

ДВНЗ «Донецький національний технічний університет»
Факультет машинобудування, електроінженерії та хімічних технологій
Кафедра електричної інженерії

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____	<u>О. КОЛЛАРОВ</u>
(підпис)	(ініціали, прізвище)
«___» _____	2022 р.

Кваліфікаційна робота
бакалавра

на тему Модернізація ділянки електричної мережі 110кВ

Виконав: студент 4 курсу, групи ЕЛК-18

(шифр групи)

спеціальності підготовки

141 «Електроенергетика, електротехніка та

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

електромеханіка»

Андрій АЛЕКСЕЄНКО

(ім'я та прізвище)

(підпис)

Керівник

ст. викл. каф., П. БЕЛИЦЬКИЙ

(посада, науковий ступінь, вчене звання, ініціали, прізвище)

(підпис)

Рецензент

(посада, науковий ступінь, вчене звання, ініціали, прізвище)

(підпис)

Нормоконтроль:

О. ЛЮБИМЕНКО

(підпис)

Засвідчую, що у цій випускній кваліфікаційній роботі немає запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.

Студент

(підпис)

(дата)

(дата)

ЛУЦЬК – 2022

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНИЙ ВИЩИЙ НАВЧАЛЬНИЙ ЗАКЛАД
«ДОНЕЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ»

Факультет машинобудування, електроінженерії та хімічних технологій

Кафедра електричної інженерії

Освітній ступінь: бакалавр

Спеціальність: електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

_____ (О. КОЛЛАРОВ)

« » _____ 2022 р.

ЗАВДАННЯ
НА ДИПЛОМНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Андрію АЛЕКСЄЄНКУ

(ім'я та прізвище)

1. Тема роботи: Модернізація ділянки електричної мережі 110кВ

керівник роботи Павло БЕЛИЦЬКИЙ, ст. викл. каф.

(ім'я та прізвище, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навчального закладу від _____ № _____

2. Строк подання студентом роботи 02 червня 2022 року

3. Вихідні дані до роботи: Для розрахунку ділянки електричної мережі

надано наступні трансформатори типу: ТДН-16000/110 – 1 шт.;

ТМН(ТМ)-6300/35 – 2 шт.; ТМ-1800/10(6) – 2 шт.; ТМ-1000/6 – 2 шт.;

ТМ-750/10(6) – 2 шт.; довжина лінії електропередавання від РП-35 кВ до

РП-6 кВ становить 10 км; питомий опір ЛЕП $x_{\text{леп}} = 0,4 \text{ Ом/км}$.

Відсутні параметри обрати із врахуванням вже наданих або вибрати довільно, дотримуючись обмежень, накладених вихідними даними.

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

1. Аналіз методів модернізації електричної мережі.

2. Проектування та модернізація енергосистеми.

3. Розробка та модернізація системи електропостачання.

4. Розробка заходів з охорони праці.

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

Дванадцять слайдів презентаційного матеріалу.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Ініціали, прізвище та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділи 1 – 3	П. БЕЛИЦЬКИЙ, ст. викл. каф.		
Розділ 4	О. КОЛЛАРОВ, зав. каф.		
Нормоконтроль	О. ЛЮБИМЕНКО, доц. каф.		

7. Дата видачі завдання 05 травня 2022 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1.	Розділ 1	05.05.22 – 12.05.22	
2.	Розділ 2	13.05.22 – 23.05.22	
3.	Розділ 3	24.05.22 – 31.05.22	
4.	Розділ 4	01.06.22 – 02.06.22	
5.			
6.			
7.			
8.			
9.			

Студент _____
(підпис)

Андрій АЛЕКСЕЄНКО
(ім'я та прізвище)

Керівник роботи _____
(підпис)

Павло БЕЛИЦЬКИЙ
(ім'я та прізвище)

АНОТАЦІЯ

АЛЕКСЄЄНКО А. В. Модернізація ділянки електричної мережі 110кВ. / Випускна кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня «бакалавр» за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». – ДВНЗ ДонНТУ, Луцьк, 2022.

У дипломному проекті проведено аналіз методів модернізації електричної мережі. Описано більш ніж 10 видів техніко-економічних рішень для підвищення енергоефективності електросистем постачання електричної енергії.

Детально розглянуто проблеми розвитку електричних систем електропостачання, а саме, в яких умовах знаходяться електричне комутаційне обладнання в енергосистемах нашої країни.

Особливу увагу приділено плану розвитку системи передачі на 2020-2029 роки, який розроблено Державним підприємством «Національна енергетична компанія «Укренерго» щодо переходу електричних мереж України на клас напруги 20 кВ.

В останньому розділі розроблено та модернізовано схему електрозабезпечення 110-35-6 кВ та вирішено питання щодо переходу цієї електричної системи до номінальної напруги 20 кВ з урахуванням струмів короткого замикання в окремих небезпечних ділянках. Також, проведено розрахунок та порівняння технологічних витрат 3-х ступеневої електросистеми та 2-во ступеневої системи забезпечення електричною енергією.

Ключові слова: модернізація, вищі гармоніки, комутаційний апарат, термічна стійкість, технологічні втрати, конденсаторна батарея, реактор, обмотки, розподільний пристрій.

Список публікацій:

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1 АНАЛІЗ МЕТОДІВ МОДЕРНІЗАЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	8
1.1 Технологічні засади проектування систем електропостачання	8
1.2 Загальні відомості засобів модернізації та підвищення енергоефективності системи розподілу електричної енергії.....	10
1.3 Методи модернізації електричної мережі.....	14
2. ПРОЕКТУВАННЯ ТА МОДЕРНІЗАЦІЯ ЕНЕРГОСИСТЕМИ	25
2.1 Основні проблеми розвитку електричних систем електропостачання	25
2.2 Переведення розподільних мереж на напругу 20 кВ.....	27
2.3 Принципи проектування та будівництва мережі 20 кВ.....	28
2.4 Наявність на ринку обладнання та кабельної продукції 20 кВ.	30
2.5 Перехід з трьохступеневої електричної мережі на двоступеневу	32
3. РОЗРОБКА ТА МОДЕРНІЗАЦІЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	36
3.1 Аналіз наданих даних для модернізації ділянки електромережі	36
3.2 Заміна схеми електропостачання та електротехнічного обладнання ..	38
3.3 Побудова схем заміщення та розрахунок струмів КЗ	41
3.4 Розрахунок технологічних втрат для системи ділянки системи живлення	48
ВИСНОВКИ.....	51
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	52
ДОДАТОК А. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА ЕКСПЛУАТАЦІЇ.....	54
ДОДАТОК Б. КАРТА-СХЕМА ОЕС УКРАЇНИ.....	62
ДОДАТОК В. РОЗПОДІЛ ПЕРЕТОКІВ ПОТУЖНОСТЕЙ ПО ЕНЕРГОСИСТЕМАХ СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ ЗА 2017 РІК.....	63
ДОДАТОК Г. ПЕРЕЛІК ЗАУВАЖЕНЬ НОРМОКОНТРАЛЕРА	64

ВСТУП

Основним завданням електроенергетики є надійне та якісне електропостачання споживачів електроенергії як у існуючому часовому етапі, і у перспективі. Визначення перспективних потреб у максимальній потужності та електроенергії є завданням прогнозування розвитку електроенергетики як галузі народного господарства з задоволення зазначених потреб.

Прогнозування величин електроспоживання, а саме електричних навантажень та енергобалансів у завданнях розвитку слід виконувати для широкого діапазону термінів (від року - двох до 20-30 років) та різних територіальних підрозділів (від об'єднаних енергосистем до конкретних вузлів мережі та окремих споживачів). Прогнозування навантаження може бути виконано різними методами, але незалежно від використаного методу в результаті визначаються потреби у максимальній потужності та електроенергії у вигляді деякого діапазону можливих значень, тобто із частковою невизначеністю. Причому чим більший термін прогнозування, тим ширшим інтервал невизначеності прогнозу електричних навантажень та електроспоживання.

Вирішення проблеми прогнозування та проектування оптимального розвитку електроенергетичної системи відноситься до класу багатокритеріальних динамічних завдань. Вся сукупність критеріїв проектування не може бути записана в аналітичному вигляді і найчастіше є суперечливою. Техніко-економічні характеристики елементів електричних систем, як правило, дискретні стандартні перерізи ліній електропередачі, номінальні потужності трансформаторів і так далі, а прогнози потреб у максимальній потужності та електроенергії носять, як зазначено вище, імовірнісний і частково невизначений характер.

У цих умовах вирішити задачу прогнозування та проектування оптимального розвитку електроенергетичної системи як відокремлену

практично неможливо, і тому проблема розбивається на ряд ієрархічно взаємопов'язаних задач на основі системного підходу. При цьому виділяється завдання проектування оптимального розвитку електричної мережі, яка, у свою чергу, замінюється вибором найбільш раціонального рішення із сукупності варіантів. Вибір найбільш раціонального варіанта виконується за результатами аналізу їхньої порівняльної ефективності.

При аналізі порівняльної ефективності варіантів виникають завдання розробки варіантів розвитку електричних мереж та їх техніко-економічного обґрунтування. Варіанти, що визначають розвиток енергосистем, повинні забезпечувати за найменших економічних витрат постачання споживачів електричної та теплової енергією з урахуванням виконання обмежень у всій сукупності критеріїв проектування

У ході виконання дипломної роботи було запропоновано вирішення наступних завдань:

- 1) провести аналіз методів модернізації електричної мережі з урахуванням раціонального вирішення техніко-економічного завдання;
- 2) розглянути головні принципи проектування та модернізації енергосистеми спираючись на технічний стан електричних мереж України;
- 3) виконати розробку та модернізацію системи електроживлення окремої енергопостачальної ділянки, обґрунтувати вибір типу модернізації та провести доцільні розрахунки для підтвердження раціональності змін у системі електрозабезпечення.

Дипломна робота: 64 сторінки, 8 рисунків, 6 таблиці, 4 додатки, 12 джерел.

1 АНАЛІЗ МЕТОДІВ МОДЕРНІЗАЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Технологічні засади проектування систем електропостачання

Перед проектуванням, будівництвом або реконструкцією підприємства після отримання позитивного рішення від місцевого органу самоврядування з приводу клопотання (декларації) про наміри та розгляд умов розміщення майданчики (траси) для будівництва об'єкту замовник (інвестор) приймає рішення щодо розробки техніко-економічного обґрунтування. Склад вихідної інформації визначається залежно від виду та масштабів запланованої діяльності об'єкта, кількості та видів використовуваних ресурсів, що залучаються до господарського обороту, особливостей екологічної ситуації та інше.

Для систем електропостачання техніко-економічне обґрунтування (ТЕО) спеціально не розробляється, але СЕП є складовою ТЕО підприємства та охоплює п'ять початкових стадій стандартного проектування.

На основі типізації та уніфікації проектних рішень з метою скорочення термінів та витрат проводиться проектування в одну стадію (одностадійну), результатом якого є створення лише технічного проекту. Створення одностадійного технічного проекту базується на типових проектних схемах та конструкторських рішеннях. Проте через спрощеність багатьох аспектів проектування одностадійні технічні проекти далекі від оптимальних.

Тому для отримання більш достовірних проектних рішень використовують проектування СЕП у дві стадії (двостадійне) – технічний проект та робочі креслення, кошторисна документація, відомості обсягів будівельних та монтажних робіт, відомості потреби в матеріалах та видах робіт, збірники специфікацій обладнання, опитувальні листи та габаритні креслення на різні види та моделі обладнання, проектно-кошторисна документація на будівництво будівель та споруд пускового комплексу, вихідні вимоги на розробку конструкторської документації для обладнання індивідуальне виготовлення.

Коротка пояснювальна записка технічного проекту СЕП підприємства, що проектується на основі типових рішень:

- 1) опис джерел живлення підприємства;
- 2) генеральний (ситуаційний) план підприємства;
- 3) ескіз схеми електричних мереж напругою 110 кВ та вище;
- 4) розрахунок електричних навантажень (склад, характер потужності, категорії надійності);
- 5) визначення числа та потужності трансформаторів на ГПП, вирішення питань, пов'язаних із розподільними пунктами;
- 6) конструктивні рішення розподільних пристроїв;
- 7) вибір варіантів повітряних та кабельних ліній (КЛ) напругою 6–10 кВ;
- 8) план розміщення цехових трансформаторних підстанцій;
- 9) орієнтовна потреба та перелік кабельної продукції;
- 10) техніко-економічна частина;
- 11) замовні специфікації на типові та спеціальне електроустаткування;
- 12) зведені кошториси.

Розробка робочих креслень може вестись поетапно відповідно до черговості будівництва на основі специфікацій технічного проекту. На основі робочих креслень складаються зведені специфікації та кошторису. Обсяг та зміст креслень визначається інструкціями про склад та оформлення електротехнічних креслень для будівництва.

Пакет робочих креслень СЕП складається з наступних розділів:

1. Принципові схеми та плани розміщення підстанцій, траси ПЛ та КЛ з пояснювальними записками та специфікаціями електрообладнання.
2. Завдання у вигляді креслень на виготовлення та компонування електроустаткування на заводах.
3. Завдання у вигляді креслень на будівництво та встановлення великого електрообладнання (розміщення підстанцій та розподільних пристроїв, фундаменти, кабельні канали та ін).

4. Схеми електричних з'єднань (електромонтажні креслення та специфікації на обладнання) та матеріали, необхідні для монтажу електрообладнання.

5. Кошториси витрат за спорудження СЕП.

Розглянутий на основі ТЕО проект електричної частини підприємства складається з розділів: електропостачання, електрообладнання підприємства та найбільших його цехів, електропривод, електроосвітлення, електротехнологія та інші спеціальні питання, експлуатація та електроремонт.

Розділ електропостачання містить, як правило, такі питання та інформацію: вихідні дані, характеристику схеми електропостачання, перелік споживачів електричної енергії та електричні навантаження, джерела електропостачання, баланс електричної енергії та потужності, вибір напруги живильної та розподільної мережі, конструктивне виконання підстанцій напругою 35 кВ та вище, конструктивне виконання розподільних пристроїв (РУ) та РП напругою 6–10 кВ, опис складного електроприводу, заходи щодо забезпечення необхідних показників якості електроенергії, компенсацію реактивної потужності, розрахунок струмів короткого замикання (КЗ), компенсацію ємнісних струмів КЗ на землю, релейний захист, автоматику та телемеханіку СЕП, облік та контроль витрати електричної енергії, заходи з регулювання потужності, робоче та захисне заземлення, блискавкозахист, внутрішнє та зовнішнє електричне освітлення, техніко-економічні показники, технічні умови приєднання до енергосистеми, укладання та застосування [1,2].

1.2 Загальні відомості засобів модернізації та підвищення енергоефективності системи розподілу електричної енергії

Підвищення ефективності систем енергопостачання (СЕП) – одне з пріоритетних завдань в енергетиці. Увага до цієї теми викликана необхідністю збереження електроенергії, виключення її втрат, зниження аварійних ситуацій на виробництві. Всі ці проблеми є у край важливими в сучасних умовах розвитку російської економіки. Від правильності та оперативності їх вирішення багато в

чому залежить конкурентоспроможність того чи іншого підприємства над ринком.

В даний час існує цілий ряд методів підвищення ефективності електропостачання, тобто модернізації її електроустаткування.

Модернізація електричної мережі (енергетична ефективність) – це сукупність характеристик та дій, що відображають відношення корисного ефекту від використання енергетичних ресурсів до витрат енергетичних ресурсів, вироблених із метою отримання такого ефекту. Основним критерієм оцінки ефективності функціонування та розвитку СЕП підприємств, у тому числі заходів щодо зниження втрат електричної енергії (ЕЕ), є надійне та економічне постачання споживачів ЕЕ необхідної якості.

Клас модернізації та енергетичної ефективності характеристика продукції, що відображає її енергетичну ефективність.

Вкладення інвестицій безпосередньо в енергоефективність промислових підприємств справді є економічно вигідним заходом.

Як відомо, період окупності капіталовкладень в енергоефективність коливається. залежно від типу проекту, проте загалом становить від 0,5 до 6 років, що є добрим показником у порівнянні з традиційними інвестиціями. І це не дивно, тому що при зростанні цін на енергоносії та відповідно зростанні заощаджень на цьому, завдяки здійсненим інвестиціям, період фінансової віддачі скорочується. Як правило, внутрішня норма прибутку на інвестиції в проекти з енергоефективності вищі, ніж процентна ставка по кредитах. Це означає, що будь-який додатковий кредит, який бере компанія, має обмежений вплив на фінансові показники компанії, а кінцевий фінансовий ефект від інвестицій є позитивним.

Зацікавленість керівництва підприємств у підвищенні енергоефективності має бути високою, тому що вона призводить до наступних результатів:

- зниження витрат на енергоносії;
- підвищення рентабельності;
- поліпшення якості продукції;

- позитивний імідж підприємства;
- підвищення конкурентоспроможності та вартості підприємства.

Проте аналіз систем електропостачання та енергетичної ефективності промислових підприємств часто виявляє нераціональні витрати енергоресурсів та невиправдані втрати електроенергії.

Втрати електроенергії відбуваються безпосередньо під час процесу її передачі в елементах системи електропостачання (трансформаторних підстанціях, розподільчих пристроях, лініях електропередач).

У національних мережах електроенергія передається високовольтними лініями у вигляді синусоїдальних хвиль напруги і сили струму з частотою 50 Гц, причому одночасно передаються три хвилі (фази), зсунуті щодо одна одної на 120° .

З метою мінімізації втрат електроенергії під час її передачі застосовується висока напруга, а при вході на об'єкт споживача або поблизу конкретної установки здійснюється зниження напруги в залежності від обладнання, що використовується. Як правило, напруга для промислових споживачів знижується до 440 В, а для домогосподарств, офісів та т. п. – до 240 В.

Якість електропостачання та умови використання енергії залежать від так би мовити різних факторів, включаючи активний та ємнісний опір електричних комутаційних апаратів мережі, а також вплив інших видів електротехнічного устаткування та використання електричної енергії на характеристики енергопостачання. В енергетичних системах вкрай бажані стабільність напруги, а також відсутність спотворень форми хвиль.

Розрахувати втрати ЕЕ у промисловій мережі можна відповідно до інструкції Міненерго з розрахунку втрат ЕЕ.

Щоб усунути втрати ЕЕ, слід шукати джерела та їх причини. Висока частка втрат у СЕП промислових компаній виникає переважно через експлуатацію застарілого та зношеного обладнання, стан якого терміново потребує ремонту, а також відсутність автоматизованих систем контролю для моніторингу та

регулювання споживання електроенергії та його невідповідності. за сучасними стандартами бухгалтерського обліку.

Значні технологічні втрати ЕЕ в СЕП підприємств зазвичай викликані наступними причинами:

- незадовільний стан діючих електромереж через скорочення капітального ремонту, реконструкції та заміни технічно застарілого та зношеного обладнання;
- примусова робота елементів СЕП в неоптимальних режимах із підвищеним споживанням електроенергії в години максимального навантаження;
- робота цехових трансформаторів з низьким коефіцієнтом навантаження;
- наявність значних потоків реактивної потужності в електричних мережах, що призводять не тільки до збільшення втрат струму, а й до зниження їх потужності, до збільшення втрат напруги;
- наявність на підприємстві навантажень, що викликають несинусоїдальність та фазову асиметрію, якщо не вжити заходів щодо їх усунення.
- зміщення фаз викликає дисбаланс струму, який, у свою чергу, спричиняє дисбаланс напруги та негативно впливає на роботу всіх приймачів. Негативні наслідки: пошкодження, вихід з ладу, підвищений знос, скорочення терміну служби, прискорене старіння електроізоляції, підвищення енергоспоживання;
- нераціональними режимами роботи основного електрообладнання;
- застарілими схемами мереж та розподільчих мереж;
- стабільною нерівномірністю добових графіків навантажень;
- суттєвими відхиленнями показників якості електроенергії ПЯЕЕ від нормованих;
- зростанням числа нелінійних та різко змінних електроприймачів [1-3].

1.3 Методи модернізації електричної мережі

Розглянемо методи модернізації, які є найбільш практичними та недорогими для підвищення ефективності СЕП промислових підприємств.

1. Модернізація та реконструкція діючих підприємств СЕП, систем розподілу електроенергії підстанцій (ТП) та електроустановок. Це здійснюється шляхом заміни застарілого електрообладнання на нове підвищеної ефективності та надійності, а також впровадження енергозберігаючих технологій. Цей метод є найпоширенішим.

2. Компенсація нерівномірного режиму дня електроспоживачів. Цей метод дозволяє значно знизити максимальне пікове навантаження, що допоможе зменшити втрати та заощадити електроенергію в мережі, оскільки у виробництві можуть одночасно використовуватися сталеплавильні печі різних типів, прокатні стани, зварювальні апарати та інші. Якщо підприємство працює у дві зміни (вранці та ввечері), можна запровадити третю ніч, яка розвантажить «пік» світлового навантаження другої зміни, заповнивши таким чином нічне відключення добового графіка споживання. Введення інтервалу між робочими змінами в період яскраво вираженого пікового навантаження електромережі також вирішує проблему енергозбереження.

Для забезпечення стабільної роботи промислового підприємства необхідно скласти плани обмеження споживання електроенергії при відключеннях на основі даних про відсоток втрат, складних схем технологічного процесу та системи електропостачання.

Недоліки цього методу призводять до порушення нормального виробничого регламенту підприємств і погіршення умов праці робітників.

3. Енергоефективна робота трансформаторів підстанції. Розрізняють два види втрат в трансформаторах – втрати в обмотках і втрати в осерді.

Втрати в обмотках безпосередньо пов'язані з опором мідних обмоток і тепловіддачею, величина цих втрат пропорційна квадрату сили струму і

становить 1–3% від номінальної потужності при 100% навантаженні трансформаторів.

Підстанції мають перевищення встановленої потужності, через що середнє значення навантаження невелике по відношенню до споживаної потужності. Ця надлишкова потужність необхідна для забезпечення надійної та безперебійної роботи трансформаторів в аварійній ситуації у разі відмови одного з них. Методи оптимізації застосовні до всіх ТП, за оцінками, оптимізація навантаження можлива в 25% випадків.

У реальних умовах середнє значення коефіцієнта навантаження завжди менше 100%, а максимальний ККД трансформатора досягається незалежно від потужності при навантаженні в середньому 45–75% від номінального. Цей метод дозволяє визначити оптимальні варіанти підвищення ефективності роботи підстанції:

- коли загальне навантаження нижче 40–50% від номінальної потужності ТП, як захід енергозбереження, логічно підвищити енергоефективність підстанції шляхом відключення одного або кількох трансформаторів, збільшення коефіцієнта навантаження або збереження трансформатори на оптимальне значення;

- якщо загальне навантаження перевищує 75% номінальної потужності ТП, необхідно встановити додаткову потужність для досягнення максимального ККД трансформаторів;

- коли трансформатори вичерпали термін служби і потрібна модернізація застарілих ТП, їх доцільно замінити на трансформатори зі зниженими втратами, що зменшить втрати на 20–60%.

4. Установка компенсуючих пристроїв. Споживачі в компаніях зазвичай бувають активними, ємнісними та індуктивними залежно від типу електрообладнання.

Реактивна енергія негативно впливає на внутрішні електромережі магазину та створює електромагнітні поля в електроустановках. Реактивний струм знижує якість електроенергії.

Для компенсації ємнісної або індуктивної частини змінного струму використовують компенсаційні пристрої. Використовується для компенсації реактивної потужності у вузлах електромережі та компенсації реактивних параметрів ліній. Установка компенсації реактивної потужності (УКРП) забезпечує підвищення та підтримання коефіцієнта потужності трифазної розподільної мережі на нормативному рівні. Основним завданням УКРП є накопичення конденсаторів реактивної потужності.

УКРП допомагає зменшити:

- потоки реактивної потужності;
- втрати електроенергії в розподільних мережах та збільшення їх потужності для підключення нових навантажень без збільшення витрат на мережу;
- загальні витрати електроенергії;
- навантаження на підстанції, електрообладнання та лінії електропередач;
- теплові втрати електричного струму;
- вплив вищих гармонік і фазової асиметрії.

Для забезпечення надійності та довговічності в пристрої УКРП використовуються конденсатори

5. Усунення зсуву фазної напруги. При асиметрії напруг в трифазній мережі зазвичай виникає додаткова з подвійними імпульсами частотної продуктивності.

Наявність такої потужності призводить до непродуктивного навантаження у мережі та електроустановки промислових підприємств, що знижує ефективність їх використання.

Усі методи балансування спрямовані на компенсацію пульсуючої потужності, щоб зменшити симетричні складові нульової та зворотної послідовності. Є внутрішній і зовнішній баланс. При внутрішньому балансуванні, звичайно, незбалансоване (однофазне) навантаження розподіляється максимально рівномірно між фазами, щоб максимально

зменшити дисбаланс. Крім того, використання цього методу необхідно для зменшення асиметрії тягових навантажень залізниць.

Досягнення повної симетрії методом внутрішнього балансування зустрічається вкрай рідко, оскільки сумарне навантаження в корпусі все ще залишається асиметричним, а склад навантажень в кожній з фаз безперервно змінюється протягом доби.

Зовнішнє означає штучне вирівнювання за допомогою різних пристроїв, підключених до трифазної мережі так, щоб сумарні струми в трифазному джерелі та в мережі утворювали систему прямої послідовності. Зовнішнє балансування зарекомендувало себе у виробництві:

1) Застосування багатофазної схеми випрямлення (наприклад, схема Ларіонова); Використовується для живлення приймачів постійного струму, недоліком є генерація вищих гармонік (ВГ), які виникають під час випрямлення;

2) компенсація за допомогою фазових еквалайзерів - синхронних машин, що створюють систему компенсації ЕРС зворотного порядку; мінусом є складна конструкція еквалайзерів;

3) використання ефекту балансування трифазних асинхронних двигунів (АД); недолік в тому, що АД доводиться працювати зі значним недовантаженням, інакше він може вийти з ладу від перегріву;

4) впровадження системи додаткової ЕРС;

5) компенсація пульсаційної потужності за допомогою пристроїв статичної компенсації (СП); Залежно від технічної необхідності та економічної доцільності СП можуть бути регульованими і нерегульованими, для реалізації методу використовується комбінація регульованих або нерегульованих батарей конденсаторів (КБ), дроселів і потужних резисторів.

6. Врахування показників якості електроенергії при аналізі режимів СЕП. До електромереж загального призначення відносяться мережі змінного трифазного та однофазного струму номінальною частотою 50 Гц промислових підприємств, енергосистем та електростанцій.

Норми залежності якості електричної енергії є рівнями забезпечення електромагнітної сумісності (ЕМС) для кондукційних електромагнітних хвильових перешкод у СЕП загального призначення. За дотримання зазначених норм забезпечується ЕМС електромереж СЕП загального призначення та електромереж споживачів.

Нормативним стандартом не встановлюються вимоги щодо якості електричної енергії в енергосистемах спеціального або індивідуального призначення (наприклад, контактних тягових мережах, мережах зв'язку), автономних системах електропостачання (наприклад, бурової установки, поїздів). Він також не встановлює норми показників якості електроенергії для режимів, спричинених непередбаченими обставинами (виключними погодними умовами, стихійними лихами тощо), а також на час ліквідації наслідків непередбачуваних обставин.

Норми показників якості електроенергії підлягають включенню до технічних умов приєднання споживачів та до договорів енергопостачання між організацією, що здійснює енергопостачання, та споживачем.

З метою забезпечення номінальних стандартів у точках приєднання загальними споживачами, винним у погіршенні якості електроенергії, допускається враховувати в технічних умовах до приєднань та в договорах, що укладені з енергопостачальником жорсткими нормами (з меншим діапазоном допустимих значень показників якості електроенергії), ніж встановлені у стандарті.

Норми показників якості електроенергії в енергосистемах, що знаходяться у власності споживача електроенергії, які регламентуються галузевими стандартами та іншими нормативними документами, що не повинні бути нижчими за норми, встановлені в ГОСТ 13109-97 у точках індивідуального та загального приєднання. Норми стандартів якості застосовують при технічному проектуванні та експлуатації електричних систем, а також при встановленні рівнів ЕМС між електричними мережами та приймачами електричної енергії.

Встановлено два види норм показників якості електроенергії: нормально допустимі значення (НДЗ) та гранично допустимі значення (ГДЗ).

Оцінка відповідності показників якості електроенергії зазначеним нормам проводиться протягом розрахункового періоду T , рівного 24 годин. Значення показників якості електроенергії у нормальному режимі роботи електричної мережі можуть виходити за межі ГДЗ із сумарною ймовірністю $P_{нд}$ неприпустимих показників якості електроенергії трохи більше 0,05. Це означає, що за добу сумарний час виходу показників якості електроенергії за межі НДЗ може становити 1 год 12 хв.

7. Усунення вищих гармонік СЕП і використання відповідних фільтрів. Джерелами вищих гармонік (ВГ) можуть бути:

а) силові електронні пристрої: приводи постійного струму з частотним регулюванням, джерела безперебійного живлення, випрямлячі, пристрої плавного пускання, імпульсні пристрої, індукційні печі з тиристорним керуванням, різноманітні напівпровідники;

б) дугові пристрої: дугові печі, зварники, ртутні та люмінесцентні лампи;

в) пристрої, що працюють у режимі насичення: електродвигуни, електрогенератори, трансформатори та реактори.

Вплив напруги ВГ. Наявність вищих гармонік в СЕП викликає наступні побічні ефекти:

– труднощі компенсації реактивної потужності за допомогою батарей конденсаторів;

– виникнення додаткових втрат в електричних машинах, трансформаторах і мережі електропостачання;

– зменшення довговічності ізоляції електричних машин і приладів;

– знос автоматики, релейного захисту, телемеханіки та зв'язку;

– поява значної додаткової похибки лічильників електроенергії та інших засобів вимірювання

Основними формами впливу ВГ на СЕП є:

- збільшення гармонічних струмів і напруг за рахунок паралельних і послідовних резонансів;
- скорочення процесів виробництва, передачі та споживання електроенергії;
- старіння ізоляції електроприладів і, як наслідок, скорочення терміну їх служби;
- неправильна робота приладів.

Основним способом зниження вищих гармонік напруги та струму в СЕП є використання потужних лінійних фільтрів. Фільтри можуть бути проекторного типу, тобто налаштованими на частоту (для резонансних явищ у СЕП, коли амплітуда однієї з гармонік значно перевищує амплітуду інших ВГ) або смугові фільтри нижніх частот (ФНЧ).

Для зниження рівня ВГ напруги використовується паралельне включення фільтрів, допомогою яких здійснюється шунтування (поглинання) ВГ струмів.

Для повного поділу лінійного та нелінійного навантаження використовується послідовно включення фільтра (так званого «фільтра пробки»), що створює великий опір протікання струму на частоті (частотах) ВГ.

Для зниження рівня ВГ найбільш ефективно використання як фільтр багатофункціонального пристрою, який поряд знизженням рівня ВГ виконує роль компенсатора реактивної потужності. Такі пристрої називаються фільтро-компенсуючими пристроями (ФКП). Схема ФКП проста, вона містить конденсаторну батарею (з'єднану у зірку або трикутник), що підключається до фаз СЕП через реактори. Спочатку розраховують потужність КБ, необхідну компенсації реактивної потужності, та був визначають параметри реакторів з умов фільтрації найвищих гармонік, що мають місце в СЕП.

У фільтрах та ФКП необхідно використовувати фільтрові конденсатори (в їх позначенні використовується буква Ф), які можуть працювати при частоті до 10 кГц. Якщо використовувати в цьому випадку силові конденсатори, які застосовуються в іншій області, то за короткий час вони вийдуть з ладу через перевантаження струмами ВГ та перегріву.

Одним із заходів щодо зниження рівня ВГ при використанні в СЕП великої кількості випрямлячів є спосіб збільшення числа фаз перетворювачів. Найбільш поширеним є шестиразове збільшення числа фаз. Досягається таке збільшення числа фаз шляхом використання трансформаторів з спеціально виконаними обмотками. Застосування багатофазних трансформаторів зазвичай обмежується 12-фазними схемами; у зарубіжній практиці відомі випадки використання трансформаторів з великою кількістю фаз.

8. Використання силових кабелів із ізоляцією зі зшитого поліетилену.

Практично будь-яке підприємство, що експлуатує електричні мережі, на напругу 6, 10 кВ та вище використовує силові кабельні лінії. Кабельні лінії мають чимало переваг у порівнянні з повітряними лініями (ПЛ). Це менші габарити, безпечніше та надійніше. Кабелі з просоченою паперовою ізоляцією часто ушкоджуються, застаріли та прийшли у непридатність. Таку проблему могла вирішити істотна зміна пристрою кабелю, тим самим дійшовши до виготовлення кабелів з ізоляцією зі зшитого поліетилену. Кабелі зі ЗПЕ ізоляцією виключають багато недоліків, характерних для кабелів з паперовою ізоляцією, особливо їх застосування вирішує багато проблем за надійністю електропостачання.

Підприємства, що виготовляють кабелі ЗПЕ використовують технології зшивки або вулканізації безпосередньо в середовищі нейтрального газу під високим тиском і температурою. Такий метод вулканізації забезпечує якісну та рівномірну зшивку по всій товщині ізоляції та відсутність повітряних включень.

Поперечні зв'язки, які утворюються в процесі зшивки між молекулами поліетилену, здебільшого і визначають характеристики нового матеріалу. Кабелі ЗПЕ мають високі механічні, діелектричні властивості та більший температурний робочий діапазон на відміну від інших кабельних ізоляційних матеріалів.

9. Розміщення обладнання, що потребує значної потужності, ближче до джерела живильної високовольтної лінії. Цей метод доцільний через омічні втрати потужності мережі живлення, які (при заданій потужності) тим вище, що нижча напруга.

10. Впровадження активно-адаптивні та нейронні мережі для керування споживанням енергії. Управління споживанням електроенергії (УСЕ) включає наступні заходи:

- планувати оптимальне споживання електроенергії;
- планувати та проводити експлуатаційний ремонт електростанцій;
- зміна режимів завантаження;
- мати повний контроль над втратами електроенергії;
- компенсувати реактивну потужність.

На даний момент вчені активно розробляють концепцію так званих «розумних», або активно-адаптивних мереж – Smart Grid, що дозволяють ефективним чином реалізувати процеси УСЕ. «Розумні» мережі Smart Grid є модернізованими каналами електропостачання, що працюють з використанням комунікаційних та інформаційних технологій. Основним завданням впровадження подібних систем є забезпечення надійної роботи електрообладнання за допомогою впровадження дистанційного контролю за справністю окремих компонентів.

Класичні розумні мережі (Smart Grid) в енергетичній галузі мають наступні властивості:

- вміння керувати роботою споживачів;
- самовідновлення живлення після збоїв;
- захист від фізичного та кібернетичного втручання ззовні;
- забезпечення електропостачання необхідної якості;
- синхронна робота джерел і центрів генерації зберігання електроенергії;
- можливість значно підвищити ефективність енергетичної системи

Розумні мережі (Smart Grid) в енергетичній галузі повинні відповідати критеріям гнучкості, доступності, надійності та економічної ефективності. Концепція розумної мережі містить ще один важливий аспект – каталізатор економічного відновлення. Використання таких проектів сприяє розвитку інноваційних технологій, стимулює виробництво високоінтелектуальної

продукції, що розширює можливості використання електротяги в транспортній інфраструктурі. Споживачі стають активними учасниками ринку, оскільки можуть продавати електроенергію з місцевих джерел.

Для передачі інформації між елементами смарт-мережі (Smart Grid) можуть використовуватися різні види зв'язку: низькочастотні керуючі кабелі, високочастотні коаксіальні кабелі, дроти високовольтних ліній електропередачі, оптичні кабелі, спрямовані радіоканали тощо.

У систему Smart Grid входять програмно-апаратні комплекси, що включають такі підсистеми.

1. Smart Metering – інтелектуальні лічильники.
2. Dynamic Grid Management – динамічне керування системою електропостачання.
3. Demand Response – регулювання навантаження.

Система Smart Grid дозволяє накопичувати та обробляти інформацію щодо роботи СЕП підприємства. Одними з низькорівневих ланок цієї системою є інтелектуальні лічильники, які здійснюють технічний облік електроспоживання в реальному часі з високою точністю та передають дані обліку в центральний модуль системи. На підставі зібраної інформації про фактичний режим роботи СЕП можна здійснювати планування (прогнозування) електроспоживання, а також управління електроспоживанням у реальному часі: регулювання навантаження, підключення та відключення електрообладнання, управління УКРП, включення власних генеруючих установок.

11. Застосування відновлюваних джерел енергії (ВДЕ). Ще одним способом підвищення ефективності функціонування електротехнічних комплексів та СЕП підприємств є розвиток розподілу генерації за рахунок відновлюваних джерел енергії (сонячних, вітрових енергетичних установок, малих ГЕС, біогазових установок).

Ефективність електропостачання при цьому буде залежати від техніко-економічних та екологічних показників енергоустановок, що використовуються на ВДЕ, а також від режимів їх роботи.

При використанні ВДЕ ефективність електропостачання споживачів підвищується за рахунок зниження їх залежності:

- від централізованої електричної мережі (ЦЕС);
- зниження втрат у ЦЕС;
- зниження обсягів відновлення зношених електромереж;
- зниження споживання вуглеводневих енергоресурсів; підвищення надійності та якості електропостачання споживачів.

Застосування комбінованих джерел живлення (ВДЕ та централізованої електричної мережі) у системах електропостачання підприємств дозволяє знизити втрати в енергоустановках, тим самим знижуючи втрати у розподільній мережі та електроприводах, підвищити якість електроенергії, що впливає на економічність роботи електроприймачів, забезпечити безперебійність електропостачання [3-6].

2. ПРОЕКТУВАННЯ ТА МОДЕРНІЗАЦІЯ ЕНЕРГОСИСТЕМИ

2.1 Основні проблеми розвитку електричних систем електропостачання

Відсутність необхідних інвестицій у електромережний комплекс (особливо в розподільні мережі) у 90 роках XX століття викликало значне зростання морального та фізичного старіння електричних мереж. Загальний знос обладнання розподільних мереж нині становить близько 70%, що значно вище, ніж у розвинених західних країнах, та, в умовах відсутності моніторингу стану обладнання спричиняє високий рівень аварійності.



Рисунок 2.1 – Фото застарілого трансформатора в системі електропостачання

Мала частка у розподільних мережах обладнання, здатного забезпечити автоматичне або автоматизоване дистанційне зустрічне регулювання напруги на шинах центрів живлення, в результаті є значні відхилення напруги в точках постачання електроенергії споживачу.

А недостатній ступінь спостереження мережі значно ускладнює і ручне регулювання напруги.

На противагу магістральному мережевому комплексу, власниками розподільних мереж є різні компанії, як мережеві, так, наприклад, та нафтові, газорозподільні та ін. Відсутність єдиної схеми розвитку та технічної політики, що обумовлює нескоординований розвиток та експлуатацію, застосування обладнання різних виробників та різного технічного рівня.

Значне зростання вартості землі у великих містах робить практично неможливим збільшення пропускної спроможності мережі за рахунок введення нових ліній, а також умовах швидкого зростання навантаження мегаполісів виникає гостра потреба оптимізації режимів роботи мереж та перерозподілу навантажень.

Значна кількість ділянок мережі з низькою якістю електроенергії, параметрами, що виходять за межі, встановлені нормами якості електричної енергії. При цьому спостерігається значне зростання нелінійних навантажень, що створюють при своїй роботі струми несинусоїдальної форми, що обумовлюються наявністю в загальному струмі, що становлять вищих гармонік, частоти яких кратні основній частоті мережі. Струми вищих гармонік надають негативний вплив на роботу силового обладнання та порушують роботу систем релейного захисту та автоматики, сприяють підвищеному нагріванню та старінню ізоляції. Традиційним джерелом даних спотворень є великі промислові підприємства, компанії, що займаються видобуванням та транспортом нафтопродуктів, що використовують високочастотні плавильні печі, випрямлячі, частотні приводи і т. д. В результаті бурхливого розвитку комп'ютерної техніки, повсюдного поширення джерел безперебійного живлення, появою сучасної побутової техніки, що використовує частотний привід та імпульсні блоки харчування, спостерігається значне зростання рівня гармонік у ділянках мережі живлячих комунально-побутовий сектор, що лише ускладнює проблеми з якістю електроенергії та часто веде до значних збитків кінцевого споживача.

Масштабне виведення підприємств за межі великих міст, що в поєднанні зі зростанням побутових навантажень заміських господарств створює значні навантаження щодо слабо розвинені заміські мережі та в умовах скорочення

інвестиційних програм ускладнює здійснення технологічного приєднання нових споживачів.

Повсюдне поширення малої розподіленої генерації, спричинене зростанням ККД та різким зниженням вартості малих генеруючих установок.

Підвищення частки розподіленої генерації надає як безперечно позитивний вплив на роботу електричної мережі, так і несе певні складнощі та диктує вимоги до розбудови та модернізації розподільчого комплексу. Серед позитивного впливу можна відзначити, що у ряді випадків при введенні у вузлі мережі установки малої генерації знімається необхідність реконструкції та будівництва нової мережевої інфраструктури, нормалізуються рівні напружень у прилеглий мережі, знижуються втрати та перетікання реактивної потужності. У той же час підключення установок розподіленої генерації викликає збільшення струмів короткого замикання, що може вимагати заміни комутаційних апаратів, зміни принципів роботи та налаштувань систем релейного захисту та ускладнює оперативно-диспетчерське керування [7,8].

2.2 Переведення розподільних мереж на напругу 20 кВ

Найбільш розвинені країни виконали перехід на клас напруги 20 кВ другий половині 20 століття. Країни СНД продовжують розвивати міські розподільні мережі на клас напруги 10 кВ, для яких основні технологічні та схемні рішення були сформовані в середині минулого століття. До початку 21 століття вони стали неефективними і неконкурентоспроможними.

Для виконання переходу на побудову міських мереж класом напруги 20 кВ необхідне виконання низки обов'язкових умов.

1. Розробка нормативно-технічної бази.
2. Наявність на живильних центрах 220-110 кВ резервів потужності на рівні напруги 20 кВ.
3. Розробка концепції розвитку мереж 20 кВ біля конкретного міста. Виконання техніко-економічного обґрунтування.

4. Наявність на ринку обладнання та кабельної продукції 20 кВ. Виходячи з наведених вимог на сьогодні Україна загалом не може реалізувати масштабний проект переходу на мережі 20 кВ, за недостатнього фінансування держави, одержуючи шанс ліквідувати наростаюче відставання рівня та якості розвитку міських мереж [8].

2.3 Принципи проектування та будівництва мережі 20 кВ

Впровадження напруги 20 кВ в міських мережах (заміна старих електромереж або нове будівництво) є економічно вигідним через постійно зростаючу щільність навантаження в містах та посилює вимоги до якості електроенергії. Використовувати електричні мережі напругою 20 кВ вигідно не тільки в масштабах міста. Моделювання сільської мережі напругою 10, 20 та 35 кВ показало, що електромережі потужністю 10 кВт є достатніми при щільності навантаження менше 60 кВт/км². Мережі напругою 35 кВ слід розумно впроваджувати, коли зона покриття перевищує 25 км. Електромережі напругою 20 кВ доцільно впроваджувати у випадках: з щільністю навантаження понад 65 кВт/км², при заміні ЛЕП 6 кВ, при будівництві нових населених пунктів.

Використання номінальної напруги 20 кВ – це новий рівень енергозбереження, який збільшує потужність, зменшує втрати та підвищує надійність та безпеку електромереж.

Якщо проаналізувати використання номінальної напруги 20 кВ в системах електропередачі, виходячи з досвіду країн, де ця технологія вже впроваджена, то можна виділити її основні переваги перед нашими класичними системами з номінальною напругою 6/10 кВ:

- Пропускна здатність. Електричні мережі номінальною напругою 20 кВ мають підвищену пропускну здатність порівняно з напругою 6 (10) кВ за однакових початкових технічних та екологічних умов (переріз жили кабелю, температура навколишнього середовища тощо).
- Зменшення (технологічних) витрат на передачу електроенергії.

- Запас потужності для споживачів.
- Зменшення довжини мережі за рахунок використання щогл КТП 20 / 0,4кВ.
- Розвантаження розподільчих пристроїв підстанції, усунення дефіциту електроенергії.
- Підвищення якості електропостачання.

Нині в Україні в ланцюзі електроенергії «генерація – передача – постачання – споживач» найменше уваги приділяється розподільним мережам 0,4-35 кВ, що є причиною неефективної роботи та сповільнення розвитку цих мереж. прискорений знос і значні труднощі при підключенні нових споживчих потужностей.



Рисунок 2.2 – Проведення модернізації електричного устаткування на розподільчій підстанції

Як правило, перемикається на конструкцію з номінальною напругою 20 кВ поділяють на два типи:

- Переведення існуючих електромереж 6/10 кВ на номінальну напругу 20 кВ, що також підвищить надійність систем електропостачання;
- Використання напруги 20 кВ при будівництві нових електромереж.

Під час проектування та будівництва мережі 20 кВ пропонуються наступні основні схемні, технічні та компоновальні рішення:

1. Мережа 20 кВ будується як за допомогою тільки ЗП, по магістральному принципу, і з використанням двухланкової схеми, тобто з РП і ЗП.

2. У разі використання магістральної схеми допускається наявність поперечних зв'язків між магістралями лише через розподільну мережу. Передбачаються прямі зв'язки між ЗП, виконані кабелем рівним перерізом ПКЛ. АВР у ЗП не передбачається, проте передбачається телеуправління.

3. При використанні дволанкової схеми застосовуються двосекційні РП з АВР на секційному вимикачі 20 кВ та живленням РП, як правило, від двох незалежних територіально рознесених ЦП за двома незалежними (взаєморезервованим) кабельним лініям.

4. Нові розподільні та сполучні пункти 20 кВ бажано виконувати малогабаритними блочного типу; у осередках РУ 20 кВ РП пріоритетно повинні застосовуватися елегазові силові вимикачі.

5. Розподільна мережа 20 кВ будується за двопроменевою зустрічною схемою, при якій живлення кожної ТП здійснюється по двох кабелях, що взаєморезервуються.

6. Для прокладання кабельних ліній 20 кВ слід застосовувати кабелі з ізоляцією із зшитого поліетилену [6-8].

2.4 Наявність на ринку обладнання та кабельної продукції 20 кВ.

Результатом переходу ряду країн на клас напруги 20 кВ у розподільчих мережах, також з'явився перехід всіх основних заводів-виробників електротехнічного обладнання для європейського ринку на обладнання, що працює на рівні напруги 20 кВ з поступовим виводом з виробничих лінійок обладнання попереднього покоління.

В останнє десятиліття в Україні внаслідок реформування електроенергетики широко залучався та використовувався досвід великих зарубіжних виробників сучасного електротехнічного обладнання. У багатьох випадках були утворені спільні підприємства та складальні виробництва за ліцензіями ряду фірм, таких як Siemens, ABB, Schneider Electric та інших. Закордонні партнери представили свої сучасні розробки, у тому числі для об'єктів розподільних мереж, які були сконструйовані з розрахунком працювати у мережах 20 кВ.

Аналогічна ситуація має місце при розгляді виробників кабельної продукції. Слід зазначити, що основна номенклатура електротехнічної продукції на напругу 20 кВ виробляється на європейських заводах або спільних заводах-виробниках на території України.

Застосування напруги 20 кВ у розподільних мережах дозволить перейти на більш високий рівень електропостачання міських споживачів:

- збільшити пропускну здатність як мінімум у 2–2,5 рази порівняно з мережами 6–10 кВ в межах тієї ж території;
- підвищити якість електроенергії та надійність функціонування систем електропостачання;
- використання малогабаритних типових РП та ТП високої заводської готовності призведе до зменшення їхньої вартості.

Всі вищенаведені заходи одночасно скорочують терміни проектування та будівництва розподільних мереж. Внесення необхідних коректив у нормативну базу, усунення протиріч та неврегульованих питань у законодавстві, а також запровадження нових національних стандартів та технічних регламентів у частині мереж середньої та низької напруги сприятимуть більше динамічного розвитку розподільних мереж [7,8].

2.5 Перехід з трьохступеневої електричної мережі на двоступеневу

Електроенергія транспортується від великих електростанцій до споживачів через великі мережі. Під час передачі на великі відстані виникають втрати потужності. Більша частина втрат енергії пов'язана з ефектом Джоуля в трансформаторах і лініях електропередачі. Енергія втрачається у вигляді тепла в провідниках.

Розглядаючи основні частини типової мережі передачі та розподілу, наведемо середні значення втрат потужності на різних фазах:

- 1–2% – підвищувальний трансформатор від генератора до лінії електропередачі;
- 2–4% – лінія електропередачі;
- 1–2% – понижуючий трансформатор від лінії електропередачі до розподільної мережі;
- 4–6% – розподільна мережа трансформаторів і кабелів.

Загальні втрати між генеруючими блоками та споживачами коливаються від 8 до 15%.

Це не включає аналіз ефективності електростанцій, таких як атомні, вугільні чи газові турбіни. Ці технології засновані на термодинамічному циклі з ККД близько 35%.

У нових економічних умовах через обмеженість енергоресурсів в Україні, а також приватизацію окремих енергооб'єктів втрати електроенергії зі звичайного звітного показника перетворилися на один із важелів контролю економічної ефективності енергетичних компаній. Серед об'єктів, де спостерігаються надмірні втрати потужності та потужності, електророзподільні мережі поки що не приділялися особливої уваги. Важливіше було забезпечити необхідну надійність електропостачання споживачів. Крім того, ці мережі не були структурно пристосовані до оптимального керування, оскільки не мали ні засобів телекомунікації параметрів поточного режиму, ні засобів керування останніми.

Рівень енергоспоживання, економне використання електроенергії сьогодні є одним із визначальних чинників економіки будь-якої країни. Занадто багато країн стикаються з гострим дефіцитом енергії. Збільшені втрати електроенергії при транспортуванні та розподілі обумовлені низкою причин. Сучасні електромережі в нашій країні характеризуються:

- висока розрахункова щільність струму, яка становить приблизно 1 А/мм^2 порівняно з $0,4\text{--}0,6 \text{ А/мм}^2$ у розвинених енергетичних країнах Заходу;
- висока неоднорідність, оскільки цей параметр практично не враховувався в стандартах проектування;
- низький рівень компенсації реактивної потужності близько $0,3 \text{ кВт/кВт}$ встановленої потужності порівняно з $0,8\text{--}1,0 \text{ кВт/кВт}$ у США та Канаді;
- недостатньо ефективне використання трансформаторів з РПН: РПН в автоматичному режимі практично не використовуються, а вартість трансформатора зростає через наявність РПН на $30\text{--}40\%$.

Втрата потужності – це додаткова енергія, викликана зовнішніми або внутрішніми факторами, що розсіюються в системі. До них належать втрати через опір (підключення джерела живлення до центру навантаження (споживача)), погодні умови, крадіжки, прорахунки тощо. Мінімізація та кількісна оцінка втрат важлива, оскільки в енергетичній системі це допомагає зробити систему більш економічною. Якщо ми знаємо, де відбуваються втрати, ми можемо вжити заходів для їх обмеження та мінімізації. Тому ефективність системи підвищується. Це означає, що існуюча генерація та передача можна ефективно використовувати без необхідності будувати нові електростанції, і в той же час зменшуються втрати.

В основному втрати в електромережі можна розділити на втрати, викликані внутрішніми факторами, так звані технічні втрати, і втрати, викликані зовнішніми факторами, так звані нетехнічні втрати. Мережа має велику частку втрат при передачі та розподілі – майже 40% (як технічних, так і нетехнічних). Втрати електроенергії в електромережі зазвичай збільшують експлуатаційні

витрати електричних систем і, як наслідок, призводять до високих витрат електроенергії.

Тому зменшення втрат електроенергії в енергосистемі має першочергове значення через їх фінансову, економічну та соціально-економічну важливість для комунального підприємства, споживачів та країни. Низькі втрати при передачі можуть бути досягнуті шляхом встановлення генеруючих потужностей поблизу центрів навантаження.

Втрати електроенергії поділяють на два основних види: технологічні та комерційні системи обліку. Втрати в системі комерційного обліку відносяться до втрат у нормативному обліку споживання електроенергії, тому розберемо технологічні втрати більш детально. Технологічні втрати – це втрати потужності, які виникають при протіканні електроенергії через лінії електропередач і електрообладнання системи електропостачання та через споживачів на нижчому рівні протягом певного періоду часу.

Основними технологічними втратами електроенергії в мережах є:

- 1) втрати навантаження в проводах ЛЕП (ліній електропередачі) та обмотках силових трансформаторів підстанцій;
- 2) втрати в залізних сердечниках трансформаторів при неробочому стані;
- 3) втрати на коронарні всплески проводів ЛЕП;
- 4) втрати в пристроях компенсації (конденсаторні батареї, синхронні компенсатори, статичні тиристорні компенсатори тощо);

Заходи щодо зниження втрат у мережах слід вибирати за принципом досягнення мінімуму знижених витрат при дотриманні умов надійності електропостачання та якості електроенергії.

При переході на дворівневу систему електромережі 110–20 кВ зниження втрат може досягати більше 30%.

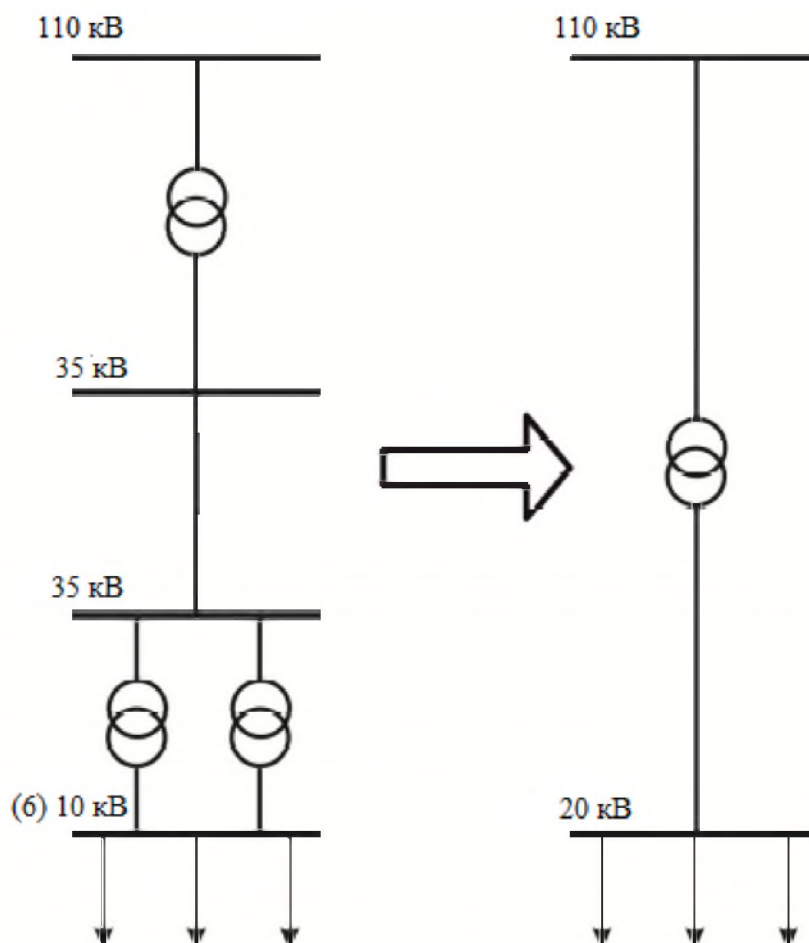


Рисунок 2.3 – Схема переходу енергосистеми з 110-35-6(10) кВ
на 110-20 кВ

Таким чином, для забезпечення надійності та впровадження енергетичного ефекту від переходу до електричної системи України на клас напруги 20 кВ надалі проведемо основні розрахунки та проаналізуємо загальні питання такого техніко-економічного вирішення [8,9].

3. РОЗРОБКА ТА МОДЕРНІЗАЦІЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

3.1 Аналіз наданих даних для модернізації ділянки електромережі

За наданими даними для розрахунку прийнято та накреслено таку однолінійну схему електрозабезпечення (рис. 3.1).

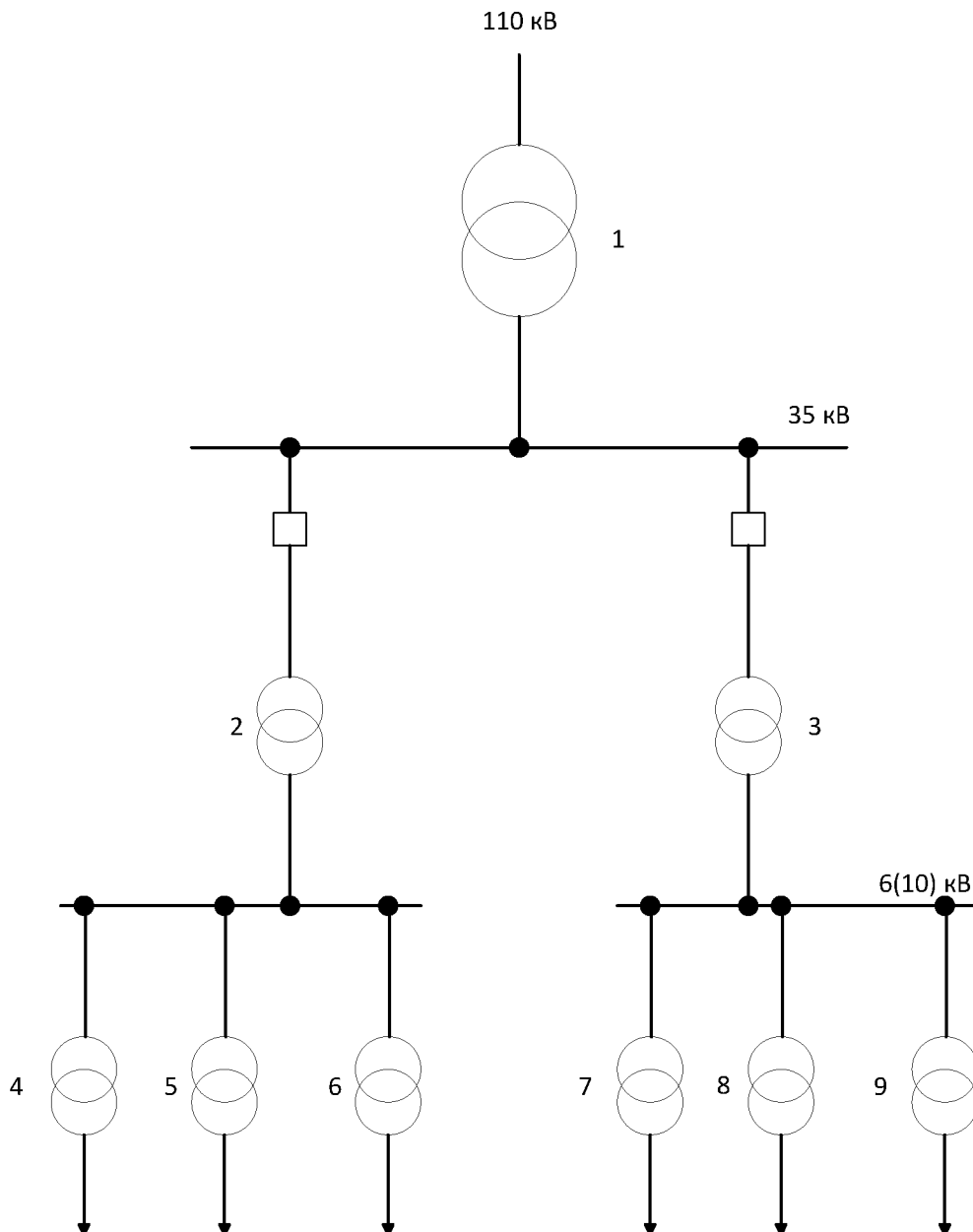


Рисунок 3.1 – Однолінійна схема електропостачання 110-35-6(10) кВ

Таким чином, маємо такі характеристики та дані трансформаторів в енергосистемі:

Таблиця 3.1 – Параметри трансформаторів в схемі електропостачання (рис.3.1)

№	Тип трансформатора	S _н кВА	Каталожні дані							Розрахункові дані				
			U _н обмоток кВ		U _{кз} %	P _{кз} кВт	P _{нх} кВт	I _{нх} %	R Ом	X Ом	g мкСм	b мкСм	Q _{нх} кВАр	
			ВН	НН										
1	ТДН-16000/110	16000	115	6,6; 11; 34,5	10,5	85	19	0,7	4,39	86,7	1,44	8,47	112	
2	ТМН(ТМ)- 6300/35	6,3	35	3,15; 6,3; 10,5	7,5	46,5	9,2	0,9	1,44	14,5	7,51	46,29	56,7	
3	ТМН(ТМ)- 6300/35	6,3	35	3,15; 6,3; 10,5	7,5	46,5	9,2	0,9	1,44	14,5	7,51	46,29	56,7	
4	ТМ -1000/6	1000	6,3	0,23; 0,4; 0,525	4,9	15	5	5,5	0,60	2,10	136,1	1388	50	
5	ТМ -1800/10(6)	1800	10 (6,3)	6,3; 0,525; 0,4	8,0	24	4,5	5,5	0,74 (0,29)	2,96 (1,18)	80,0 (201,6)	810 (2040)	81	
6	ТМ -750/10(6)	750	10 (6,3)	0,23; 0,4; 0,525	4,1	11,9	6	5,5	2,12 (0,84)	7,02 (2,79)	41,0 (103,3)	450 (1133)	45	
7	ТМ -1000/6	1000	6,3	0,23; 0,4; 0,525	4,9	15	5	5,5	0,60	2,10	136,1	1388	50	
8	ТМ -1800/10(6)	1800	10 (6,3)	6,3; 0,525; 0,4	8,0	24	4,5	5,5	0,74 (0,29)	2,96 (1,18)	80,0 (201,6)	810 (2040)	81	
9	ТМ -750/10(6)	750	10 (6,3)	0,23; 0,4; 0,525	4,1	11,9	6	5,5	2,12 (0,84)	7,02 (2,79)	41,0 (103,3)	450 (1133)	45	

Проаналізувавши технічні параметри трансформаторів, що знаходяться в електричній мережі, можливо переходити до її модернізації.

Після аналізу методів модернізації, що були наведені в попередніх розділах ми розробимо технічне рішення за такими умовами:

- 1) проведемо заміну електротехнічного обладнання даної ділянки електричної мережі на обладнання, що підходить для поетапного переходу до напруги 20 кВ;
- 2) наведемо технічні параметри технічного обладнання;
- 3) намалюємо схему переходу від 3-х ступеневої системи живлення 110-35-6 кВ до 2-во ступеневої системи 110-20 кВ.
- 4) проведемо порівняльні розрахунки струмів короткого замикання на найнебезпечніших ділянках даної енергосистеми;
- 5) наведемо розрахунки технологічних втрат мінімальний розрахунковий період, тобто місяць;

3.2 Заміна схеми електропостачання та електротехнічного обладнання

В нашому випадку для живлення електричної мережі нам необхідно зробити заміну головного двообмоткового трансформатора під номером 1. Таким чином, щоб він міг забезпечити безперебійне постачання електричної енергії до споживачів, тому обираємо його за повною номінальною потужністю трансформатора ТДН-16000/110, тобто 16000 кВА.

Таблиця 3.2 – Параметри трансформатора в схемі електропостачання (рис.3.2)

№	Тип трансформатора	S_n кВА	Каталожні дані						Розрахункові дані				
			U_n обмоток кВ		U_{k3} %	P_{k3} кВт	$P_{нх}$ кВт	$I_{нх}$ %	R Ом	X Ом	g мкСм	b мкСм	$Q_{нх}$ кВАр
			ВН	НН									
1	ТДН-АТЕФ-16000/110	16000	115	6,6;11,0; 22,0;34,5	10,5	85	18	0,7	4,39	86,7	1,44	8,47	112

Трансформатори ТМН(ТМ)-6300/35 на напругу 35 кВ потрібно буде прибрати зі схеми та застосувати з'єднуючі пункти на цих ділянках. З'єднуючі пункти повинні забезпечувати надійне зчеплення між двома виводами ліній електропередавання. Передбачаються прямі зв'язки між з'єднуючими пунктами,

виконані кабелем рівним перерізом ПКЛ, також такі пункти можливо облаштовувати шинними мостами (по можливості мідними шинами).

На останок розглянемо заміну трансформаторів, що передають електричну енергію до кінцевого споживача або до електроприймачів. Так як, ми маємо загальну номінальну потужність основного трансформатора, тоді ми можемо підбирати трансформатори за такою залежністю:

$$\sum S_{\text{ном}} \leq 0,7 \cdot S_{\text{макс}}$$

де: $S_{\text{макс}}$ – максимальна потужність головного трансформатора;

$\sum S_{\text{ном}}$ – сума номінальних потужностей трансформаторів.

Таким чином отримуємо:

$$\sum S_{\text{ном}} \leq 0,7 \cdot 16000 = 11200 \text{ кВА}$$

Починаємо підбір трансформаторів та зводимо дані до таблиці.

Трансформатор ТМ -1000/6 замінюємо на ТМН(ТМ)-1600/20.

Трансформатор ТМ -1800/10(6) замінюємо на ТМН(ТМ)-2500/20.

Трансформатор ТМ -750/10(6) замінюємо на ТМН(ТМ)-1000/20.

Перевіряємо приєднану потужність трансформаторів:

$$1600 + 2500 + 1000 = 5100 \text{ кВА} \leq 0,7 \cdot 16000 = 11200 \text{ кВА}$$

Нерівність виконується та ми помічаємо, що по можливості можна встановити трансформатори більшої потужності, але для нашого випадку цього буде достатньо [9-12].

Таблиця 3.3 – Параметри трансформаторів в схемі електропостачання (рис.3.2)

№	Тип трансформатора	S_H кВА	Каталожні дані						Розрахункові дані				
			U_H обмоток кВ		U_{K3} %	P_{K3} кВт	P_{HX} кВт	I_{HX} %	R Ом	X Ом	g мкСм	b мкСм	Q_{HX} кВАр
			ВН	НН									
4	ТМН(ТМ)-1600/20	1600	20	6,3; 10,5	6,5	17,2	3,65	1,40	2,69	16,03	9,125	56,0	22,4
5	ТМН(ТМ)-2500/20	2,5	20	6,3; 11	6,5	24,2	5,10	1,10	1,55	10,28	12,75	68,8	27,5
6	ТМН(ТМ)-1000/20	1000	20	0,4; 6,3;10,5	6,5	11,9	2,75	1,50	4,76	25,56	6,88	37,5	15,0
7	ТМН(ТМ)-1600/20	1600	20	6,3; 10,5	6,5	17,2	3,65	1,40	2,69	16,03	9,125	56,0	22,4
8	ТМН(ТМ)-2500/20	2,5	20	6,3; 11	6,5	24,2	5,10	1,10	1,55	10,28	12,75	68,8	27,5
9	ТМН(ТМ)-1000/20	1000	20	0,4; 6,3;10,5	6,5	11,9	2,75	1,50	4,76	25,56	6,88	37,5	15,0

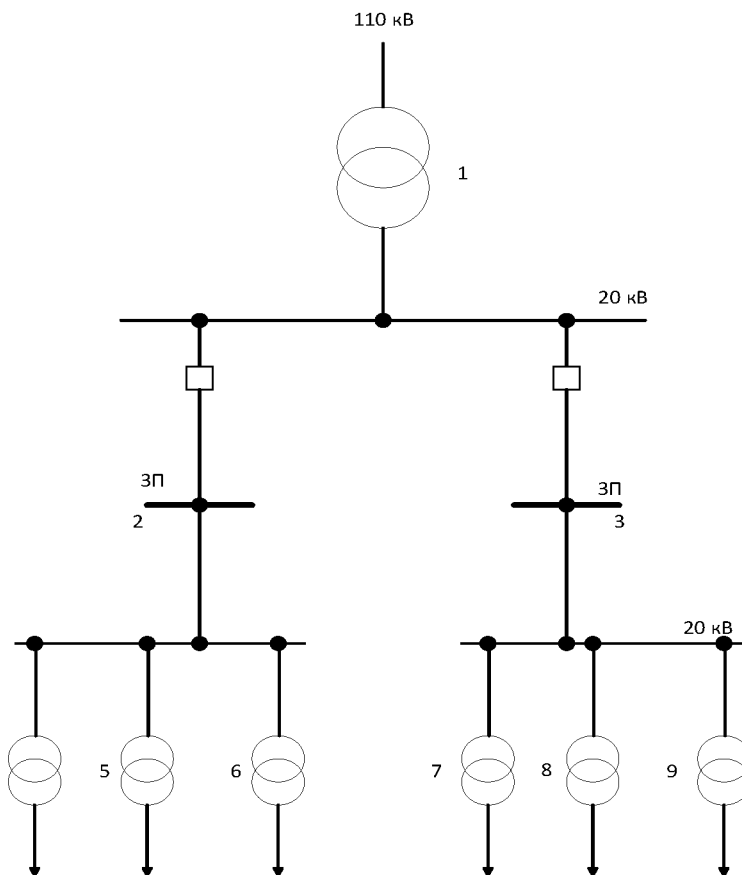


Рисунок 3.2 – Схема живлення 2-во ступеневої системи напругою 110-20 кВ

3.3 Побудова схем заміщення та розрахунок струмів КЗ

Для початку зіставимо схему заміщення за схемою 110-35-6 кВ та розрахуємо струми КЗ в точках К1 та К2. Довжина лінії електропередавання від РП-35 кВ приймаємо по 5 км до кожного трансформатора, а також по 5 км від трансформаторів до РП-6 кВ, питомий опір ЛЕП становить $x_{\text{ЛЕП}} = 0,4 \text{ Ом/км}$.

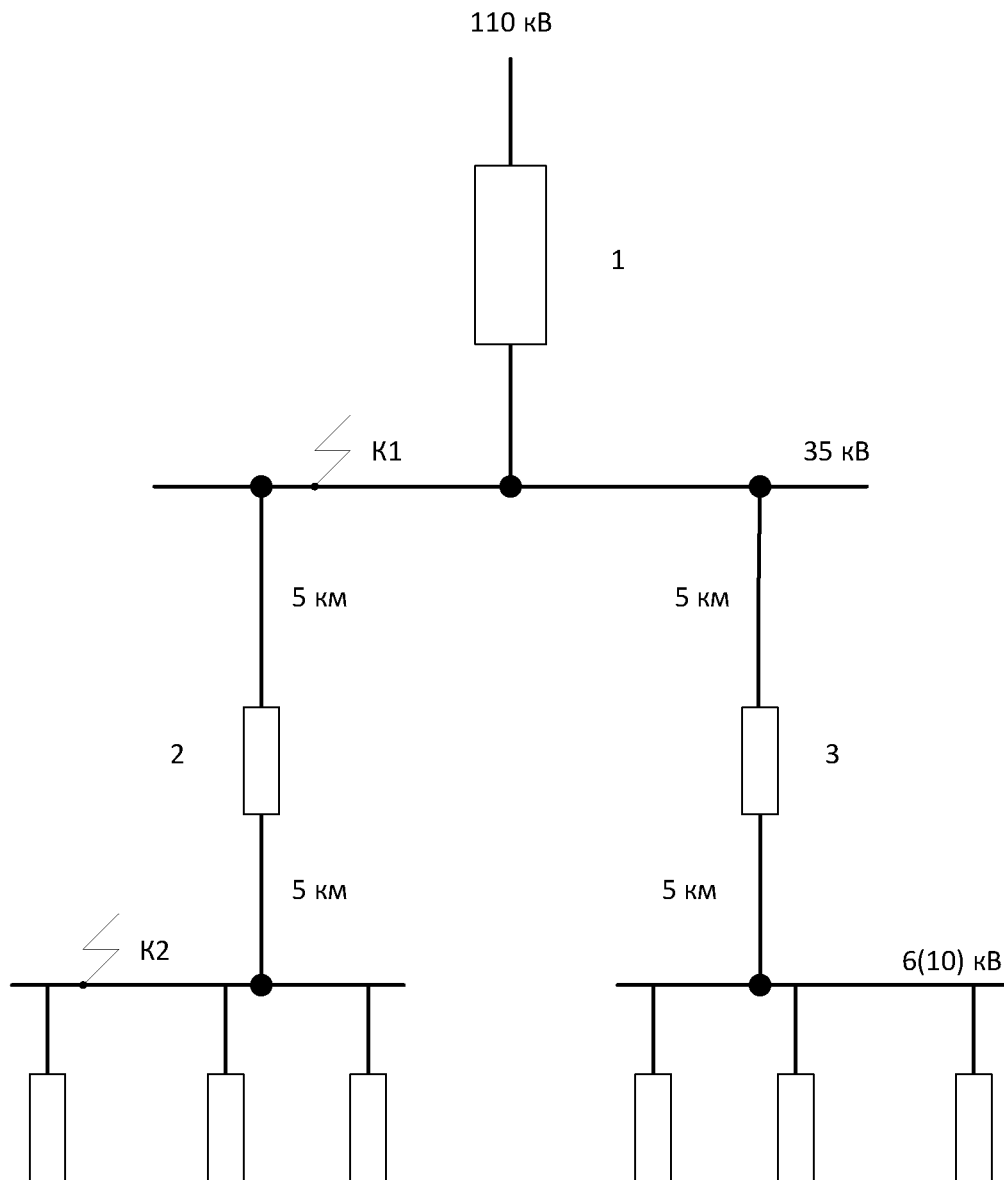


Рисунок 3.3 – Схема заміщення для системи 110-35-6 кВ

Розраховуємо усі опори у відносних одиницях та визначаємо струм КЗ в точці К1. Приймаємо за номінальним значенням потужності трансформатора $S_6=16000 \text{ кВА}$, відносний опір трансформаторів становить:

$$X_1 = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{н.т.}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{16}{6,3 + 6,3} = 0,133$$

Опір ліній електропередач (ЛЕП):

$$X_2 = 2 \cdot l \cdot x_{\text{леп}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} = 2 \cdot 5 \cdot 0,4 \cdot \frac{16}{37^2} = 0,047$$

Періодичну складову струму короткого замикання в момент короткого замикання розраховують за формулою:

$$I_{\text{п.о.}} = \frac{E'_* \cdot I_6}{X_1 + X_2}$$

де: $E'_* = 1$ при $U_{\text{ср}} = 37$ кВ

Таким чином, розраховуємо базисний струм за формулою:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.к.з.}}} = \frac{16}{\sqrt{3} \cdot 37} = 0,249 \text{ кА}$$

Тоді періодична складова становить:

$$I_{\text{п.о.}} = \frac{1 \cdot 0,249}{0,133 + 0,047} = 1,38 \text{ кА}$$

Ударний струм визначають за формулою:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.о.}} \cdot k_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,38 \cdot 1,82 = 3,55 \text{ кА}$$

де: $k_{уд} = 1,82$ – система, пов'язана зі збірними шинами 35 кВ, де розглядається КЗ через трансформатори 16 МВ·А.

Знаходимо аперіодичну складову струму короткого замикання в момент розведення контактів вимикача:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п.о.} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 3,55 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,05}} = 1,85 \text{ кА}$$

де: τ – час розведення контактів вимикача;

T_a – постійна часу.

Періодична складова струму короткого замикання на момент розмикання контактів вимикача дорівнює: $I_{пт} = I_{п.0} = 3,55$ кА, так як система є джерелом безкінечної потужності.

Надалі розраховуємо та визначаємо струм КЗ в точці К2. В цьому випадку приймаємо $S_6 = 6300$ кВА та розраховуємо струм КЗ для однієї вітки, відносний опір трансформаторів становить:

$$X_1 = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{н.т.}} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{6,3}{0,75 + 1,0 + 1,8} = 1,77$$

Опір ліній електропередач (ЛЕП) до РП 6 кВ становить:

$$X_2 = l \cdot x_{леп} \cdot \frac{S_6}{U_{ср}^2} = 5 \cdot 0,4 \cdot \frac{6,3}{6^2} = 0,35$$

Періодичну складову струму короткого замикання в момент короткого замикання розраховують за формулою:

$$I_{п.о.} = \frac{E' \cdot I_6}{X_1 + X_2}$$

де: $E'_* = 1$ при $U_{\text{ср}} = 6$ кВ

Таким чином, розраховуємо базисний струм за формулою:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.к.з.}}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 6} = 0,606 \text{ кА}$$

Тоді періодична складова становить:

$$I_{\text{п.о.}} = \frac{1 \cdot 0,606}{1,77 + 0,35} = 0,29 \text{ кА}$$

Ударний струм визначають за формулою:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.о.}} \cdot k_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 0,29 \cdot 1,95 = 0,8 \text{ кА}$$

де: $k_{\text{уд}} = 1,95$ – система, пов'язана зі збірними шинами 6 кВ, де розглядається КЗ через трансформатори 6,3 МВ·А.

Знаходимо аперіодичну складову струму короткого замикання в момент розведення контактів вимикача:

$$i_{\text{а.}\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.о.}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 0,8 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,05}} = 1,13 \text{ кА}$$

де: τ – час розведення контактів вимикача;

T_a – постійна часу.

Таким чином, ми провели розрахунок струмів короткого замикання по 2-м точкам К1 та К2 для схеми електроживлення 110-35-6 кВ. Тепер переходимо до зіставлення схеми заміщення для схеми 110-20 кВ та розраховуємо струми КЗ на цій ділянці електричної мережі.

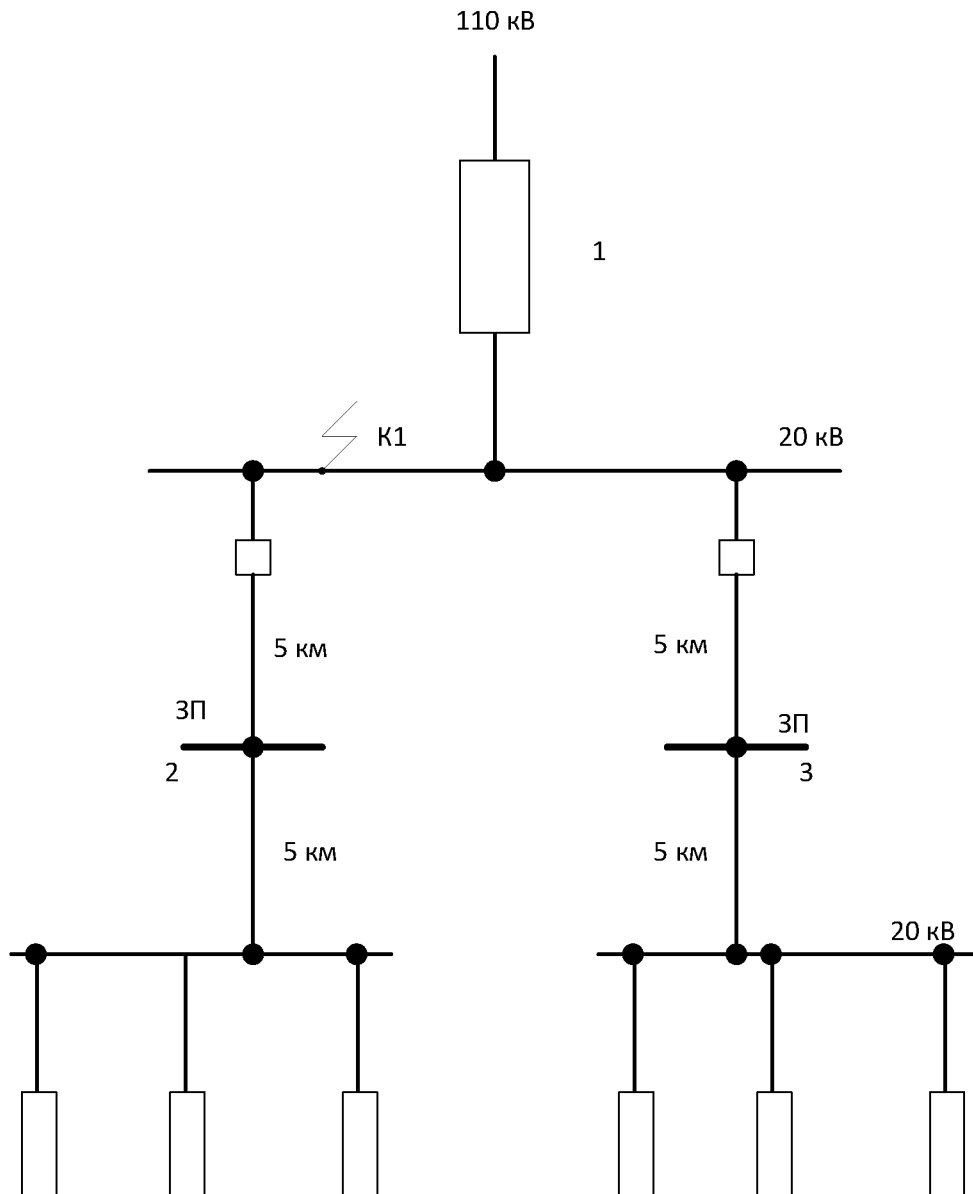


Рисунок 3.4 – Схема заміщення для системи 110-20 кВ

Приймаємо базисну потужність за номінальним значенням потужності трансформатора $S_6=16000$ кВА, відносний опір трансформаторів становить:

$$X_1 = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{н.т.}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{16}{2 \cdot (1,6 + 2,5 + 1)} = 0,165$$

Опір ліній електропередач (ЛЕП):

$$X_2 = 2 \cdot l \cdot x_{\text{леп}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} = 2 \cdot 10 \cdot 0,4 \cdot \frac{16}{22^2} = 0,264$$

Періодичну складову струму короткого замикання в момент короткого замикання розраховують за формулою:

$$I_{\text{п.о.}} = \frac{E'_* \cdot I_6}{X_1 + X_2}$$

де: $E'_* = 1$ при $U_{\text{ср}} = 22$ кВ

Таким чином, розраховуємо базисний струм за формулою:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.к.з.}}} = \frac{16}{\sqrt{3} \cdot 22} = 0,42 \text{ кА}$$

Тоді періодична складова становить:

$$I_{\text{п.о.}} = \frac{1 \cdot 0,42}{0,165 + 0,264} = 0,98 \text{ кА}$$

Ударний струм визначають за формулою:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.о.}} \cdot k_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 0,98 \cdot 1,95 = 2,7 \text{ кА}$$

де: $k_{\text{уд}} = 1,95$ – система, пов'язана зі збірними шинами 20 кВ, де розглядається КЗ через трансформатори 16 МВ·А.

Знаходимо аперіодичну складову струму короткого замикання в момент розведення контактів вимикача:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п.о.} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 2,7 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,05}} = 1,4 \text{ кА}$$

де: τ – час розведення контактів вимикача;

T_a – постійна часу.

Таким чином, після розрахунку струмів КЗ в обох випадках розуміємо, що для переходу на 2-ву ступеневу схему нам потрібно буде замінити вимикачі на РП-35 та РП-6 кВ, що підійдуть для системи 20 кВ. Наприклад для нашого випадку для модернізації можливо встановити такий вакуумний вимикач ВБ-20-25 [10].

Таблиця 3.4 – Параметри вакуумного вимикача для системи 110-20 кВ

Параметр	Значення
Номінальна напруга	20 кВ
Номінальний струм	630–1600 А
Номінальний струм відключення	25 кА
Власний час включення	0,1 с
Власний час відключення	0,04 с
Наскрізний струм КЗ:	
струм електричної стійкості;	63 кА
струм термічної стійкості	25 кА
час перетікання струму термічної стійкості	3 с



Рисунок 3.5 – Фото вакуумного вимикача ВБ-20-25.

3.4 Розрахунок технологічних втрат для системи ділянки системи живлення

Втрати активної енергії у двообмоткових трансформаторах у кВт·год розраховують за формулами (1) та (2):

$$\Delta W^{(Q)}_T = 3 \cdot I^2 \cdot R_T \cdot k^2_{\Phi} \cdot 10^{-3} \cdot T_P + P_{H.X.} \cdot T_H \quad (1)$$

$$\Delta W^{(Q)}_T = 3 \cdot I^2 \cdot R_T \cdot k^2_{\Phi} \cdot 10^{-3} \cdot T_P + g_T \cdot U_H^2 \cdot T_H \cdot 10^{-3} \quad (2)$$

де I – середнє протягом розрахункового періоду діюче значення сили струму трансформатора, А;

k^2_{Φ} – коефіцієнт форми графіка навантаження трансформатора;

R_T – активний опір трансформатора, Ом;

$P_{H.X.}$ – втрати неробочого ходу трансформатора, кВт;

g_T – активна провідність трансформатора, мкСм;

T_P – час роботи трансформатора під навантаженням протягом розрахункового періоду за табл. №2, години;

T_H – час знаходження трансформатора під напругою протягом розрахункового періоду 365 діб, години;

U_H – вища номінальна напруга трансформатора, кВ.

Розрахуємо втрати трансформаторів без навантаження, тобто враховуємо тільки втрати холостого ходу трансформатора за період 1 місяць 30 діб.

Таким чином формула (3) для розрахунку втрат стане спрощеною і набуде вигляду:

$$\Delta W^{(Q)}_T = P_{H.X.} \cdot T_H \quad (3)$$

Таким чином, зведемо дані трансформаторів 3-х ступеневої системи розподілу та 2-во ступеневої до таблиць 3.5 та 3.6.

Таблиця 3.5 – Технологічні втрати трансформаторів за схемою 110-35-6 кВ.

Тип трансформатора	Активні втрати кВт·год	Кількість в системі електроживлення	Сумарні втрати кВт·год
ТДН-16000/110	13680	1	13680
ТМН(ТМ)-6300/35	6624	2	13248
ТМ -1800/10(6)	3240	2	6480
ТМ -1000/6	3600	2	7200
ТМ -750/10(6)	4320	2	8640
Загальні втрати системи розподілу			49248

Таким чином, після розрахунку та зведення до таблиці 3.5 технологічних втрат трансформаторів можливо зрозуміти, як вони впливають на загальну картину втрат потужності в системі електропостачання, тим самим удорожчуючи розподіл електроенергії до кінцевого споживача. А саме, звернувши увагу, що ці трансформатори були випуску 1970 років, тобто ці показники можуть бути збільшені до 30% від тих, що ми розраховували.

Таблиця 3.6 – Технологічні втрати трансформаторів за схемою 110-20 кВ.

Тип трансформатора	Активні втрати кВт·год	Кількість в системі електроживлення	Сумарні втрати кВт·год
ТДН-АТЕФ 16000/110	12960	1	12960
ТМН(ТМ)-2500/20	3672	2	7344
ТМН(ТМ)-1600/20	2628	2	5256
ТМН(ТМ)-1000/20	1980	2	3960
Загальні втрати системи розподілу			29520

Таким чином, розрахувавши технологічні втрати в системі 110-20 кВ ми помічаємо, що втрати на холостий хід трансформаторів зменшуються приблизно на одну третю від загальних втрат. Розрахуємо різницю втрат у відсотках:

$$\Delta P_{\text{втр.}} = \frac{\Delta P_{\text{втр.3-х}} - \Delta P_{\text{втр.2-х}}}{\Delta P_{\text{втр.3-х}}} = \frac{49248 - 29520}{49248} \cdot 100\% = 40\%$$

Враховуючи тільки втрати холостого ходу, нехтуючи втратами в лініях електропередавання та інших комутаційних апаратів, бо їх частка втрат значно менша від втрат трансформаторів, можливо зробити висновок, що перехід до 2-во ступеневої системи живлення це правильне технічне вирішення для модернізації електричної мережі [11,12].

ВИСНОВКИ

За висунутими завданнями дипломного проекту було визначено та розраховано наступне:

- 1) проведено заміну електротехнічного обладнання ділянки електричної мережі на обладнання, що підходить для поетапного переходу до напруги 20 кВ;
- 2) наведено технічні параметри технічного обладнання як старої схеми електроживлення так і нової;
- 3) накреслено схему переходу від 3-х ступеневої системи живлення 110-35-6 кВ до 2-во ступеневої системи 110-20 кВ.
- 4) проведено порівняльні розрахунки струмів короткого замикання на найнебезпечніших ділянках різних енергосистем;
- 5) наведено розрахунки технологічних втрат за мінімальний розрахунковий період, тобто місяць.

Також, звертаємо увагу на те, що при модернізації ми не тільки зробили перехід від 3-х ступеневої системи електрозабезпечення на 2-во ступеневу, а й підвищили пропускну здатність мережі, тобто збільшили запас потужності системи постачання. Таким чином, ми зробили розглянуту ділянку надійною та безпечною для безперебійного розподілу якісної електричної енергії до кінцевого споживача та різних категорій електроприймачів.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Сазикін В. Г. С14 Проектування систем електропостачання. Кн. 1. Організація проектування: навч. посібник / В. Г. Сазикін; КубДАУ ім. І.Т. Трубіліна. – Краснодар, 2019. – 248 с.
2. Радкевич В.М. Р15 Проектування систем електропостачання: Навч. допомога. – Мн.: НВОТОВ «ПІОН», 2001. – 292 с. – ISBN 985-6268-24-9.
3. Сазикін В. Г. Проектування систем електропостачання АПК. Кн. 4. Принципи та технологія: навчальний посібник / В. Г. Сазикін КубДАУ ім. І.Т. Трубіліна. – Краснодар, 2019. – 199 с.
4. Єршов, А.М. Системи електропостачання. Частина 1: Основи електропостачання: курс лекцій/О.М. Єршов. – Челябінськ: Видавничий центр ЮУрГУ, 2017. – 245 с.
5. Яцун, М.А. Електричні машини : підручник / М.А. Яцун . – Львів : Видавництво Львівської політехніки, 2011 . – 464 с. – ISBN 978-617-607-048-1.
6. Титаренко, М.В. Електротехніка : навч. посіб. / М.В. Титаренко . – К. : Кондор, 2021 . – 240 с. – ISBN 966-7982-32-7.7.
7. Стратегічна модернізація підприємств гідроелектроенергетики: управлінські аспекти забезпечення / М.В. Шкробот. – 2015 . – 221 с.
8. План розвитку системи передачі на 2020-2029 роки – (План розвитку) розроблено Державним підприємством «Національна енергетична компанія «Укренерго»
9. Сивков А.А., Герасимов Д.Ю., Сайгаш А.С. Основы электроснабжения: учебное пособие / А.А. Сивков, Д.Ю. Герасимов, А.С. Сайгаш; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 180 с.
10. Гайсаров Р.В., Лисовская И.Т. Выбор электрической аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов: Учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2002. – 59 с.

11. Залізко Ю.С. Вибір заходів щодо зниження втрат електроенергії в електричних мережах. Посібник для практичних розрахунків. – М.: Вища школа, 1989. – 176 с.

12. Залізко Ю.С. Втрата електроенергії. Реактивна потужність. Якість електроенергії. Посібник для практичних розрахунків. – М.: ЕНАС, 2009. – 456 с.

ДОДАТОК А.

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА ЕКСПЛУАТАЦІЇ

1. Загальні положення

1.1. Інструкція з охорони праці для електрика при виконанні робіт з ремонту та обслуговування електроустаткування розроблена відповідно до Закону України «Про охорону праці» (Постанова ВР України від 14.10.1992 № 2694-ХІІ) в редакції від 20.01.2018 р, на основі «Положення про розробку інструкцій з охорони праці», затвердженого Наказом Комітету з нагляду за охороною праці Міністерства праці та соціальної політики України від 29 січня 1998 року № 9 в редакції від 01 вересня 2017 року, з урахуванням «Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів», затвердженими наказом Міністерства па та енергетики 25.07.2006 р. № 258 (у редакції наказу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 13.02.2012 р. №91, «Правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів»), затверджених наказом Держнаглядохоронпраці України від 09.01.1998 р. № 4.

1.2. Усі положення даної інструкції з охорони праці поширюються на електриків освітньої установи, які виконують роботи з ремонту та обслуговування електроустаткування.

1.3. До самостійного виконання робіт з ремонту та обслуговування електричного обладнання допускаються особи не молодші 18 років, які пройшли навчання за фахом, а також:

- 1) медичний огляд і не мають протипоказань за станом здоров'я до виконання даної роботи;
- 2) вступний та первинний на робочому місці інструктажі з охорони праці;
- 3) навчання безпечним методам та прийомам праці;
- 4) перевірку знань правил улаштування електроустановок, правил безпеки при експлуатації електроустановок, вимог охорони праці;

5) при ремонті та обслуговуванні електрообладнання напругою до 1000В мають групу з електробезпеки не нижче III, а понад 1000В - не нижче IV.

1.4. Електрику необхідно знати та виконувати вимоги інструкції з охорони праці під час виконання робіт з ремонту та обслуговування електроустаткування, інструкцій з роботи з ручним інструментом, електричним інструментом та стремянками.

1.5. Електрику при виконанні робіт з ремонту та обслуговування електроустаткування слід дотримуватися вимог Правил безпечної експлуатації електричних установок споживачів та Правил технічної експлуатації електричних установок споживачів, і мати відповідну групу з електробезпеки згідно з вимогами цих Правил.

1.6. Виконуючи роботи з ремонту та обслуговування електричного обладнання, може спостерігатися вплив нижчеперелічених шкідливих та небезпечних виробничих факторів:

- 1) падіння з висоти;
- 2) ураження електричним струмом;
- 3) підвищена напруженість електричного поля;
- 4) підвищена запиленість повітря робочої зони;
- 5) підвищений рівень вібрації;
- 6) недостатня освітленість робочої зони;
- 7) фізичні перевантаження;
- 8) нервно-психічні перевантаження.

1.7. Електрику при виконанні ремонту та обслуговування електроустаткування необхідно використовувати наведені нижче ЗІЗ:

- 1) напівкомбінезон бавовняний – на 12 місяців;
- 2) рукавички на – 3 місяці;
- 3) черевики шкіряні на - 24 місяці;
- 4) калоші діелектричні - чергові;
- 5) рукавиці діелектричні - чергові;
- 6) коврики діелектричні - чергові.

1.8. Електрик при ремонті та обслуговуванні електрообладнання зобов'язань:

- 1) тримати в чистоті та порядку своє робоче місце;
- 2) дотримуватися Правил внутрішнього трудового розпорядку;
- 3) вміти застосовувати засоби індивідуального, колективного захисту, засоби пожежогасіння;
- 4) вміти надавати першу допомогу потерпілим від нещасних випадків;
- 5) знати та виконувати всі вимоги нормативних актів з охорони праці, правил протипожежної захисту та виробничої санітарії.
- 6) негайно повідомляти свого безпосереднього керівника про будь-який нещасний випадок, що трапився на виробництві, про ознаки професійного захворювання, а також про ситуацію, яка створює загрозу життю та здоров'ю людей;
- 7) знати терміни випробування захисних засобів та пристосувань, правила експлуатації, догляду та користування ними. Не дозволяється використовувати захисні засоби та пристосування з простроченим терміном перевірки;
- 8) виконувати лише доручену роботу;
- 9) дотримуватися вимог інструкцій з експлуатації обладнання;
- 10) знати, де знаходяться засоби надання допомоги, первинні засоби пожежогасіння, головні та запасні виходи, шляхи евакуації у разі аварії або пожежі;
- 11) знати номери телефонів медичної установи (103) та пожежної охорони (101).

1.9. Електрик може відмовитися від виконання дорученої йому роботи, якщо виникла виробнича ситуація, яка становить загрозу для його життя і здоров'я оточуючих, або для довкілля, і доповісти про це своєму прямому керівнику.

1.10. На робочому місці заборонено курити, вживати алкогольні напитки та інші речовини, що надають наркотичну дію на організм людини.

1.11. З метою запобігання отримання травм і виникнення травмонебезпечних ситуацій слід дотримуватися нижчеперелічених вимог:

- 1) не можна залучати до роботи сторонніх осіб;
- 2) не починати роботу у разі відсутності умов для її безпечного виконання;
- 3) виконувати роботу тільки на справному обладнанні, зі справними пристроями та інструментом;
- 4) виявивши несправність терміново доповісти безпосередньому керівнику або усунути їх власними силами, якщо це не відноситься до посадових обов'язків;
- 5) не торкатися неізольованих чи пошкоджених проводів;
- 6) не виконувати роботу, яка не входить до професійних обов'язків.

1.12. Вміти надавати першу допомогу при кровотечах, переломах, опіках, ураженнях електричним струмом, раптовому захворюванні чи відруєнні.

1.13. Дотримуватися правил особистої гігієни:

- 1) верхній одяг, головний убір та інші особисті речі слід залишати у гардеробі;
- 2) працювати в чистій спецодязі;
- 3) приймати їжу у призначеному для цього місці.

1.14. Вміти правильно користуватися ЗІЗ та засобами колективної захисту, первичними засобами пожежогасіння, протипожежним інвентарем, знати, де вони знаходяться.

1.15. Особи, які порушили цю інструкцію з охорони праці для електрика при виконанні робіт з ремонту та обслуговування електроустаткування, несуть дисциплінарну, адміністративну, матеріальну та кримінальну відповідальність відповідно до чинного законодавства України.

2. Вимоги безпеки перед початком роботи

2.1. Одягнути спецодяг, провести огляд та підготовку робочого місця, прибрати лишні предмети.

2.2. Видалити із зони проведення робіт сторонніх осіб та звільнити робоче місце від сторонніх матеріалів та інших предметів, обгородити робочу зону та встановити знаки безпеки.

2.3. Переконатися у достатньому освітленні робочого місця, відсутність електричної напруги на відремонтованому обладнанні.

2.4. Оглянути на справність вимикачі, розетки електричної мережі, електровілок, електричних проводів, з'єднувальних кабелів, переконатися в наявності та справності ЗІЗ (засобів індивідуальної захисту) та попереджувальних пристроїв (рукавичок діелектричних, окулярів захисних, калош, ковриків тощо).

2.5. Виконуючи роботи з інструментом необхідно упевнитися в його справності, у відсутності механічних пошкоджень ізоляційного покриття та у своєчасності проходження випробувань інструменту.

2.6. Провести перевірку робочого місця на відповідність вимогам пожежної безпеки, на достатність освітлення робочого місця.

2.7. Виявивши недоліки та порушення з питань електричної та пожежної безпеки, негайно доповісти своєму безпосередньому керівнику.

3. Вимоги безпеки під час виконання робіт

3.1. Виконуючи посадові обов'язки, електрик зобов'язаний мати при собі посвідчення перевірки знань з питань охорони праці. За відсутності посвідчення або наявності посвідчення зі строком перевірки, працівник не отримує допуску до роботи.

3.2. Роботи в електричних установках щодо заходів безпеки поділяються на 3 категорії:

- 1) зі зняттям напруги;
- 2) без зняття напруги на струмопровідних частинах або біля них;
- 3) без зняття напруги віддалік від струмопровідних частин, що перебувають під напругою.

3.3. Працівники, які виконують спеціальні види робіт, до яких висуваються додаткові вимоги безпеки, повинні бути навчені безпечному проведенню таких робіт і мати на це відповідний запис у посвідченні про перевірку знань.

3.4. Працівникові, який обслуговує закріплені за ним електричні установки напругою до 1000 В одноособово, необхідно мати III групу з електробезпеки.

3.5. Виконуючи роботи в електричних установках потрібно проводити організаційні заходи, що забезпечують безпеку робіт:

- 1) оформляти роботи нарядом-допуском, розпорядженням відповідно до переліку робіт, що виконуються у порядку поточної експлуатації;
- 2) проводити підготовку робочих місць;
- 3) допуск на роботу;
- 4) здійснювати контроль за виконанням робіт;
- 5) переводити на інше робоче місце;
- 6) установлювати перерви у роботі та її закінчення.

3.6. Для підготовки робочого місця до роботи, що вимагає зняття напруги, необхідно застосувати, у певному порядку, наведені нижче технічні заходи:

- 1) виконати необхідні відключення та вжити всіх заходів, що виключають хибне або самовільне включення комутаційної апаратури;
- 2) розвісити заборонні плакати на приводах ручного та на ключах дистанційного керування комутаційною апаратурою;
- 3) провести перевірку на відсутність напруги на струмопровідних частинах, які повинні бути заземлені для захисту людей від ураження електричним струмом;
- 4) встановити заземлення (включити заземлюючі ножі, застосувати переносні заземлення);
- 5) встановити огорожі, якщо необхідно, близько робочих місць або струмоведучих частин, що залишилися під напругою, а також вивісити на цих огорожах плакати безпеки;
- 6) в залежності від місцевих умов, струмовідні частини обгородити до чи після їх заземлення.

3.7. Працювати без зняття напруги на струмопровідних частинах або поблизу них слід як мінімум двом працівникам, одному з них, керівнику робіт, необхідно мати групу IV; іншим групу III з обов'язковим оформленням роботи нарядом-допуском або розпорядженням.

3.8. При знятті та встановленні запобіжників під напругою в електроустановках напругою до 1000 В слід заздалегідь відключити всі навантаження, які підключені до зазначених запобіжників; використовувати при цьому ізолюючі кліщі або діелектричні перчатки, а якщо є відкриті плавкі вставки, то і захисні окуляри.

3.9. Роботу з використанням стремінок потрібно проводити вдвох, один із працівників повинен перебувати знизу. Стояти на ящиках чи інших предметах забороняється. При установці приставних стремінок на балках, елементах металевих конструкцій і т. п. слід надійно закріпити верхню та нижню частину стреміанки на конструкціях.

3.10. Під час обслуговування та ремонту електричних установок користуватися металевими стреміанками забороняється.

4. Вимоги безпеки після закінчення робіт з ремонту та обслуговування електроустаткування

4.1. Відключити (від'єднати) необхідне електрообладнання, електроінструмент від мережі.

4.2. Навести порядок на робочому місці, прибрати у спеціальні місця деталі, матеріал, сміття та відходи.

4.3. Прибрати у відведене місце весь інструмент та пристосування.

4.4. Зняти і прибрати спецодяг, ЗІЗ, тщательно помити руки.

4.5. Провести огляд робочого місця на відповідність його всім вимогам протипожежної захисту.

4.6. Повідомити свого безпосереднього керівника про недоліки і несправності, які були під час виконання роботи. Зафіксувати це у оперативному журналі.

5. Вимоги безпеки в аварійних ситуаціях

5.1. У разі пожежі:

1) виключити електричне обладнання, припливно-витяжну вентиляцію, якщо вона є;

2) повідомити в пожежну частину за телефоном 101 і доповісти про це своєму керівнику, а за його відсутності іншій посадовій особі;

3) приступити до ліквідації осередку загоряння, застосовуючи передбачені для цього засоби пожежогасіння. Виконувати гасіння електричного обладнання, що знаходиться під напругою, можна тільки вуглекислотними вогнегасниками типу ОУ або піском. Гасити їх водою або пінним вогнегасником забороняється.

5.2. Електрик повинен пам'ятати, що при раптовому відключенні напруги, вона може бути подана знову без попередження.

5.3. Слід швидко відключити механізми та пристрої:

- 1) у разі раптового відключення електроенергії;
- 2) якщо подальша їх робота загрожує безпеці працівників;
- 3) у разі відчуття дії електричного струму при торканні металевих частин пускової апаратури;
- 4) у разі іскріння;
- 5) при найменших ознаках загоряння, появі диму, запаху гару;
- 6) якщо з'явився незнайомий шум.

5.4. У разі короткого замикання в мережі електроживлення необхідно знеструмити обладнання та повідомити свого прямого керівника.

5.5. Якщо сталося ураження електричним струмом, слід звільнити потерпілого від дії електричного струму, для чого відключити електричну мережу або від'єднати потерпілого від струмопровідних частин за допомогою діелектричних захисних засобів та інших ізолюючих речей та предметів (сухий одяг, суха жердина, прогумований матеріал тощо). п.), або перерізати (перерубати) провід будь-яким інструментом із ізолюючою рукояткою, обережно, без додаткового нанесення травм потерпілому. До прибуття медпрацівника необхідно надати потерпілому першу допомогу.

5.6. При нещасних випадках (травмуванні людини) негайно повідомити про це безпосереднього керівника.

ДОДАТОК Б.
КАРТА-СХЕМА ОЕС УКРАЇНИ



ДОДАТОК В.

РОЗПОДІЛ ПЕРЕТОКІВ ПОТУЖНОСТЕЙ ПО ЕНЕРГОСИСТЕМАХ СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ ЗА 2017 РІК



ДОДАТОК Г.
ПЕРЕЛІК ЗАУВАЖЕНЬ НОРМОКОНТРАЛЕРА
до дипломної роботи студента групи ЕЛК-18
АЛЕКСЄЄНКА Андрія Віталійовича

Позначення документа	Документ	Умовне позначення	Зміст зауваження

Дата _____