \text{ кВ}$;
- 2) Величина тимчасової перенапруги:

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

Для даного ОПН з вольт-часової характеристики кратність перенапруги $T = 1.42$.

$$U_{пер.роз.} = 1.42 \cdot 12 = 17.04 \text{ кВ}.$$

Отже умова виконується: $17.04 \text{ кВ} > 13.568 \text{ кВ}$.

- 3) ОПН призначений для забезпечення необхідного захисного координаційного інтервалу за грозовими впливами на рівні $K_{гр} > 0.2$:

$$U_{випг} = 39.6 \text{ кВ};$$

$$U_{ост} = 31.3 \text{ кВ};$$

$$K_{гр} = \frac{39.6 - 31.3}{39.6} = 0.22.$$

Так як $0.22 > 0.2$ – умова виконується.

- 4) ОПН призначений для забезпечення захисного координаційного інтервалу за внутр. перенапругами $A_{вн}$:

Для напруги 10 кВ $U_{дон} = 54 \text{ кВ}$, $U_{осн} = 34 \text{ кВ}$. Тоді $K_{вн}$:

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

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

5) Вибухонебезпечність ОПН.

Так як $1,37 \text{ кА} < 10 \text{ кА}$, - умова виконується.

4.17 Розрахунок штучного заземлення та грозозахисту ПС 35/10 кВ

В якості штучних заземлювачів застосовують заглиблені в землю сталеві труби, кутники, штирі або смуги; природних - укладені в землі водопровідні чи каналізаційні труби, кабелі з металевою оболонкою (крім алюмінієвої), обсадні труби артезіанських колодязів і т. ін.

Дія захисного заземлення направлена на зниження до безпечного рівня напруги дотику і кроку, якщо з'явиться електричний потенціал внаслідок замикання струму на металеві корпуси електрообладнання, розряду блискавки або інших причин.

Кожну електроустановку слід приєднувати до заземлювальної магістралі окремим провідником. Послідовне з'єднання заземлюючих частин не допускається.

Верхній шар ґрунту - супісок ($\rho_1 = 150 \div 400 \text{ Ом}\cdot\text{м}$), нижній - суглинок $\rho_2 = 100 \text{ (Ом}\cdot\text{м)}$.

Розміри сітки заземлення для ВРП 35/10 кВ 30X20 м. На ВРП є 12 комірок приєднань, Розміри ділянки 30X20 м, площа $S = 630 \text{ м}^2$, периметр $P = 100 \text{ м}$.

Приймаємо: $t = 0,6 \text{ м}$, відстань між смугами 5 м, довжина $l_{\text{верт}} = 5 \text{ м}$.

Відстань між горизонтальними електродами. К-сть комірок сітки заземлення K_3 :

$$K_3 = \frac{30 \text{ м}}{5 \text{ м}} = 6;$$

$$K_3 = \frac{20 \text{ м}}{5 \text{ м}} = 4.$$

Відстань між поздовжніми і поперечними провідниками - однакова і рівна 5 м. На рис. 4.18 наведена схема заземлювача.

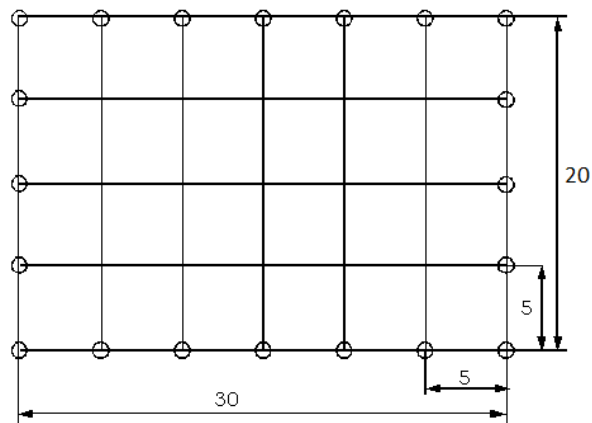


Рисунок 4.18 - Схема заземлювача РТП 35/10 кВ

Довжина провідн. горизонтальна:

$$L_{\Gamma} = 5 \cdot 30 = 150 \text{ м.}$$

К-сть вертик. електродів $n_B=20$. Довжина електродів вертик.:

$$L_B = l_B \cdot n_B;$$

$$L_B = 5 \cdot 20 = 100 \text{ м.}$$

Відстань між провідн. вертик.:

$$a = P / n, \text{ м.}$$

$$a = 102 / 20 = 5,1 \text{ м.}$$

Опір заземлювальн. пристрою:

$$R = A \cdot \frac{\rho_{\text{эк.с}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{эк.с}}}{L_{\Gamma} + L_B};$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{600} = 24,5 \text{ м;}$$

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,6}{24,5} = 0,22 > 0,1;$$

$$A = 0,38 - 0,24 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}};$$

$$A = 0,38 - 0,24 \cdot 0,22 = 0,327;$$

$$\rho_{\text{эк.с}} = \rho_2 \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^\Delta \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{200}{100} = 2 \geq 1;$$

$$\Delta = 0,43 \frac{h_1 - t}{l_B} + 0,271 \text{г} \frac{a}{l_B};$$

$$D = 0,43 \cdot \frac{2 - 0,6}{5} + 0,271 \text{г} \frac{5}{5} = 0,12;$$

$$\rho_{\text{эк.с}} = 100 \cdot \left(\frac{200}{100} \right)^{0,12} = 1,88;$$

$$R = 0,325 \cdot \frac{1,88}{25,1} + \frac{1,88}{100 + 150} = 0,319.$$

Опір заземлювальн. пристр. з природними заземлювачами:

$$R_3 = \frac{R \cdot R_e}{R + R_e}.$$

Опір заземл. природних приймаємо $R_e = 1,5 \text{ Ом}$.

$$R_3 = \frac{0,319 \cdot 1,5}{1,5 + 0,319} = 0,263 \text{ Ом}.$$

Опір заземл. пристр. є нижчим від допустимого. Однак, основною є величина доп. напруги на дотик.

Якщо тривалість впливу $\tau_B = 0,2 \text{ с}$, то найбільша доп. напруга на дотик

$$U_{\text{доп}} = 400 \text{ В}.$$

Напруга, що прикладена до людини:

$$U_{\text{Л}} = I_{\text{П0}}^{(1)} \cdot R_3 \cdot \alpha \cdot \beta,$$

$$\alpha = M \left(\frac{a \sqrt{S}}{l_B \cdot L_{\Gamma}} \right)^{0,45}$$

Для $\rho_1/\rho_2 I=2$ параметр $M=0,72$.

$$\alpha = 0,72 \cdot \left((5,1 \cdot 25,1) / 5 \cdot 100 \right)^{0,45} = 0,39.$$

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_C},$$

де $R_L = 1000$ Ом – опір тіла людини;

$R_C = 1,5\rho_{B.C}$ - опір розтік. струму від ступнів;

$\rho_{B.C} = \rho_1 = 200$ – опір верхн. шару землі.

$$b = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 200} = 0,77;$$

$$I_{П0}^{(1)} \approx I_{П0}^{(3)} = 10 \text{ кА.}$$

$$U_L = 10 \cdot 10^3 \cdot 0,263 \cdot 0,39 \cdot 0,77 = 789,79 \text{ В};$$

$$U_L > U_{доп.}$$

Для зменш. напруги на дотик - підсипати шар гравію товщиною 0,2 м вздовж усієї території ВРП. Питом. опір верхн. шару при цьому $\rho_{B.C.} = 5000$ Ом·м. Тоді:

$$b = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 5000} = 0,11.$$

Напруга на дотик буде рівною:

$$U_L = 10 \cdot 10^3 \cdot 0,263 \cdot 0,39 \cdot 0,11 = 112,83 \text{ (В)},$$

що менше від доп. значення $112,83 \text{ В} \leq 400 \text{ В}$ більш, ніж у 3 рази.

Захист підстанції від ураження блискавкою буде виконаний з використанням 3-х стержневих блискавковідводів. Проведемо розрахунок для даних блискавковідводів. Найвища точка установки блискавкозахисту - це 4.4 м. Орієнтований радіус захисту для III-го блискавковідводу приймаємо рівним 14 м (рис. 5.1) [28].

Оптимальна висота для 3-го блискавковідводу:

$$h_{opt} = \frac{r_H + 1,9 \cdot h_x}{1,5},$$

де r_H - радіус захисту;

h_x – найбільша висота об'єкта, що захищається.

$$h_{\text{онт}} = \frac{14 + 1.9 \cdot 4.4}{1.5} = 14.9 \text{ м.}$$

Для I-го блискавковідводу:

$$h_{\text{онт}} = \frac{13 + 1.9 \cdot 7.5}{1.5} = 18.167 \text{ м.}$$

Для II-го блискавковідводу:

$$h_{\text{онт}} = \frac{8 + 1.9 \cdot 7.5}{1.5} = 14.83 \text{ м.}$$

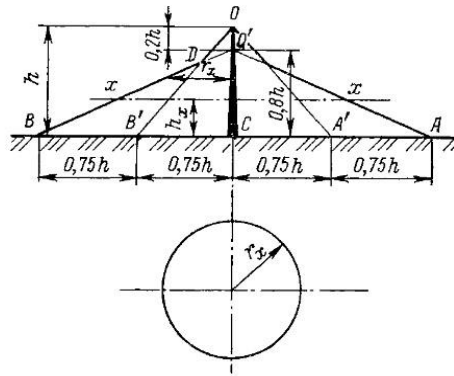


Рисунок 4.19 – Основні параметри блискавковідводів

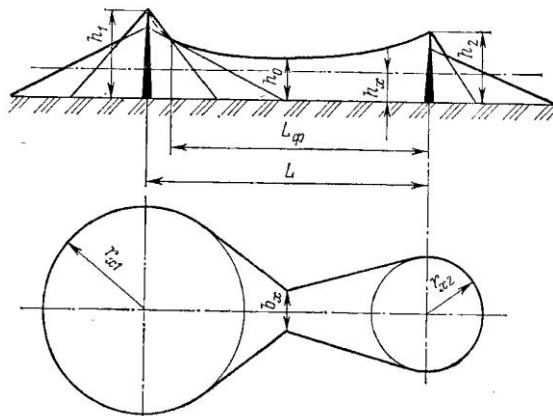


Рисунок 4.20 – Зони захисту подвійного блискавковідводу

Визначаємо основні параметри для блискавковідводів (рис. 5.2 [28]):

$$h_o = h - \frac{L}{7p},$$

де L – відстань між двома блискавковідводами;

h – висота блискавковідводу;

p – коефіцієнт. Для блискавковідводів з $h \leq 30$ м $p=1$.

$$b_x = 3(h_o - 1.25h_x);$$

Між I-м та II-м блискавковідводами:

$$h_o = 14.9 - \frac{11}{7.1} = 13.33 \text{ м};$$

$$b_x = 3 \cdot (13.33 - 1.25 \cdot 7.5) = 11.865 \text{ м}.$$

Між II-м та III-м блискавковідводами:

$$h_o = 14.9 - \frac{15.46}{7.1} = 12.7 \text{ м};$$

$$b_x = 3 \cdot (12.7 - 1.25 \cdot 4.4) = 21.6 \text{ м};$$

Між I-м та III-м блискавковідводами:

$$h_o = 14.9 - \frac{15.46}{7.1} = 12.623 \text{ м};$$

$$b_x = 3 \cdot (12.7 - 1.25 \cdot 4.4) = 21.36 \text{ м};$$

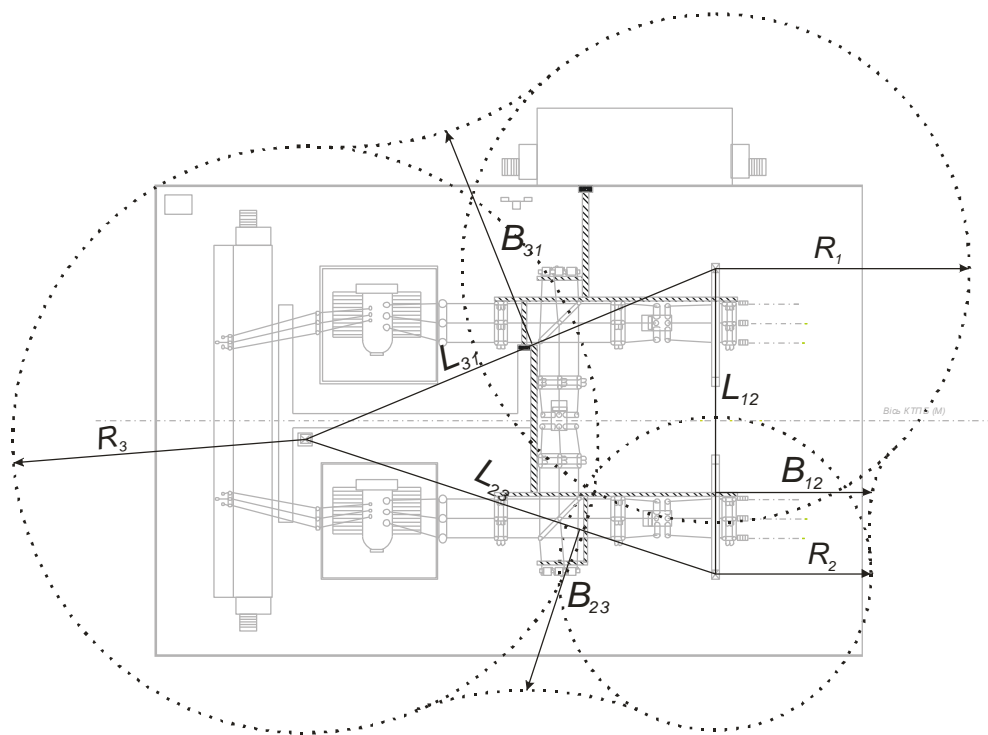


Рисунок 4.21 – Зони захисту блискавковідводів на ПС 35/10

4.18 Обґрунтування приладів компенсації реактивної потужності

Реактивну потужність визначаємо при синусоїдній напрузі електромережі таким чином:

-при однофазному навантаженні:

$$Q = UI \sin \varphi = P \operatorname{tg} \varphi,$$

де $\operatorname{tg} \varphi$ - коеф. реактивної потужності;

P - активна потужність навантаження;

$\cos \varphi$ - коеф. потужності.

У випадку трифазних навантажень:

$$Q = Q_1 + Q_2 + Q_3.$$

Оскільки модернізація проходить на трансформаторній підстанції, то слід звернути увагу на вплив трансформаторів на споживання реактивної потужності.

Коеф. потужності при холостому ході трансформатора:

$$\cos \varphi_{XX} = \frac{P_{CT}}{S} = \frac{P_{XX}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot I_{XX}}.$$

Робота при недовантаженому режимі трансформатора чи асинхронного двигуна призводить до низького коефіцієнта потужності.

Врахувавши всі особливості електропостачання району, що охоплює підстанція, та звіривши показники коефіцієнта потужності можна зробити висновок, що переважна кількість споживачів не створюють високого споживання реактивної енергії. Відповідно, установка дорогих компенсуючих пристроїв на підстанції буде недоцільною в найближчий час.

4.19 Висновки до розділу

Проведений розрахунок струмів двофазного і трифазного к. з. в трьох характерних точках електричної схеми ПС.

Обґрунтований вибір елегазових високовольтних вимикачів, роз'єднувачів, обмежувачів перенапруги, а також трансформаторів струму і напруги на стороні 35 кВ.

Обґрунтований вибір вакуумних високовольтних вимикачів, шинних роз'єднувачів, трансформаторів струму і напруги, обмежувачів перенапруги на стороні 10 кВ, трансформатора власних потреб, запобіжників та автоматичних вимикачів

Проведений вибір приладів обліку і контролю електроенергії.

Проведений розрахунок штучного заземлення та блискавкозахисту ПС35/10 кВ.

5 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

ДОСЛІДЖЕННЯ ДОСВІДУ ПОБУДОВИ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖ СЕРЕДНЬОГО КЛАСУ НАПРУГИ

5.1 Дослідження динаміки втрат електроенергії в електромережах європейських країн

Втрати електроенергії в електричних мережах є одним із основних показників економічності їхньої роботи, індикатор стану та якості системи обліку електроенергії, ефективності енергозбутової діяльності енергопостачальних організацій. Цей індикатор наглядно відображає проблеми, які вимагають невідкладного розв'язання як щодо розвитку, реконструкції й технічного переоснащення електричних мереж, так і необхідності удосконалювання методів і засобів експлуатації та управління енергопостачанням.

Аналіз втрат електроенергії в мережах усіх рівнів напруги показує, що в межах (3,5 ... 6,5)% знаходяться зазначені показники таких держав, як Фінляндія, Німеччина, Австрія, Данія та ряду ін. Втрати електроенергії у Швеції, Чехії, Словаччині також відповідають зазначеному рівню.

Згідно Звіту науково-технічного Центру електроенергетики «Укренерго–2015» «Зарубіжний досвід підвищення ефективності передавання та розподілу електроенергії, оптимізації втрат електроенергії в електромережах всіх рівнів напруги»: Динаміка втрат електроенергії за період з 2000 по 2013 роки свідчить про те, що в більшості країн Євросоюзу у результаті реалізації ряду ефективних

технічних та інвестиційних програм і заходів, запровадження сучасних систем обліку та керування енергопостачанням втрати електроенергії суттєво знизилися. Зокрема, у Німеччині – з 5,96 до 3,94%, у Польщі - з 9,94 до 6,30%, Естонії - з 14,58 до 7,35%, у Латвії – з 23,98 до 9,06% в умовах підвищеної уваги до питань енергоощадності у складі ЄС.

Проблема зниження втрат електроенергії в електричних мережах стає одним із основних завдань забезпечення фінансової стабільності енергопостачальних організацій. Про це свідчить і досвід найбільш розвинених країн, наприклад Німеччини, де з 1990 р. протягом 15 років енергокомпанії щорічно вкладали в реконструкцію і модернізацію електричних мереж від 2,5 до 4 млрд євро, що дало змогу знизити втрати до 4,5%; це при тому, що до об'єднання країни втрати електроенергії в її східній частині перевищували 8%.

Високий рівень втрат електроенергії в мережах - це об'єктивний стан для країн із економікою й енергетикою, яка реформується, ознака наявних розривів між платіжеспроможністю споживачів і тарифами на електроенергію. Відповідно це є також одним із показників недостатності інвестицій у мережеву інфраструктуру, перш за все в побудову сучасної системи обліку електроенергії, відсутності або недостатності повномасштабних автоматизованих інформаційних систем збору, оброблення і передавання даних про відпуск електроенергії, невпорядкованості структури потоків електроенергії в електромережах різних рівнів напруги, низького рівня режимної та балансової роботи в електричних мережах енергооб'єднань.

Відносно високий рівень втрат електроенергії в електричних мережах країни свідчить про проблеми, які потребують невідкладного вирішення:

- реконструкція і технічне переоснащення електричних мереж;
- удосконалення систем обліку електроенергії, в першу чергу - в частині заміни застарілих приладів, оперативності і точності збору даних про обсяги відпущеної в мережу та спожитої електроенергії;
- підвищення повноти розрахунків за поставлену споживачам електроенергію;
- налагодження конструктивної взаємодії електромережевих і енергозбутових організацій під час розрахунку і аналізу фактичних та прогнозних

балансів електроенергії в електричних мережах тощо.

Що до України, то проведені дослідження показали, що модернізація розподільних мереж з напруги 6-10 кВ на 20 кВ дозволить перейти на більш високий рівень електропостачання споживачів.

Аналітичним шляхом була визначена максимальна довжина передачі одиниці потужності за умовами 10%-х втрат напруги для мереж 6, 10 і 20кВ. Дослідження показало, що 1 МВт потужності по кабелю з ізоляцією із зшитого поліетилену перерізом / екраном - 95/16 з втратами менше 10% в мережі 6 кВ можна передати на максимальну відстань 4 км, в мережі 10 кВ - 9 км, а в мережі 20 кВ - 34 км.

Таким чином, електромережі 20 кВ дозволяють в 3-8 разів збільшити площу обслуговування споживачів і знизити кількість осередків на центрах живлення. Результати аналізу показують, що втрати електроенергії в устаткуванні 20 кВ в 2,7 разів менші, ніж в електрообладнанні 10 кВ, і в 7,5 разів менші, ніж в електрообладнанні 6 кВ.

Порівняльний аналіз показав, що пропускна спроможність ліній 20 кВ в три рази перевищує пропускну спроможність ліній 6 кВ і в 1,9 разів - 10 кВ при збереженні трансформаторної потужності [23].

5.2 Розподільні мережі Фінляндії. Особливості схемних рішень

У кожній країні в процесі історичного розвитку енергетики сформувались певні технічні рішення в області розподілу електроенергії. У свою чергу, компанії, які володіють розподільними мережами, використовують обладнання, яке відповідає не тільки міжнародним і національним стандартам, а й власним експлуатаційним вимогам. В результаті, розподільні мережі кожної країни мають свої відмінні риси

5.2.1 Номінальні напруги розподільної мережі

У рівнях використовуваних напруг Фінляндія дотримується стандартів МЕК з деякими додатковими вимогами, заявленими в національних стандартах SFS. У фінських магістральних мережах передачі електроенергії застосовуються такі

класи напруги: 400, 220 і 110 кВ. При цьому напруга 220 кВ не використовується для розширення мереж і нового будівництва.

Напруги розподільних мереж - 20 кВ, 10 кВ і 400/230 В. Клас 10 кВ використовується тільки у великих містах. На рис. 5.1 представлена схема зниження напруги і режими заземлення нейтралі силових трансформаторів на центрах живлення і безпосередньо у споживача.

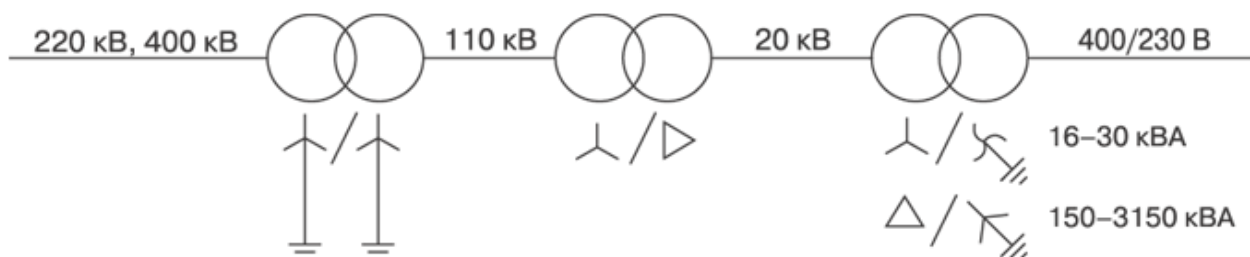


Рисунок 5.1 - Схема побудови електромереж з пониженням напруги та улаштування нейтралі

5.2.2 Улаштування трансформаторних підстанцій номінальної напруги 110/20 кВ

У містах, зазвичай, використовуються дво- або тритрансформаторні підстанції 110/20 кВ з трансформаторами 25, 40 або 63 МВА. На стороні 110 кВ такі підстанції мають подвійну систему шин або одинарну систему з обхідною системою шин. На стороні 20 кВ використовується подвійна система шин.

У сільській місцевості використовуються спрощені, стандартизовані підстанції 110/20 кВ. На них встановлені один або два трансформатори потужністю 6 або 25 МВА. На стороні 110 кВ однострансформаторної підстанції (див. рис. 5.2) використовується комбінація «роз'єднувач – заземлювач – силовий вимикач». У деяких випадках така схема доповнюється обхідним роз'єднувачем, який дозволяє виконувати ремонт і обслуговування силових вимикачів 110 кВ без відключення підстанції. На стороні 20 кВ сільські підстанції, зазвичай, мають одинарну систему шин або одинарну з обхідною системою шин [39].

5.2.3 Улаштування захистів силового трансформатора

Трансформатори 110/20 кВ, зазвичай, обладнані реле Бухгольца, тепловим реле, що вимірює температуру найбільш нагрітої точки обвитки, тепловим реле оливи, реле рівня оливи, реле потоку оливи в перемикачі РПН.

На стороні 110 кВ використовуються такі види релейних захистів:

- трифазний максимально-струмовий захист з незалежною витримкою часу;
- резервний чутливий максимально-струмовий захист нульової послідовності;
- диференційний захист (для трансформаторів 25 МВА і вище).

Крім цих захистів, на шинах 20 кВ використовуються групові захисти від зниження частоти (АЧР), від пониження і підвищення напруги. Трансформатори забезпечені пристроями автоматичного регулювання напруги [39].

5.2.4 Релейний захист відвідних ліній 20 кВ

Для полегшення обслуговування, а також спрощення оперативних дій, функції захисту мереж 20 кВ сконцентровані на підстанціях 110/20 кВ.

Кожна відвідна повітряна або кабельна лінія 20 кВ обладнана захистом від багатофазних к. з. з незалежною витримкою часу і спрямованим захистом від однофазних

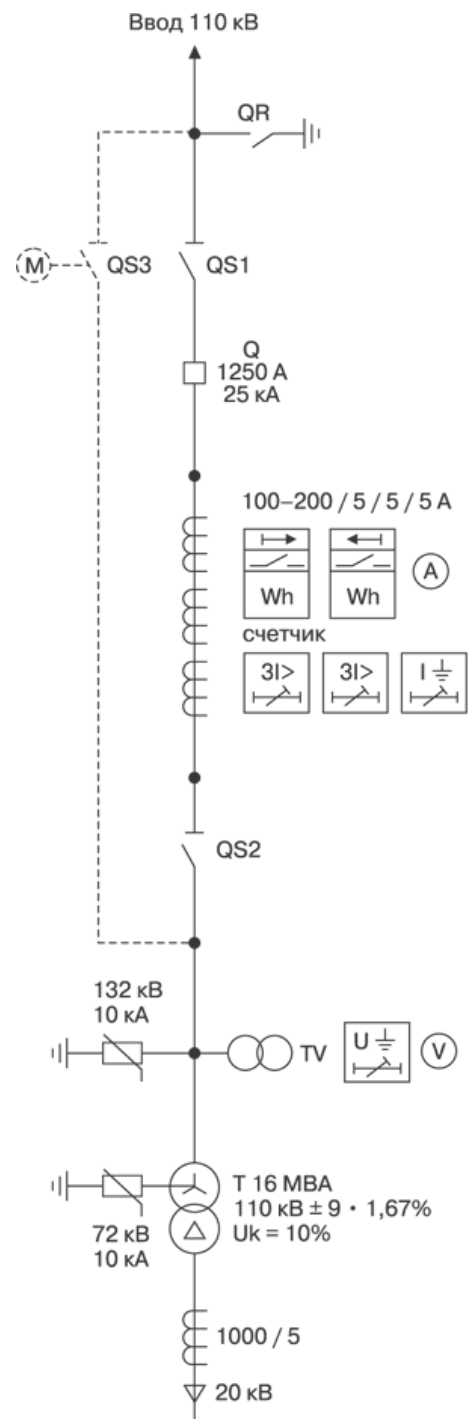


Рисунок 5.2 - Однолінійна схема однострансформаторної підстанції 110/20 кВ

замикань на землю з незалежною витримкою часу, що діють на відключення вимикача. Витримка часу приймається на рівні 0,5 с, щоб забезпечити координацію захистів із захистами, встановленими на понижувальних підстанціях

споживачів. Як правило, використовуються цифрові релейні захисти.

Аналогічний набір захистів застосований і на ввідних вимикачах 20 кВ. Витримка часу ввідних вимикачів приймається на рівні (1,0 ... 1,5) с для забезпечення селективності. Переважно використовується саме така організація захистів, а не захисту із зворотно–залежними часово–струмовими характеристиками. Однак на сучасних цифрових захистах можуть використовуватися і зворотно–залежні характеристики, якщо потрібно узгодити нові захисти з наявними старими.

В повітряних лініях (ПЛ) 20 кВ можуть виникати однофазні замикання на землю з деяким активним опором в місці пошкодження. Така ситуація виникає, наприклад, при обриві проводу ПЛ і падінні його на землю. Подібні замикання негайно відключаються, так як створюють потенційну небезпеку для людей. Згідно з Правилами безпеки, прийнятим в Фінляндії, замикання на землю з перехідним опором до 500 Ом повинні відключатися автоматично з мінімально можливим часом.

Використання трансформаторів струму нульової послідовності і чутливих спрямованих захистів від замикань на землю дозволяє виявляти пошкодження з первинним струмом замикання 0,5 А і більше. Такі струми відповідають однофазним замиканням на землю з перехідним опором до декількох кілоом.

Проте, малі струми замикання (наприклад, при падінні проводу на сніг) не можуть бути виявлені спрямованими захистами. У зв'язку з цим використовується захист, що складається з чутливого реле напруги, увімкненого на розімкнутий трикутник, зібраний з вторинних обвиток трансформаторів напруги на шинах 20 кВ підстанції. Такий захист не володіє селективністю і діє на сигнал або відключення вимикача вводу з витримкою часу 5 с. Для підвищення надійності електропостачання на ВЛ 20 кВ використовується дворазове АПВ з витримками часу: першою - (0,3 ... 0,5) с і другою - (30 ... 180) с [39].

5.2.5 Понижувальні підстанції 20/0,4 кВ

Понижуючі підстанції 20/0,4 кВ мають дуже просту конструкцію: одномачтового або тримачтового типу (див. рис. 5.3). Для електропостачання споживачів використовуються тільки трифазні трансформатори. Плавкі

запобіжники 20 кВ показали низьку надійність в експлуатації, так як часто помилково перегорали і викликали необґрунтовані відключення. Тому вони були виключені зі схем за рахунок використання більш чутливих і швидкодіючих захистів на стороні 0,4 кВ трансформатора. Іскрові проміжки, які використовуються для захисту трансформаторів 20 / 0,4 кВ, забезпечуються захистом від перекриття птахами і мають довжину 2x40 мм (див. рис. 5.4).



Рисунок 5.3 - Однофазова трансформаторна підстанція

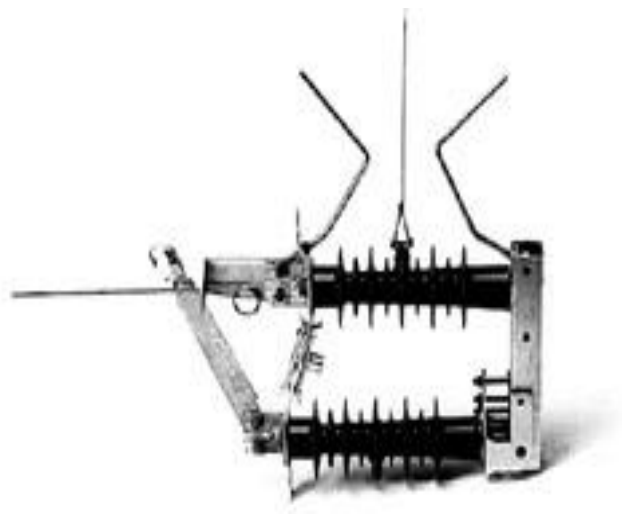


Рисунок 5.4 - Роз'єднувач з іскровим проміжком і захистом від птахів

Згідно зі статистикою, близько 70% пошкоджень на ПЛІ - це однофазні замикання і велика їх частина зумовлена грозовими перекриттями іскрових проміжків. Струми однофазних замикань в мережах з ізольованою нейтраллю чисто ємнісні. Їх самозгасання можливе при величині до 10 А. При більшому струмі дуга, що горить в іскровому проміжку, усувається в результаті відключення силового вимикача на живильній підстанції та подальшим спрацюванням АПВ. Перерва живлення в цьому випадку складає (0,3 ... 0,5) с. Така система захисту трансформаторів широко використовується вже протягом 30 років і добре себе зарекомендувала.

На стороні 20 кВ понижувальної підстанцій 20/0,4 кВ використовуються прості і дешеві роз'єднувачі. Роз'єднувачі внаслідок наявності пристроїв гасіння дуги можуть відключати повністю навантажений трансформатор потужністю до 500 кВА.

В процесі експлуатації підстанцій 20/0,4 кВ була змінена конструкція трансформаторів. Зокрема, був виключений розширювальний бачок, що зменшило число пошкоджень і полегшило транспортування. Крім того, з конструкції трансформаторів був вилучений перемикач ПБЗ, що підвищило надійність трансформаторів і знизило їх вартість.

Захист на стороні 0,4 кВ понижувальних підстанцій також відпрацьовувався на практиці. Окремий автоматичний вимикач має високу вартість, чутливий до вологи, пилу, змін температури. Виходячи з цього, для захисту від струмів к. з. використовуються щоглові рубильники (роз'єднувач в комбінації із запобіжником), встановлені на опорі і керовані з землі штангою. При використанні щоглових рубильників число приєднань 0,4 кВ, що відходять, може бути легко збільшене шляхом монтажу додаткової кількості таких пристроїв. При цьому струм навантаження і номінальний струм запобіжників кожного приєднання може бути знижений, що поліпшить чутливість і селективність захисту від струмів к. з.

Фінські мережеві компанії справедливо вважають, що чим простіша конструкція понижувальних ТП 20/0,4 кВ, тим більш економічне їх використання і вища надійність. Проста і надійна понижувальна підстанція малої потужності може бути наближена безпосередньо до споживача. При цьому різко скорочується протяжність мережі 0,4 кВ та істотно знижуються втрати.

Трансформатори 20/0,4 кВ малої потужності (16 кВ·А) можуть приєднуватися глухою відпайкою без комутаційного апарату на стороні ВН. Роз'єднувач в цьому випадку монтується в точці приєднання відпайки до головного живильного фідера ділянки радіальної мережі («стовбура» деревовидної мережі).

Зазвичай, понижувальні трансформатори 20/0,4 кВ не мають захисту від перевантаження. Перевантаження запобігається вибором трансформатора достатньої потужності і дистанційним виміром споживання електроенергії по кожній ТП. Крім того, при реалізації концепції живлення кожного окремого споживача від власної ТП малої потужності збільшення споживаної потужності обмежується пропускною здатністю трансформатора 20/0,4 кВ. Таке рішення виключає «повзуче» зростання навантаження, коли неможливо встановити

винуватця перевантажень і знижень напруги [39].

В кабельних мережах 20 кВ використовуються малогабаритні ТП 20/0,4 кВ кіоскового типу. Такі ТП надходять споживачеві від одного виробника як закінчене рішення, що забезпечує швидкий монтаж і підключення. Зараз спостерігається тенденція інтелектуалізації кіоскових ТП (дистанційне керування комутаційними апаратами, вимірювання, визначення шляху струму к. з.).

5.3 Висновки до розділу

Динаміка втрат електроенергії свідчить про те, що в більшості країн Євросоюзу у результаті реалізації ряду ефективних технічних та інвестиційних програм і заходів, запровадження сучасних систем обліку та керування енергопостачанням втрати електроенергії суттєво знизилися - до величини (3,5 ... 6,5)%.

Високий рівень втрат електроенергії в мережах - це об'єктивний стан для країн із економікою й енергетикою, яка реформується, ознака наявних розривів між платіжеспроможністю споживачів і тарифами на електроенергію.

Електромережі 20 кВ дозволяють в 3-8 разів збільшити площу обслуговування споживачів і знизити кількість осередків на центрах живлення. Втрати електроенергії в устаткуванні 20 кВ в 2,7 разів менші, ніж в електрообладнанні 10 кВ, і в 7,5 разів менші, ніж в електрообладнанні 6 кВ.

Зарубіжний досвід свідчить, що у містах, зазвичай, використовуються дво- або тритрансформаторні підстанції 110/20 кВ з трансформаторами 25, 40 або 63 МВА. У сільській місцевості використовуються спрощені, стандартизовані підстанції 110/20 кВ. На них встановлені один або два трансформатори потужністю 6 або 25 МВА.

6 ОБГРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ

6.1 Аналіз економічної ефективності електроенергетичної системи з

традиційними і відновлюваними джерелами енергії

За умов ринкової економіки керівники підприємств самостійно розглядають різні варіанти енергозабезпечення: спорудження повітряної або кабельної лінії електропередачі, використання первинних енергоносіїв чи застосування відновлюваних джерел. Практика електроенергетики показує, що найбільш доцільним є комбінований підхід - створення комплексної системи енергопостачання (КСЕП) на основі традиційної системи електропостачання з додатковим використанням енергії сонця, вітру, а також біоенергетичної установки для сумісного вироблення теплової та електричної енергії [27].

З метою визначення оптимального використання енергоресурсів, що забезпечують одержання максимального прибутку при найменших витратах розробляється інвестиційний проект, що включає бізнес-план. В ньому враховують всі фінансові потоки з урахуванням інвестицій, додаткових витрат, інфляції та відсотків за кредит. Розробка бізнес-плану включає в себе аналіз та оцінку техніко-економічних показників інвестиційного проекту [4].

Згідно з методикою визначення економічної ефективності капітальних вкладень [12] оцінюють загальну ефективність капітальних вкладень у впровадження КСЕП, формують техніко-економічне обґрунтування вибору найбільш ефективного варіанту КСЕП та її елементів, оцінюють ефективність капіталовкладень з позицій енергозбереження, екології та ін.

За останнє десятиліття набула поширення методика, якою передбачається розрахунок інтегральних та елементарних показників: чистої приведеної вартості (інтегральний ефект) - NPV; періоду повернення капіталу - PP; внутрішньої норми рентабельності - IRR; рентабельності з доходів - RCR; індекса прибутковості (коефіцієнт рентабельності інвестицій) - PI; терміну окупності інвестицій - PPI.

Традиційний і новий підходи мають свої переваги та недоліки [4]. Використання традиційної методики найбільш доцільне для оцінки ефективності інвестицій, особливо проектів короткострокового характеру. Основною перевагою нової методики є урахування усіх витрат за весь термін дії проекту, включаючи зміну вартості грошей у часі, що досягається дисконтуванням щорічних грошових надходжень.

Розглянемо особливості методики визначення техніко-економічних показників для довгострокових проектів. В умовах переходу економіки країни до ринкових відносин важливим є врахування впливу інфляції на вартість витрат [4; 12]. Тривалість інвестиційного проекту приймається n років. Для впевненості інвестора у поверненні вкладених коштів до закінчення терміну служби КСЕП, термін її експлуатації повинен перевищувати строк реалізації проекту.

Усі витрати за проектом протягом n років повинні бути приведені до року початку проекту ($n = 0$) з урахуванням інфляції та річного відсотку по інвестиціях. Діюча на рік початку проекту ($n = 0$) відсоткова ставка p_0 буде більшою від реальної відсоткової ставки p у наступні роки внаслідок інфляції, а саме [27]:

$$p = \frac{1 + p_0}{1 + i} - 1, \quad (6.1)$$

де i - річна інфляція (i, p_0 та p - у відносних одиницях).

Відсоткова ставка p_0 повинна бути більшою за банківський відсоток за кредит.

Важливим питанням є визначення реального відсотка по інвестиціях p залежно від рівня інфляції i та початкового відсотка по інвестиціях p_0 . Для приведення майбутніх витрат B_j j -го року до року $j = 0$ використовують залежність:

$$B_{j_{прив}} = B_j \cdot (1 + p)^{-j}. \quad (6.2)$$

Сумарні витрати протягом n років, приведені до року $n = 0$ (перед початком проекту) визначаються з рівняння:

$$B_{прив} = \sum_{j=1}^n B_{j_{прив}} = \frac{B_j}{q}, \quad (6.3)$$

де q - коефіцієнт окупності капітальних вкладень визначається як:

$$q = \frac{p \cdot (1 + p)^n}{(1 + p)^n - 1}. \quad (6.4)$$

Якщо загальна сума B фінансових коштів за проектом була взята в кредит під відсоток p_0 , то при $B_j = const$ щорічні платежі за кредитом з урахуванням відсотків p_0 будуть рівні: $B_j = B \cdot q$.

Інвестор закладає розрахунковий інвестиційний прибуток у розмірі p_0 , %

річних зі строком експлуатації КСЕП n років та рівнем інфляції i , %. Джерелом прибутку є зростання валового виробництва продукції внаслідок більш високого рівня енергозабезпечення технологічного процесу, зменшення збитків від недовідпуску продукції та втрати її якості, усунення аварій та їх наслідків через перерви в електроживленні [12].

Виробник, що взяв кредит у банку для здійснення проекту, планує повернути кредит з урахуванням відсотків та інфляції і одержати додатковий дохід. Інвестор очікує, що дохід і прибуток, одержані в результаті здійснення проекту, будуть вищі, ніж дохід і прибуток, отримані при зберіганні грошей у банку за рахунок банківських відсотків або отримані шляхом інвестування у інші проекти.

Вартість реалізації КСЕП включає всі витрати за n років реалізації проекту [27]:

$$Z_{\Sigma} = B_{\kappa} + E + B_n + E_p + B_z, \quad (6.5)$$

де Z_{Σ} - вартість всіх приведених витрат;

B_{κ} - капітальні затрати;

E - експлуатаційні витрати;

B_n - вартість додаткової енергії від системи та палива;

E_p - вартість заміни компонентів, термін служби яких менший, ніж n років;

B_z - залишкова вартість автономної електростанції, якщо строк експлуатації електростанції більший, ніж n років.

Капітальні затрати B_{κ} включають розробку, конструювання, виготовлення й монтаж КСЕП. Експлуатаційні витрати E - це сума всіх щорічних витрат на обслуговування, включаючи зарплату операторів, страхування, податки, невеликий поточний ремонт із заміною дрібних деталей. Вартість енергії та палива B_n включає сумарні щорічні витрати на придбання енергії у системи. На відміну від електростанцій з двигунами внутрішнього згорання, для сонячних, вітрових і гідравлічних електростанцій ця складова витрат дорівнює нулю. Вартість E_p замінних компонентів за термін експлуатації системи, наприклад, акумуляторів. Залишкова вартість B_z - це балансова вартість енергосистеми у рік закінчення проекту.

Одним з найважливіших критеріїв оцінки ефективності КСЕП є собівартість

електроенергії, що виробляється нею. Для розрахунку собівартості електроенергії необхідно визначити встановлену розрахункову потужність КСЕП. Так, для електроенергії маємо:

$$P_{КСЕП} = \varepsilon_1 \cdot P_{усм1} + \varepsilon_2 \cdot P_{усм2} + \dots + \varepsilon_m \cdot P_{усм m}, \quad (6.6)$$

де $P_{усм m}$ - розрахункова потужність споживачів різних категорій надійності K_1, K_2, \dots, K_m , які живляться від КСЕП;

$\varepsilon_1, \varepsilon_2, \dots, \varepsilon_m$ - коефіцієнт попиту на сумарну розрахункову потужність категорій споживачів K_1, K_2, \dots, K_m , відповідно.

Розрахунковий об'єм електроенергії КСЕП визначимо з виразу:

$$W_{КСЕП} = w_1 + w_2 + \dots + w_m, \quad (6.7)$$

де $w_i = \varepsilon_i \cdot P_{усм i} \cdot t_i$ - об'єм виробництва енергії кожним i -тим джерелом для m -го споживача K_m .

Якщо прийняти об'єм електроенергії $W_{КСЕП}$ та річні експлуатаційні витрати E постійними протягом n років, вираз для розрахунку приведеної собівартості виробництва електричної енергії з урахуванням інфляції та відсотків за кредит матиме вигляд [27]:

$$C_{КСЕП} = \frac{Z_{\Sigma}}{W_{КСЕП}} = \frac{(w_1 \cdot B_{11} + w_2 \cdot B_{22} + \dots + w_i \cdot B_{im}) + E/q + B'_n}{W_{КСЕП}/q} = \frac{q \cdot B + E}{W_{КСЕП}}, \quad (6.8)$$

де $B = w_1 \cdot B_{11} + w_2 \cdot B_{22} + \dots + w_i \cdot B_{im}$ - інвестиції в рік початку проекту $n = 0$ (сумарна вартість об'єму виробництва енергії кожним i -тим джерелом w_i для споживачів КСЕП);

E/q - приведені до першого року експлуатаційні витрати на n років;

$W_{КСЕП}/q$ - сума приведених до першого року об'ємів виробництва електричної енергії.

Особливістю визначення і оцінки техніко-економічних показників КСЕП без урахування терміну дії проекту є оперування відомими на початок дії інвестиційного проекту вихідними даними, а саме: вартістю капітальних вкладень для реалізації проекту; вартістю палива та експлуатаційних витрат за перший рік експлуатації КСЕП.

Для коректного порівняння розрахункових показників за обома варіантами

використаємо показник - питому собівартість генерації електроенергії в КСЕП за перший рік з декількома джерелами, які живлять обраних споживачів відповідних категорій.

Якщо прийняти об'єм генерації електроенергії за рік після введення в дію КСЕП $W'_{КСЕП}$, капітальні витрати для реалізації проекту B'_k , річні експлуатаційні витрати E , вартість додаткової енергії та палива B'_n , вираз для розрахунку питомої собівартості виробництва електричної енергії в КСЕП $C'_{КСЕП}$ на початок дії проекту матиме вигляд [27]:

$$C'_{КСЕП} = \frac{(w'_1 \cdot B'_{11} + w'_2 \cdot B'_{22} + \dots + w'_i \cdot B'_{im}) + E' + B'_n}{W'_{КСЕП}}, \quad (6.8)$$

де $w'_1 \cdot B'_{11}, w'_2 \cdot B'_{22}, \dots, w'_i \cdot B'_{im}$ - вартість об'єму виробництва енергії кожним i -тим джерелом для обраних споживачів КСЕП за перший рік проекту.

джерелом для обраних споживачів КСЕП за перший рік проекту.

Отже, в ринковій економіці доцільно і необхідно визначати рівень ефективності інвестицій, але з точки зору впровадження комплексних систем електропостачання, він не може бути визначальним. Власникам підприємств необхідно орієнтуватись на приведені та питомі показники собівартості генерованої в КСЕП енергії (електричної, теплової, механічної та ін.).

Методика носить універсальний характер і може бути застосована для оцінки будь-яких об'єктів енергопостачання.

6.1.1 Ступінь деталізації розрахунків економічної ефективності

Від функцій, що виконують показники економічної ефективності, залежить необхідний ступінь деталізації (точності) розрахунку. Управлінські рішення, що ухвалюються на рівні національної чи економіки регіону (області, району, міста) передбачають урахування усереднених оцінок, що само по собі зумовлює укрупнений (приблизний) характер розрахунку показників [4].

Ухвалення ж рішень на рівні підприємства, навпаки, потребує детальних розрахунків, які б враховували якнайбільше подробиць і нюансів, пов'язаних із розглянутим заходом і умовами, в яких його передбачається реалізувати. Хоча і тут точність розрахунку повинна відповідати потребам управлінських завдань, а

	кВ·А	х.х.	к.з.		75°С, % (U _{кз})	потужно- сті, дБ (А)	Л	В	Н	кг
Сухий трансформатор ТСЗ	400	1,0	4,5	1,8	6,0	–	1600	1100	1700	1140
Сухий трансформатор ТСЗГЛ	400	1,2	3,9	2,5	5,5	68	2050	1170	1745	1705

1 варіант

ТСЗ-400/10

$$S_T = 400 \text{ кВА}$$

$$\Delta P_{xx} = 1,0 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{кз} = 4,5 \text{ кВт}$$

$$U_{кз} = 6,0 \%$$

$$I_{xx} = 1,8 \%$$

$$Ц = 1370 \text{ тис. грн.}$$

2 варіант

ТСЗГЛ-400/10

$$S_T = 400 \text{ кВА}$$

$$\Delta P_{xx} = 1,2 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{кз} = 3,9 \text{ кВт}$$

$$U_{кз} = 5,5 \%$$

$$I_{xx} = 2,5 \%$$

$$Ц = 1940 \text{ тис. грн.}$$

Розрахуємо коефіцієнт завантаження K_z трансформаторів у нормальному і аварійному режимах за такими формулами:

$$K_{z_{н.р.}} = \frac{S_p}{2 \cdot S_T} \text{ – для нормального режиму;}$$

$$K_{z_{а.р.}} = \frac{S_p}{1,4 \cdot S_m} \text{ – для аварійного режиму.}$$

1 варіант:

$$K_{z_{н.р.}} = \frac{363}{2 \times 400} = 0,45, \quad K_{z_{а.р.}} = \frac{363}{1,4 \cdot 400} = 0,65.$$

2 варіант:

$$K_{z_{н.р.}} = \frac{363}{2 \cdot 400} = 0,45, \quad K_{z_{а.р.}} = \frac{363}{1,4 \cdot 400} = 0,65.$$

Враховуючи те, що є електроспоживачі другої і третьої категорії, які

можуть мати перерву в електропостачанні до однієї доби, то також можливий і другий варіант забезпечення електроенергією. Але для того, щоб вибрати вигідніший варіант визначимо економічну доцільність кожного з варіантів.

Розрахуємо втрати в трансформаторах за такими формулами.

Втрати холостого ходу:

$$\Delta Q_{xx} = S_m \cdot \frac{I_{xx}}{100\%}.$$

Втрати короткого замикання:

$$\Delta Q_{кз} = S_m \cdot \frac{U_{кз}}{100\%}.$$

Повні втрати холостого ходу:

$$\Delta P'_{xx} = \Delta P_{xx} + K_{зб} \cdot \Delta Q_{xx}.$$

Повні втрати короткого замикання:

$$\Delta P'_{кз} = \Delta P_{кз} + K_{зб} \cdot \Delta Q_{кз}.$$

Приведені втрати в одному трансформаторі:

$$\Delta P'_1 = \Delta P'_{xx} + K_3^2 \cdot \Delta P'_{кз}.$$

Приведені втрати в двох трансформаторах:

$$\Delta P'_{1,2} = 2 \cdot \Delta P'_1.$$

Прийmemo коефіцієнт зміни втрат - $K_{зб} = 0,05 \text{ кВт/кВ}\cdot\text{Ар}$.

1 варіант:

$$\Delta Q_{xx} = 400 \cdot \frac{1,8}{100} = 7,2 \text{ кВ}\cdot\text{Ар};$$

$$\Delta Q_{кз} = 400 \cdot \frac{6}{100} = 24 \text{ кВ}\cdot\text{Ар};$$

$$\Delta P'_{xx} = 1,0 + 0,05 \cdot 7,2 = 1,36 \text{ кВт};$$

$$\Delta P'_{кз} = 4,5 + 0,05 \cdot 24 = 5,7 \text{ кВт};$$

$$\Delta P'_1 = 1,36 + 0,45^2 \cdot 5,7 = 2,5 \text{ кВт};$$

$$\Delta P'_{1,2} = 2 \cdot 2,5 = 5 \text{ кВт}.$$

2 варіант:

$$\Delta Q_{xx} = 400 \cdot \frac{2,5}{100} = 10 \text{ кВ}\cdot\text{Ар};$$

$$\Delta Q_{кз} = 400 \cdot \frac{5,5}{100} = 22 \text{ кВ} \cdot \text{Ар};$$

$$\Delta P'_{xx} = 1,2 + 0,05 \cdot 10 = 1,7 \text{ кВт};$$

$$\Delta P'_{кз} = 3,9 + 0,05 \cdot 22 = 5 \text{ кВт};$$

$$\Delta P'_1 = 1,7 + 0,45^2 \cdot 5 = 2,71 \text{ кВт};$$

$$\Delta P'_{1,2} = 2 \cdot 2,71 = 5,42 \text{ кВт}.$$

1 варіант:

$$\Delta E = \Delta P'_{1,2} \cdot t,$$

де $t = 8760$ год. – робочі години за рік.

$$\Delta E = 5 \cdot 8760 = 43800 \text{ кВт/год.}$$

Річна вартість втрат електроенергії буде рівна:

$$C_e = \Delta E \cdot c,$$

де $c = 2,03$ грн. – вартість 1 кВт·год для трансформатора власних потреб.

$$C_e = 43800 \cdot 2,03 = 88,914 \text{ тис. грн.}$$

Капітальні затрати становлять:

$$K_1 = 2 \cdot 1370 = 2740 \text{ тис. грн.}$$

Річні експлуатаційні витрати рівні 10% від капітальних затрат:

$$C_a = 0,1 \cdot 2740 = 274,0 \text{ тис. грн.}$$

Сумарні річні експлуатаційні затрати:

$$C_1 = C_e + C_a;$$

$$C_1 = 88,914 + 274,0 = 362,914 \text{ тис. грн.}$$

2 варіант:

$$\Delta E = \Delta P'_{1,2} \cdot t;$$

де $t = 8760$ год. – робочі години за рік.

$$\Delta E = 5,42 \cdot 8760 = 47479 \text{ кВт/год.}$$

Річна вартість втрат електроенергії буде рівна:

$$C_e = \Delta E \cdot c,$$

де $c = 2,03$ грн – вартість 1 кВт/год для підприємств.

$$C_e = 47479 \cdot 2,03 = 96,382 \text{ тис. грн.}$$

Капітальні затрати становлять:

$$K_2 = 2 \cdot 1940 = 3880 \text{ тис. грн.}$$

Річні експлуатаційні витрати рівні 10% від капітальних затрат:

$$C_a = 0,1 \cdot 3880 = 388,0 \text{ тис. грн.}$$

Сумарні річні експлуатаційні затрати:

$$C_2 = C_e + C_a;$$

$$C_2 = 96,382 + 388,0 = 484,382 \text{ тис. грн.}$$

6.2.1 Техніко–економічні показники системи електропостачання

Визначаємо річний економічний ефект:

$$E_{e \text{ річн.}} = (K_2 + C_2) - (K_1 + C_1);$$

$$E_{e \text{ річн.}} = 4364,382 - 3102,914 = 1261,468 \text{ тис. грн.}$$

Визначаємо термін окупності системи електроживлення:

$$T_{ок} = \frac{K_2 - K_1}{|C_2 - C_1|};$$

$$T_{ок} = \frac{3880 - 2740}{|484,382 - 362,914|} = 9,4 \text{ років.}$$

Вибираємо перший варіант як доцільніший, тому що сумарні експлуатаційні затрати менші і становлять 121,468 тис. грн., а також ціна обладнання в 1,4 рази нижча.

7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

7.1 Аналіз безпеки електропостачання міськими електричними мережами

Однією з характерних особливостей систем електропостачання малих міст є поєднання в електричних мережах середньої напруги (6-35 кВ) повітряних (ПЛ) і кабельних (КЛ) ліній електропередачі.

Якщо для кабелів на перший план виходить надійність самих КЛ, пов'язана зі старінням ізоляції і, в деяких випадках, з корозією алюмінієвих оболонок, то для ПЛ найбільш істотним фактором є забезпечення електробезпеки [15].

Великі струми однофазного замикання на землю (ОЗЗ) в мережах без компенсації ємнісного струму, зумовлені наявністю КЛ, створюють при будь-якому замиканні в повітряній мережі небезпечні і смертельні напруги дотику. Компенсація ємнісного струму в таких мережах, як показує практика, дуже серйозна проблема, викликана постійною мінливістю параметрів мережі і труднощами автоматичного підстроювання дугогасних реакторів (ДГР) у великому діапазоні струмів. Крім того, наявність помітної несиметрії мережі повністю виключає точну настройку. Іншою проблемою є ненадійна робота різноманітних селективних захистів від ОЗЗ, що дають збої при перехідних процесах, дугових замиканнях з мінливою дугою, замиканні фази на землю через великий перехідний опір і т. ін.

7.1.1 Однофазні замикання на землю

Існування режиму ОЗЗ, що тривалий час не відключається, в мережі електропостачання міста чи селища зумовлює цілий ряд явищ і процесів, що істотно знижують надійність і електробезпеку мережі. До них відносяться [15]:

- старіння кабельної ізоляції і зниження терміну служби кабельних ліній;
- дугові перенапруження і ферорезонансні явища, що призводять в результаті до серйозних пошкоджень обладнання;
- неможливість істотно знизити зовнішні перенапруги сучасними засобами (обмежувачі перенапруг (ОПН)), що підбираються по лінійній напрузі, а не по фазній;
- існування тривалих електробезпечних ситуацій біля опор ПЛ 6-35 кВ, в районі обірваних проводів і тих, що впали на землю, а також біля відкритих провідних частин мереж 0,4 кВ, що живляться по системі TN від підстанцій 6 (10)/0,4 кВ. Це підтверджується статистикою важких і смертельних нещасних випадків.

Однією з найбільш стійких традицій експлуатації є думка про допустимість роботи мережі з ОЗЗ. Трохи перебільшуючи, цю традицію слід назвати

«ідеологією бідності», а в деяких випадках і «ідеологією ліні». В даний час всі міські мережі мають можливості резервування, тому реалізувати селективне відключення і автоматичне включення резерву принципово завжди можливо. Однак цій традиції сприяє не завжди надійна робота захистів від ОЗЗ.

Статистика ОЗЗ показує, що в багатьох випадках вони досить швидко переходять в двофазні або подвійні замикання на землю і відключаються відповідними захистами. Цьому сприяють процеси, які супроводжують однофазні замикання в мережах 6-35 кВ, - дугові перенапруження і ферорезонансні явища. При цьому, диспетчерським персоналом реєструється тільки 3% з них, у яких час самоліквідації доходить до декількох хвилин, а іноді і до десятків хвилин. Решта замикань, як показали осцилограми, самоліквідуються за час менший 0,5 с. З решти ОЗЗ 44% носять стійкий («металічний») характер, а 27% супроводжуються мінливою дугою.

7.1.2 Забезпечення електробезпеки при однофазному замиканні на землю

Відповідно до вимоги ПУЕ [29] опір заземлювального пристрою (ЗП) не повинен перевищувати $\frac{250}{I}$, де I - струм замикання на землю або збільшений на 25% - номінальний струм дугогасного реактора. Ця вимога означає, що при замиканнях на землю напруга на ЗП допускається рівною 250 В! Якби мова йшла тільки про підстанції 35/10 (6) кВ, які не мають споживачів напругою до 1 кВ, то така цифра була б прийнятною (за умови, що огорожа підстанції не під'єднана до ЗП).

Однак більшість міських підстанцій - це ТП 10 / 0,4 кВ, а мережа 0,4 кВ відповідно до ПУЕ організована за системою TN, коли нульовий захисний і робочий провідники приєднані до ЗП ТП. Це означає, що при замиканні на землю на ТП зазначена напруга з'являється на нульових проводах і на всіх приєднаних до них корпусах (відкритих провідних частинах) електроприймачів великої мережі 0,4 кВ. Напруга на ЗП (а не опір ЗП) - це головний критерій безпеки, що визначає вплив на людину при дотику останньої до ушкодженого обладнання.

Крім того, при збільшенні питомого опору ґрунту нормативом ПУЕ [29]

допускається збільшувати опір заземлення незалежно від значення струму замикання і напруги, що виникають при ОЗЗ на заземлювачі підстанції. Підсумовуючи всі можливості збільшення опору заземлення згідно ПУЕ, можна отримати залежність допустимих опорів від питомого опору ґрунту. З цієї залежності видно, що опір заземлювача може досягати величини 40 Ом, що при допустимому не скомпенсованому струмі замикання на землю в 10 А (згідно вимоги ПУЕ) означає можливість появи на відкритих провідних частинах обладнання та побутових приладів, що працюють в мережі 0,4 кВ, напруги в 400 В.

Якщо замикання сталося на опорі ПЛ, то біля опори ПЛ виникає напруга дотику 100 В і вище, т.я. опори в населеній місцевості повинні мати опір заземлення 10 Ом і менше (вимога ПУЕ). Слід зазначити, що це в першу чергу відноситься до мережі з ПЛ.

У мережі, що складається тільки з КЛ, проблеми заземлення з позицій ОЗЗ практично не існує. Струм замикання на землю по землі не розтікається, а протікає в основному металевими оболонками і екранами кабелів, замикаючись через ємності «оболонка - здорові фази». Несуттєві частки струму через землю створюють незначні напруги дотику, що не перевищують, як правило, декількох вольт. Відповідно до [28] напруга струму промислової частоти величиною 2 В не відчувається людиною і є допустимою при тривалому дотику, а напруга нижче 20 В не викликає судом і є допустимою при короткочасному дотику.

В електричній мережі, що складається як з ПЛ, так і з КЛ, ситуації можуть бути самими різними, і навіть при суворому виконанні норм ступінь електронезбезпеки може відповідати в деяких випадках чисто повітряним мережам. Збільшенню електронезбезпеки сприяють некомпенсовані струми ОЗЗ, що досягають іноді десятків ампер.

На практиці з тих чи інших причин виконані і експлуатовані заземлювальні пристрої можуть не відповідати нормам ПУЕ. В літературі [15] описані проведені численні вимірювання опору ЗП в міській електромережі. Вимірювання параметрів ЗП проводилося за допомогою приладів ПНП, Ф-4103 і цифрового осцилографа. Опір ЗП визначався шляхом зняття потенційної кривої. При вимірах напруг дотику враховувався опір основи пристрою внаслідок застосування

вимірювального електроду у вигляді металевої пластини розмірами $25 \times 25 \text{ см}^2$, що розташовувався біля входу в будівлю РП, біля приводу роз'єднувачів і т. ін.

За допомогою цифрового осцилографа, подільників і шунтів проводилися вимірювання ємнісного струму ОЗЗ, напруги на ЗП при ОЗЗ і напруги дотику. Виявлено, що опір заземлення в більшості випадків мав значення значно менші від нормованого і лише в 3-х випадках мав опір вище 4 Ом, допустимих для заземлення нейтралі мережі 0,4 кВ. У той же час напруги дотику в 30% випадків перевищували нормовану ДСТУ ГОСТ 12.1.038:2008 «Система стандартів безпеки праці. Електробезпека. Гранично допустимі значення напруг дотику і струмів» величину 20 В. Особливо небезпечне становище у опір з роз'єднувачами, де напруга дотику може перевищити 1000 В.

Основними заходами щодо підвищення надійності і електробезпеки міських мереж повинні стати:

- повсюдний перехід на заземлення нейтралі електромережі через резистор з більшим опором;
- установка надійних селективних захистів від замикань на землю з дією на відключення;
- вибір і установка обмежувачів перенапруг на фазну напругу, що стає можливим при реалізації перших двох заходів.

7.2 Роль цивільного захисту в системі національної безпеки

В умовах сьогодення масштабність наслідків війни на Сході нашої країни, аварій, катастроф та стихійних лих ставить проблему ліквідації надзвичайних ситуацій та мінімізації негативних наслідків від них в ряд найбільш актуальних і важливих завдань держави. Тенденції, які спостерігаються впродовж останніх років, зокрема підвищення ризику виникнення НС, значні матеріальні й соціальні збитки внаслідок збільшення їхньої кількості та масштабу, становлять загрозу національній безпеці. За таких умов особливого значення набуває виконання державою власних функцій - захисту населення, територій, навколишнього природного середовища та майна від НС шляхом запобігання таким ситуаціям,

мінімізації та ліквідації їх наслідків і надання допомоги постраждалим у мирний час та в особливий період [1].

Відповідно до чинного законодавства, реалізація зазначених функцій покладається на цивільний захист. Разом з тим, на сьогодні, з урахуванням обстановки, яка склалася, та з появою нових викликів і загроз потребує уточнення роль цивільного захисту в системі забезпечення національної безпеки.

Основні засади державної політики, спрямованої на забезпечення національної безпеки визначаються Законом України “Про основи національної безпеки України”. Згідно зі ст. 1 зазначеного закону, національна безпека – це захищеність життєво важливих інтересів людини і громадянина, суспільства і держави, за якої забезпечуються сталий розвиток суспільства, своєчасне виявлення, запобігання і нейтралізація реальних та потенційних загроз національним інтересам [1]. У прийнятому законопроекті національна безпека визначається як захищеність державного суверенітету, територіальної цілісності, демократичного конституційного ладу та інших національних інтересів України від реальних та потенційних загроз.

Відповідно до Закону України “Про основи національної безпеки України” до загроз національним інтересам і національній безпеці України у сфері цивільного захисту відносяться:

- невідповідність сучасним викликам стану єдиної державної системи цивільного захисту, сил цивільного захисту, їх технічного оснащення;
- значне антропогенне і техногенне перевантаження території України, зростання ризиків виникнення надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру;
- погіршення технічного стану гідротехнічних споруд каскаду водосховищ на річці Дніпро;
- непідтримання в належному технічному стані ядерних об’єктів на території України;
- небезпека техногенного, у тому числі ядерного та біологічного, тероризму.

До завдань цивільного захисту відносяться: захист населення і територій від надзвичайних ситуацій, запобігання їх виникненню та ліквідація наслідків,

гасіння пожеж, забезпечення техногенної, природної та пожежної та безпеки, надання допомоги постраждалим, організація життєзабезпечення постраждалого населення, профілактика травматизму невиробничого характеру тощо.

Виходячи із аналізу завдань цивільного захисту, можна визначити, що цивільний захист спрямований на забезпечення таких складових національної безпеки [33]:

- екологічної безпеки – проведенням заходів техногенної, пожежної та природної безпеки в природних екосистемах, захисту навколишнього природного середовища від надзвичайних ситуацій та ліквідацією їх наслідків;

- економічної безпеки – у процесі підтримання на промислових об'єктах пожежної і техногенної безпеки, запобігання і ліквідації на них пожеж, аварій і катастроф, забезпечення сталого функціонування підприємств та зменшення їх можливих матеріальних втрат;

- соціальної безпеки – при проведенні заходів з організації життєзабезпечення та соціального захисту постраждалого населення, надання медичної і психологічної допомоги постраждалим, профілактики невиробничого травматизму тощо;

- протидії тероризму – проведенням заходів щодо захисту населення і територій у разі загрози та виникнення надзвичайних ситуацій, пов'язаних з технологічними терористичними проявами та іншими видами терористичної діяльності, участю у заходах з мінімізації та ліквідації наслідків таких ситуацій під час проведення антитерористичних операцій;

- воєнної безпеки – шляхом здійснення комплексу заходів оборонного характеру щодо захисту населення від вражаючих факторів надзвичайних ситуацій і засобів ураження, проведення рятувальних і невідкладних аварійних робіт з метою ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій та застосування зброї.

Враховуючи наведене і базуючись на положеннях Кодексу цивільного захисту України [20], цивільний захист можна визначити як один з основних елементів забезпечення національної безпеки, який призначений для реалізації конституційного права громадян на безпечне довкілля та захист їх життя і здоров'я від надзвичайних ситуацій шляхом запобігання таких ситуацій та ліквідації їх наслідків.

8 ЕКОЛОГІЯ

На початку третього тисячоліття людство знаходиться з досить суперечливим надбанням. З одного боку - бурхливі темпи загальнолюдського прогресу, а з другого - його негативні наслідки прямо протилежної спрямованості. Останні проявляються, насамперед, у надмірному забрудненні навколишнього середовища й інтенсивній його деградації. Для України необхідність випереджувального зростання витрат на охорону природи, подолання наслідків глобальних екологічних аварій, підвищення безпеки і поліпшення здоров'я населення безперечно є пріоритетними, яким мають бути підпорядковані державна політика, господарська діяльність, наукові розробки [6]. З цього погляду наша держава потребує переходу до здійснення комплексних заходів, зокрема і в сфері електроенергетики, спрямованих на охорону довкілля.

8.1 Проблеми використання планетарної енергетики

8.1.1 Гідроресурси

Використання ресурсів гідроенергетики має здійснюватися при виконанні обов'язкових умов, що виключають [18]:

- затоплення довколишніх територій;
- загибель риби і тварин;
- порушення умов рибальства і рибництва при наявності таких;
- можливість виносу електричного потенціалу у воду.

Крім самих річок, джерелами гідроенергії є зрошувальні канали, промислові та каналізаційні скиди, регульовані водоскиди водойм. Перспективними рішеннями є безгреблеві гідроелектростанції (ГЕС), що використовують перепади рівнів води в руслах річок, а також вільнопроточні ГЕС із зануреними агрегатами.

Вже зараз поруч з підприємствами функціонують комплекси мікро- і малих ГЕС потужністю від декількох сотень ват до тисяч кіловат, що працюють на напорі води від 1,5 до декількох сотень метрів при витратах води від 0,01 до 10 м³/с, що цілком може покрити потребу гідрообладнання в дериваційних та

безгребельних ГЕС.

8.1.2 Вітроенергетика

Енергія вітрів - одна з найзначніших за економічним потенціалом, яку вже сьогодні можна освоїти наявними установками. Проведені дослідження показують [18], що ймовірна тривалість і швидкість вітру різко зростають з висотою від поверхні землі.

Однак, при використанні цієї енергії вимагають ретельного вивчення питання впливу вітроенергетичних установок (ВЕУ) на навколишнє середовище, такі як:

- механічні шуми від підшипників, генераторів, редукторів;
- аеродинамічні шуми (в т.ч. низькочастотні – (16 ... 20) Гц, високочастотні - від 20 Гц до декількох кГц), що зумовлені обертанням робочого колеса.

Шумовий ефект в безпосередній близькості від ВЕУ сягає (50 ... 80) дБ. У ВЕУ потужністю понад 250 кВт виникає інфразвуковий ефект за рахунок надзвукових швидкостей кінців лопаток вітроколеса великого діаметра [14].

Крім того, створення вітропарків впливає на міграцію птахів і риб (акваторіальні установки), послаблює повітряні потоки. ВЕУ створюють перешкоди для повітряного сполучення і поширення радіо- і телехвиль.

Негативний вплив на людину і тваринний світ ВЕУ може бути знижений за рахунок:

- організації зон відчуження навколо потужних установок;
- обмеження застосування ВЕУ з вертикальною площиною вітрового колеса потужністю 1000 кВт;
- застосування вітроагрегатів з вертикальною віссю обертання на магнітній подушці зі стартовою швидкістю вітру більше 1,5 м/с, які забезпечують відсутність вібрації внаслідок збігу центру обертання з центром щогли, відсутність шуму внаслідок відсутності тертя.

8.1.3 Сонячна енергетика

Сучасний стан сонячної енергетики в Україні характеризується як початкова стадія її розвитку. Найбільше практичне застосування можуть

отримати фотоелектричні установки на основі монокристалічного кремнію і електричні установки з термодинамічним циклом перетворення енергії. Потужність фотоелектричних установок обмежується декількома кіловатами через їх високу питому вартість внаслідок поки ще низького коефіцієнта використання сонячної енергії [6].

Сонячні установки застосовуються для електропостачання окремих будинків, водяних насосів індивідуальних систем водопостачання, побутових приладів, холодильників, кондиціонерів, систем сигналізації та ін.

Збільшення коефіцієнта корисної дії (ККД) фотоелементів з (12 ... 15)% до (35 ... 40)%, а також використання сонячного світла в похмуру погоду дозволять значно наблизити майбутнє сонячної енергетики.

8.1.4 Біоенергетика вторинних ресурсів

У сільській місцевості джерелами забруднення навколишнього середовища є птахофабрики, великі тваринницькі комплекси та ін. Спорудження на них біогазових енергетичних установок поряд з вирішенням екологічних проблем дозволить виробляти біопаливо, а отже, електричну і теплову енергію, а також високоякісні добрива [18]. Крім того, можуть використовуватися побутові відходи деревообробної промисловості.

Біомаса може бути використана при: прямому спалюванні; виробництві біогазу з його подальшим використанням; отриманні етилового спирту, використовуваного як моторне паливо.

Використання біомаси доцільне для ліквідації забруднення навколишнього середовища, а отриманий біогаз може служити паливом для дизель-генераторних агрегатів, які є резервними для установок, що використовують інші, більш «чисті» поновлювані ресурси.

8.1.5 Енергія низькопотенціального тепла навколишнього середовища

Теплонасосне виробництво теплоти - це нова технологія, здатна радикальним чином змінити стан справ в теплопостачанні [18].

Важливою особливістю теплонасосних установок (ТНУ) є здатність до зміни потужності від часток до десятків тисяч кіловат, що перекидає подібний

показник будь-яких існуючих теплоджерел, в тому числі малих і середніх ТЕЦ. Енергозберігаючий ефект в залежності від типу ТНУ і замінного джерела тепла коливається в межах (20 ... 70)%. При заміні ними як великих котелень, так і дрібних низькоєфективних електронагрівачів і теплогенераторів досягається багаторазова економія палива в порівнянні з традиційною теплофікацією.

При витраті однієї одиниці електроенергії виходять 3-4 еквівалентні одиниці теплової енергії.

Низькопотенційне джерело теплоти - побутові та промислові стоки, повітря, озерна, річкова, морська, геотермальна і ґрунтова води, охолоджена вода теплових електростанцій. І це без багатокілометрових теплових мереж, замість ТЕЦ і котелень, маючи електроенергію і водопровід.

Таким чином, можна зробити висновок: найбільш ефективним способом енергозабезпечення споживачів є комплексне застосування енергоджерел, що використовують різні енергоресурси. Комбіновані установки - це найперспективніший вид енергетики, що дозволяє компенсувати недоліки одних енергоджерел та переваги інших.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ

В дипломній роботі досліджена енергоефективність функціонування розподільних електромереж шляхом їх реконструкції з переведенням на середній клас напруги 20 кВ трансформаторних підстанцій 35/10 кВ для забезпечення економії електроенергії.

Отримані такі результати:

1. Проведений аналіз навантажень району електропостачання 110/10 кВ з понижувальною підстанцією 35/10 кВ «Плужна», а також аналіз електроустаткування та стану комутаційного обладнання підстанції.

2. Досліджені моделі зменшення втрат потужності, втрат напруги та отримання економічного ефекту в електромережах 110/10 кВ при їх реконструкції на напругу 110/20 кВ.

3. Встановлено, що перехід електромереж на напругу 20 кВ з

використанням інноваційних технологій дозволить збільшити їх пропускну здатність в 2-2,5 рази в порівнянні з мережами 6-10 кВ в межах тієї ж території, а використання малогабаритних розподільчих пристроїв та щоглових трансформаторів заводської готовності призведе до зменшення їх вартості.

4. Проаналізований позитивний досвід зарубіжних країн щодо реконструкції та функціонування електромереж середнього класу напруги.

5. Обґрунтований вибір сучасного комутаційного обладнання підстанції для підвищення енергоефективності та надійності постачання електроенергії споживачам: елегазових високовольтних вимикачів, роз'єднувачів, обмежувачів перенапруги, трансформаторів струму і напруги на стороні 35 кВ, а також вакуумних високовольтних вимикачів, шинних роз'єднувачів, трансформаторів струму і напруги, обмежувачів перенапруги на стороні 10 кВ.

6. Здійснено вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги, струмовідних частин, трансформатора власних потреб та іншого комутаційного обладнання ПС 35/10 кВ.

7 Проведений розрахунок струмів двофазного і трифазного короткого замикання в трьох характерних точках електричної схеми ПС, необхідних для вибору і перевірки електричних апаратів та провідників підстанції, а також для вибору уставок релейного захисту і визначення їх чутливості.

Досліджена можливість реконструкції електромережі 110/10 кВ шляхом переведення трирівневого класу напруг 110/35/10 кВ на дворівневий клас 110/20 кВ підвищать енергоефективність функціонування систем електропостачання, а також сприятимуть безпеці персоналу й недопущенню екологічного забруднення довкілля.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Артем'єв С. Р. Уточнення ролі цивільного захисту в системі національної безпеки / С. Р. Артем'єв, О. Д. Малько // 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. 24–26.

2. Батлук В. А. Охорона праці. Підручник / В. А. Батлук, М. П. Кулик, Р. А. Яцюк. – Львів : Вид-цтво НУ «Львівська політехніка», 2009, 360 с.
3. Бахор З. М. Техніко-економічні аспекти впровадження електричних мереж напругою 20 кВ / З. М. Бахор, А. Б. Козовий та ін. // Вісник Він. політехн. ін-ту. – 2018. - №1. – С. 53–58.
4. Бень Т. Г. До визначення економічної ефективності інвестицій // Економіка України. – 2007. - №4. – С. 12–19.
5. Бойчик І. М. Економіка підприємства. Навч. посіб. – Вид. 2-е, доп. і перероб. – К. : Атіка, 2007. – 528 с.
6. 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.
7. 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»).
8. Бромвич, Майкл Анализ экономической эффективности капиталовложений : пер. с англ. / Майкл Бромвич ; [пер. А. Г. Пивовара]. – М. : ИНФРА-М, 1996. – 425 с. : ил.
9. Буйний Р. О. Обґрунтування області використання класу напруги 20 кВ у міських електричних мережах України / Р. О. Буйний, А. В. Красножон та ін. // Технічна електродинаміка. – 2019. - №1. – С. 68–71.
10. Буйний Р. О. Регресійні залежності вартісних показників елементів електричних мереж напругою 10–35 кВ / Р. О. Буйний, В. О. Перепечений, В. В. Зорін // Вісник НТУ ХПІ. Серія: Нові рішення в сучасних технологіях. – 2017. - №7. – С. 18–23.
11. Вакуленко О. О. Аналіз ефективності реконструкції електромереж середньої напруги / О. О. Вакуленко, В. Я. Решетник, Л. В. Петренко // Матеріали ІV МНТК ТНТУ «Теоретичні та прикладні аспекти радіотехніки, приладобудування і комп'ютерних технологій» (20–21 червня 2019 р., Тернопіль) : Зб. тез доп. – Тернопіль, 2019. – С. 281–283.
12. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику.

Методика. Энергосистемы і електричні мережі : ГКД 340.000.002–97. – Офіц. вид. – К. : Міненерго України, 1997. – 52 с. – (Галузевий керівний документ).

13. Денисюк С. П. Перспективи використання технологій передачі електричної енергії на номінальній напрузі 20 кВ у розподільних електричних мережах України / С. П. Денисюк, Д. С. Горенко та ін. // Електрифікація транспорту. Електропостачання. – 2016. - №12. – С. 12–19.
14. Джигирей В. С. Екологія та охорона навколишнього природного середовища. Навч. посібник. – Вид. 2-е. – К. : Знання, 2002. – 203 с.
15. Дмитриев С. Н. Городские электрические сети. Обеспечение надежности и безопасности электроснабжения / С. Н. Дмитриев, Ю. В. Целебровский, С. В. Нестеров // Новости электротехники. – 2010. - №5 (65). – С. 21–26.
16. Економіка підприємства. Збірник практичних задач і конкретних ситуацій. Навч. посібн. / За ред. С. Ф. Покропивного. – К. : Техніка, 1999.– 178 с.
17. 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.
18. Кадыков Ю. М. Планетарная энергетика. Экологические и экономические аспекты / Ю. М. Кадыков, О. Ю. Кадыкова // Новости электротехники. – 2010. - №1 (61). – С. 16–19.
19. Катеринич М. Б. Аналіз та оцінка інвестиційних проектів // Економічна наука. Інвестиції: практика та досвід. – 2007. - №16. – С. 11–17.
20. Кодекс цивільного захисту України (від 02.10.2012 р.) [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/5403-17>.
21. Кужеков С. Л. Предотвращение многоместных повреждений КЛ 6–10 кВ с помощью кратковременного низкоомного индуктивного заземления нейтрали / С. Л. Кужеков, В. А. Хнычев // Новости электротехники. – 2010. - №2 (62). – С. 14–18.
22. Кузьмина И. А. Оценка целесообразности перехода городских распределительных электросетей к уровню напряжения 20 кВ // Машиностроение и компьютерные технологии. – 2017. - №12. – С. 57–65.
23. Лоскутов А. Б. Разработка и исследование гибкой интеллектуальной электрической сети среднего напряжения, основанной на гексагональной

- структуре / А. Б. Лоскутов, А. А. Лоскутов, Д. В. Зырин // Труды Нижегород. гос. техн. ун-та. Энергетические системы и комплексы. – 2016. - №3 (114). – С. 85–94.
24. Лук'яненко Ю. В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Навч. посібн. / Ю. В. Лук'яненко, Ж. І. Остапчук, В. В. Кулик. – Вінниця : ВДТУ, 2002.– 116 с.
25. Методичні рекомендації щодо заземлення нейтралі електричних мереж 6–35 кВ через резистор / В. Гажаман та ін.; розроб. А. Квицинський; викон. В. Сантоцький. – К. : Міненерговугілля, 2018. – 87 с.
26. Охрана труда в электроустановках: Учеб. для вузов / Под ред. Б. А. Князевского. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1983. – 336 с.
27. Плешков П. Г. Визначення економічної ефективності комплексної електроенергетичної системи для сільського господарства / П. Г. Плешков, В. П. Солдатенко // Конструювання, виробництво та експлуатація сільськогосподарських машин. – 2010. – Вип. 40, част. II. – С. 266–270.
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 / Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : 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: Учебник для сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. – М. : Изд. центр «Академия», 2004. – 448с.
32. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110–500 кВ. Расчеты. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 96 с.
33. Ситник Г. П. Державне управління у сфері національної безпеки (концептуальні та організаційно–правові засади) : підручник. - К. : НАДУ, 2012. - 544 с.

34. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под. ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро. – Изд. 3-е, перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
35. Сулейманов В. М. Моделі та методи оптимізації розвитку основних мереж енергосистем в умовах ринкових відносин / В. М. Сулейманов, В. А. Баженов, Т. Л. Кацадзе // Енергетика : економіка, технології, екологія. – 2014. – №4. – С.58–65.
36. Циганенко Б. В. Особливості функціонування розподільних мереж середнього класу напруги та їх переведення на напругу 20 кВ / Б. В. Циганенко, В. В. Кирик // Гідроенергетика України. – 2016. - №3–4. – С. 7–13.
37. Циганенко Б. В. Перспективи переведення розподільних мереж України на номінальну напругу 20 кВ // Наук. праці ВНТУ. Енергетика та електротехніка. – 2016. - №1. – С. 1–4.
38. Шабад М. А. Максимальная токовая защита. – Л. : Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1991. – 96 с.: ил.
39. Шаманов Д. А. Распределительные сети Финляндии. Особенности схемных решений // Новости электротехники. – 2005. - №6 (36). – С. 5–9.