

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»
(повне найменування закладу вищої освіти)

Навчально-науковий інститут інформаційних технологій і робототехніки
(повне найменування інституту, назва факультету (відділення))

Кафедра автоматичної, електроніки та телекомунікацій
(повна назва кафедри (предметної, циклової комісії))

Пояснювальна записка

до кваліфікаційної роботи

магістр
(ступінь вищої освіти)

на тему Модернізація трансформаторної підстанції власних потреб ПС «Миргород-330» та дослідження її характеристик

Виконав: студент 6 курсу, групи 601МЕ
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Уманець О.В.
(прізвище та ініціали)

Керівник Єрмілова Н.В.
(прізвище та ініціали)

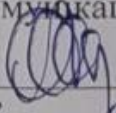
Рецензент Галай В.М.
(прізвище та ініціали)

Полтава - 2023 рік

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»
 Інститут Навчально-науковий інститут інформаційних технологій і
 робототехніки
 Кафедра Автоматики, електроніки та телекомунікацій
 Ступінь вищої освіти Магістр
 Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та
 електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри
 автоматки, електроніки та
 телекомунікацій

 О.В. Шефер
 « 04 » 09 2023 р.

ЗАВДАННЯ

НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Уманцю Олександрю Віталійовичу

1. Тема проекту (роботи) **«Модернізація трансформаторної підстанції власних потреб ПС «Миргород-330» та дослідження її характеристик»**
 керівник проекту (роботи) **Єрмілова Наталія Василівна, к.т.н., доцент**
 затверджена наказом вищого навчального закладу від «04» 09 2023 року № 986-фа
2. Строк подання студентом проекту (роботи) 13.12.2023 р.
3. Вихідні дані до проекту (роботи) Технічна документація трансформаторної підстанції власних потреб ПС «Миргород-330». Провести модернізацію підстанції з використанням сучасного обладнання, дослідити надійність та ефективність модернізованої підстанції
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Описання характеристик обладнання та споживачів трансформаторній підстанції «Миргород-330 кВ». Вибір системи електропостачання, величини струму та напруги, розрахунок електричних навантажень споживачів. Розрахунок і вибір силових трансформаторів та пристроїв для компенсації реактивної потужності. Розрахунок струмів короткого замикання. Вибір високовольтного обладнання. Розроблення заходів системи експлуатації та підвищення надійності модернізованої трансформаторної підстанції. Дослідження надійності та ефективності підстанції. Висновки по роботі.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових плакатів):
- 1) Однолінійна схема електропостачання підстанції власних потреб «Миргород-330»;
 - 2) Будова трансформатора ТСЛ Newton-500/10/0,4;
 - 3) Будова підземної трансформаторної підстанції;
 - 4) Схема розміщення обладнання підземної трансформаторної підстанції;
 - 5) Функціональна схема трансформаторної підстанції;
 - 6) Плакати дослідної частини;
 - 7) Висновки по роботі.

6. Дата видачі завдання 02.10.2023 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Пор. №	Назва етапів магістерської роботи	Термін виконання етапів роботи			Прим. (плакати)
		Дата	Квартал	Відсоток	
1	Описання характеристик обладнання та споживачів трансформаторній підстанції «Миргород-330 кВ»	11.10.23		15%	Пл
2	Вибір системи електропостачання, величини струму та напруги, розрахунок електричних навантажень споживачів	18.10.23	I	30%	Пл
3	Розрахунок і вибір силових трансформаторів та пристроїв для компенсації реактивної потужності	25.10.23		40%	Пл
4	Розрахунок струмів короткого замикання	14.11.23		50 %	Пл
5	Вибір високовольтного обладнання	21.11.23	II	60%	Пл
6	Розроблення заходів системи експлуатації та підвищення надійності модернізованої трансформаторної підстанції	28.11.23		70%	Пл
7	Дослідження надійності та ефективності підстанції	06.12.23		90%	Пл
8	Оформлення магістерської роботи	13.12.23	III	100%	Пл

Магістрант

(підпис)

Уманець

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Єрмілов

(прізвище та ініціали)

Зміст

Вступ.....	5
I Технологічна частина.....	7
1.1 Характеристики споживачі.....	7
1.2 Вибір роду струму і величини напруги.....	11
1.3 Вибір схеми електропостачання.....	12
II Розрахункова частина.....	15
2.1 Розрахунок електричних навантажень.....	15
2.2 Компенсація реактивної потужності.....	22
2.3 Вибір числа і потужності трансформаторів.....	24
2.4 Розрахунки струмів короткого замикання.....	26
2.5 Вибір високовольтного обладнання.....	37
2.5.1 Вибір вимикача.....	37
2.5.2 Вибір роз'єднувача.....	38
2.5.3 Вибір розрядників.....	38
2.5.4 Вибір трансформаторів струму.....	39
2.6 Вибір низьковольтного обладнання.....	40
2.6.1 Вибір вимикача.....	40
2.6.2 Вибір трансформатора струму.....	40
2.7 Розрахунок і вибір електрообладнання розподільчого пристрою. Вибір шин.....	41
2.8 Вибір кабелів.....	43
III Науково-дослідницька частина.....	49
3.1 Пропозиції модернізації трансформаторної підстанції.....	49
3.1.1 Впровадження підземного розташування трансформаторної підстанції...49	
3.1.2 Дослідження енергозбереження на трансформаторних підстанціях та способи оптимізації енергоспоживання.....	54
3.1.3 Дослідження впливу трансформаторної підстанції та засобів захисту.....	60

3.2 Дослідження трансформаторної підстанції з двухпіддіпазонним реакторно-тиристорним регулюючим пристроєм.....	63
Висновки.....	75
Список використаних джерел.....	77
Додаток А.....	80
Додаток Б.....	87
Додаток В.....	92

Вступ

Предметом дослідження магістерської роботи являється трансформаторна підстанція власних потреб ПС «Миргород-330». Силові трансформатори є критичними компонентами сучасних енергетичних систем. Вони використовуються для збільшення та зниження напруги, щоб забезпечити передачу та розподіл електричної енергії.

Робота ставить за завдання та мету модернізацію трансформаторної підстанції «Миргород-330» та дослідження її характеристик.

Безвідмовність і безперебійність роботи обладнань, мереж, систем та станцій залежить від параметра надійності роботи, тому що вони є основними елементами енергосистеми. У сучасний час дедалі більше з'являється потреба в силових трансформаторах з більшим терміном служби роботи, тому для задоволення мети висувають завдання їхньої реалізації, головними параметрами яких вважаються надійність, працездатність, життєвий цикл.

Актуальність теми аргументується такими прикладами:

- з часом відбувається погіршення стану електрообладнання, що призводить до збільшення втрат енергії під час трансформації. Шляхом заміни старого обладнання на сучасне ці втрати знижуються та підвищується ефективність роботи підстанції;

- через знос обладнання може мати приховані дефекти що приводять до аварій. Завдяки модернізації підвищується надійність системи, що забезпечує високий рівень безпеки для персоналу та обладнання;

- модернізація підтримає підстанцію відповідно до останніх норм та стандартів, що важливо з точки зору безпеки та ефективності роботи.

З економічної точки зору може здатися, що витрати на модернізацію будуть значними, але у довготривалій перспективі вони компенсуються зниженням експлуатаційних витрат за рахунок нижчих втрат енергії та меншої кількості аварій.

Отже, система електропостачання повинна буди надійною, зручною та безпечною в обслуговуванні та забезпечувати необхідну якість енергії,

безперебійність електропостачання в нормальному і після аварійному режимах. Для цього необхідно виконати наступні задачі:

- провести розрахунки навантажень споживачів трансформаторної підстанції;
- провести розрахунок та вибір силових трансформаторів;
- провести розрахунки пристроїв для компенсації реактивної потужності;
- провести розрахунки короткого замикання;
- вибрати високовольтне обладнання;
- розробити заходи системи експлуатації та підвищення надійності;
- дослідити надійність та ефективність системи.

Реконструкція трансформаторної підстанції дозволяє забезпечити гарантоване постачання електроенергії споживачів, у тому числі й споживачів першої категорії, розширення діапазону можливостей для технологічного підключення до електричних носіїв нових споживачів енергії, комплексну автоматизацію із системами релейної автоматики та захисту, моніторинг керування, стану, діагностики обладнання, зниження витрат за експлуатацію устаткування, безпечні та комфортні умови праці для персоналу обслуговуючого обладнання відповідність вимогам та нормам охорони навколишнього середовища та екологічної безпеки.

Таким чином можна сказати що проведення модернізації енергетичної системи підвищує надійність та подовжує термін експлуатації обладнання приблизно на 20-25 років [1, 2, 3].

1 Технологічна частина

1.1 Характеристика споживачів

На трансформаторній підстанції «Миргород-330 кВ» споживачами являються:

– РПН трансформатора 2Т. У трансформаторах і автотрансформаторах з регулюванням напруги під навантаженням (РПН) застосована схема і система контактів, яка дозволяє перемикає число витків обмотки без розриву електричного кола. Регулювання напруги в трансформаторах під навантаженням проводиться на стороні вищої напруги в межах $\pm 10\%$ від номінальної напруги вісьмома ступенями по 2,5%, т. Е. В діапазоні $\pm 4 \times 2,5\%$.

При РПН перехід з одного відгалуження обмотки на інше без розриву струму в мережі живлення можливий завдяки застосуванню системи двох паралельних перемикаючих відгалуджень, замкнутих на струмообмежувальним реактор, середня точка якого включена в обмотку трансформатора. Реактор являє собою трифазну індуктивну котушку зі сталевим сердечником, які мають зазори. Він встановлюється всередині бака трансформатора на верхніх або нижніх консолях ярма.

– Розетки та опалення ГЩК (головний щит керування) №1-2. Отримує живлення для розеток та опалення приміщень ГЩК.

– Освітлення ГЩК. Установки електричного освітлення з лампами накаливання, люмінесцентними, дуговими, ртутними, натрієвими, ксеноновими лампами застосовуються на всіх підприємствах для внутрішнього та зовнішнього освітлення.

– Опалення і освітлення апарату зв'язку ГЩК. ГЩК це центральне приміщення, де зосереджені основні засоби контролю і управління та де чергує оперативний персонал, провідний експлуатацію станції. На діючих станціях оперативному персоналу створюються всі зручності для контролю над роботою об'єкта, втручання в усі процеси управління основним і допоміжним обладнанням, зміни режимів, регулювання роботи.

У приміщенні ГЩК розташовуються щити і пульти управління, щити автоматики і телемеханіки, релейних захистів, теплоконтроль, сигналізації, власних потреб. ГЩК пов'язаний з місцевими щитами і всім обладнанням та апаратами, розташованими на території станції, системою контрольних кабелів. Черговий персонал, користуючись оперативним зв'язком і особистим оглядом, повинен стежити за надійною роботою всього устаткування.

– Освітлення, опалення, розетки, КРП, комірки 6-12. Комплектний розподільний пристрій зовнішньої установки (КРП) - електроустановка, що служить для прийому і розподілу електричної енергії. Комплектні розподільчі пристрої можуть використовуватися як для внутрішньої, так і для зовнішньої установки.

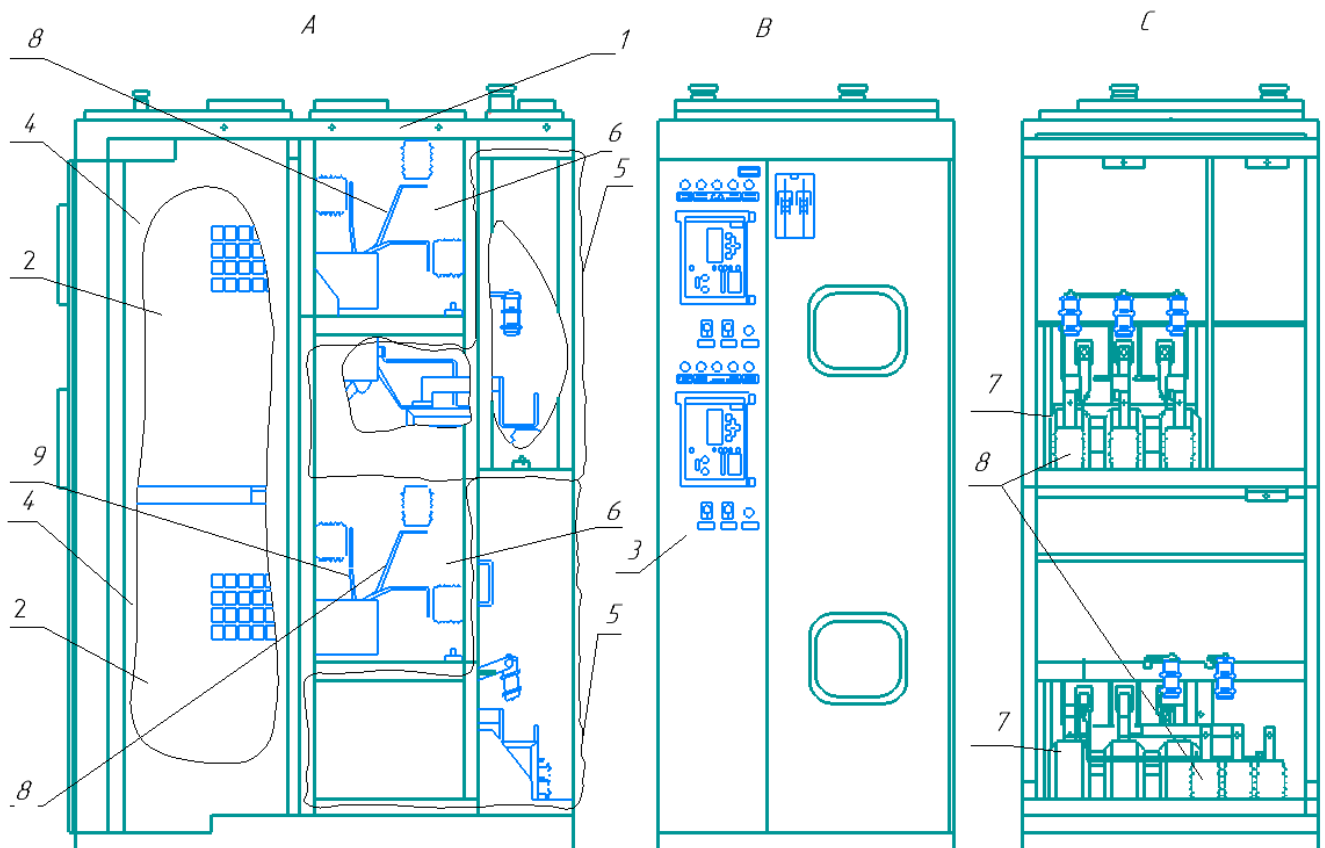


Рисунок 1.1 - Загальний вигляд КРП з переліком складових елементів

Перелік елементів:

- 1) Корпус шафи;
- 2) Відкидний елемент в касеті;
- 3) Релейний відсік;

- 4) Відсік відкидного елемента;
- 5) Лінійний відсік;
- 6) Відсік збірних шин;
- 7) Трансформатор струму;
- 8) Шини;
- 9) Опорні ізолятори.

КРП широко застосовуються в тих випадках, де необхідно компактне розміщення розподільного пристрою. Зокрема, КРПЗ застосовують на електричних станціях, міських підстанціях, для живлення об'єктів нафтової промисловості (нафтопроводи, бурові установки).

– Прохідна – будівля, призначена для здійснення в ньому ідентифікації і автентифікації. У прохідній розташовується бюро перепусток, комендатура з усім керівництвом, місце, де фотографують на пропуску і, власне, пункт пропуску, також є комп'ютер з парою моніторів для огляду через камери відеоспостереження.

– Майстерня – приміщення господарського призначення. Надає собою місце обладнане для тих чи інших робіт, головною особливістю якого є велика частка ручної праці. Може являти собою окрему будівлю, але в більшості випадків є частиною будівлі так як не вимагає великих площ.

– Шафа АВР АСКОЕ ввід 1. АСКОЕ - автоматизована система контролю і обліку електроенергії. Система АСКОЕ призначена для збору, обробки і передачі інформації в цифровому вигляді від лічильників електричної енергії на верхній рівень АСКОЕ.

АВР (Автоматичний вмикач резерву) — пристрій призначений для забезпечення резервним електропостачанням навантажень, підключених до системи електропостачання, при відключенні основного джерела живлення.

– Шафа електричної зварки, ВРП-35кВ. Зварювальний автомат - пристрій, які є конструктивне об'єднання зварювальної головки з механізмом її переміщення уздовж шва, механізмами настановних переміщень, пристроєм

для подачі флюсу або захисного газу, котушками або касетами для дроту, пультами управління або інших пристроїв.

Відкритий розподільний пристрій (ВРП) - електроустановка, що служить для прийому і розподілу електричної енергії одного класу напруги у яких силові провідники розташовуються на відкритому повітрі без захисту від впливу навколишнього середовища. Зазвичай у вигляді ВРП виконуються розподільні пристрої на напругу від 27,5 кВ.

– ВП-1. Ввідний пристрій (ВП) — електротехнічний пристрій у вигляді сукупності конструкцій, апаратів і приладів, які встановлюються на вводі лінії живлення в будинок або в його відокремлену частину і живляться від головного розподільного щитка.

– Опалення баків МВ комірки №6, ВРП-110 кВ, майстерня, рембаза. Отримує живлення для опалення баків МВ, майстерні та рембази.

– Живлення АВР-0,4 п36. Отримує живлення для забезпечення роботи АВР.

– Охолодження 2Т. Отримує живлення для привода вентиляторів, що здійснюють примусове охолодження силових трансформаторів.

– Освітлення ВРП-110 кВ. Установки електричного освітлення з лампами накаливання, люмінесцентними, дуговими, ртутними, натрієвими, ксеноновими лампами застосовуються на всіх підприємствах для внутрішнього та зовнішнього освітлення.

– Освітлення ВРП-35 кВ. Установки електричного освітлення з лампами накаливання, люмінесцентними, дуговими, ртутними, натрієвими, ксеноновими лампами застосовуються на всіх підприємствах для внутрішнього та зовнішнього освітлення.

– Освітлення ВРП -110 яч14. Установки електричного освітлення з лампами накаливання, люмінесцентними, дуговими, ртутними, натрієвими, ксеноновими лампами застосовуються на всіх підприємствах для внутрішнього та зовнішнього освітлення.

Основні характеристики вищеписаних споживачів трансформаторної підстанції ПС «Миргород-330» приведені в таблиці 1.1

Таблиця 1.1 – Характеристика споживачів електроенергії

Споживачі	I_n, A	$\cos\varphi$	K_p
РПН трансформатора 2Т	80	0,8	0,86
Розетки, опалення ГЦК №1,2	5	0,89	0,84
Освітлення ГЦК	10	0,95	0,84
Опалення і освітлення апаратів ГЦК	55	0,94	0,8
Освітлення, обігрів, розетки, КРУН-10, комірки 6-12	23	0,89	0,86
Прохідна	28	0,96	0,86
Майстерня	92	0,85	0,85
Шафа АВР, АСКЕ, ввід 1	10	0,83	0,92
Шафа електричної зварки, ВРП-35 кВ	85	0,81	0,89
ВП-1	75	0,85	0,91
Обігрів. баки МВ комірки №6 ВРП-110 кВ, майстерня, рембаза	210	0,71	0,83
Живлення АВР-0,4 п 36	70	0,8	0,8
Охолодження 2Т	5	0,83	0,78
Освітлення ВРП-110 кВ	10	0,96	0,78
Освітлення ВРП-35 кВ	85	0,97	0,89
Освітлення ВРП-110, комірки 14	85	0,96	0,8
Освітлення панелі 52	3	0,96	0,78
п.51 Ввід 0,4	180	0,90	0,91

1.2 Вибір роду струму і величини напруги

Клас напруги – це типове значення лінійної (міжфазної) напруги в електричних мережах, яке є номінальним для різних груп обладнання: трансформаторів, ліній, генераторів, реакторів та інших.

Клас напруги визначає необхідний рівень електричної ізоляції електрообладнання. Порядок класу напруги визначає те, для яких цілей і завдань застосовується це обладнання. Зокрема, низькі напруги використовуються для розподілу потужності між дрібними споживачами на малі відстані, середні класи - для розподілу потужності між середніми споживачами і групами споживачів на помірній дистанції, високі і надвисокі класи - для розподілу потужності між великими споживачами і для передачі потужності на великі відстані.

За рівнем напруги всі класи напруги умовно поділяють на такі групи:

- Ультрависокий клас напруги - від 1000 кВ.
- Надвисокий клас напруги - від 330 кВ до 750 кВ.
- Високий клас напруги - від 110 кВ до 220 кВ.
- Середній клас напруги - від 1 кВ до 35 кВ.
- Нижчий клас напруги - до 1 кВ.

Для живлення споживачів на трансформаторній підстанції власних потреб ПС «Миргород-330» прийнятий нижчий клас напруги до 1 кВ.

При експлуатації у промислових мережах змінного струму трансформатори, як правило, працюють паралельно один до одного. Це означає, що первинні обмотки всіх трансформаторів вмикаються до загальної живильної мережі, а до вторинних обмоток всіх трансформаторів підключається загальне навантаження.

При цьому підвищується надійність енергопостачання, спрощується обслуговування трансформаторів. Під час зменшення навантаження частина трансформаторів може бути вимкнена з паралельної роботи для того, щоб трансформатори, які залишилися у системі, працювали у номінальному режимі. Отже для живлення трансформаторної підстанції приймаємо змінний струм [1, 4, 5].

1.3 Вибір схеми електропостачання

Схеми електричних мереж електропостачання можуть виконуватися радіальними та магістральними. Радіальними називають схеми, у яких відсутні

відгалуження за довжиною живильної лінії. Радіальна система доцільна головним чином там, де маються великі зосереджені навантаження, розташовані в різних напрямках від джерела живлення. При різко змінних навантаженнях, що викликають значні коливання напруги, застосування радіального живлення дозволяє зменшити їхній вплив на роботу інших електроприймачів. Радіальна система живлення має велику гнучкість і зручності в експлуатації, тому що ушкодження чи ремонт однієї лінії відбивається на роботі тільки одного споживача.

Але радіальні схеми потребують великих затрат на установку розподільчих щитів, прокладку кабелів і проводів.

Магістральні схеми знаходять найбільше використання при рівномірному розподілу навантаження по площі цеху. Вони не потребують установки розподільчого щита на підстанції, і розподіл електроенергії виконується по схемі блоків «трансформатор – магістраль». Схема передбачає передачу електричної енергії однією або двома паралельним лініям. При цьому споживачі або розподільні пункти можуть бути приєднані до магістралі у різних її точках. З економічного погляду таке рішення має багато переваг. Як мінімум, результатом є економія дротів та інших матеріалів, що спрощує і здешевлює спорудження трансформаторних підстанцій.

До недоліків магістральних мереж треба віднести недостатню надійність електропостачання; так при пошкодженні магістралі після трансформатора вводу приведе до відключення всіх споживачів. Структуру такої схеми зображено на рисунку 1.2

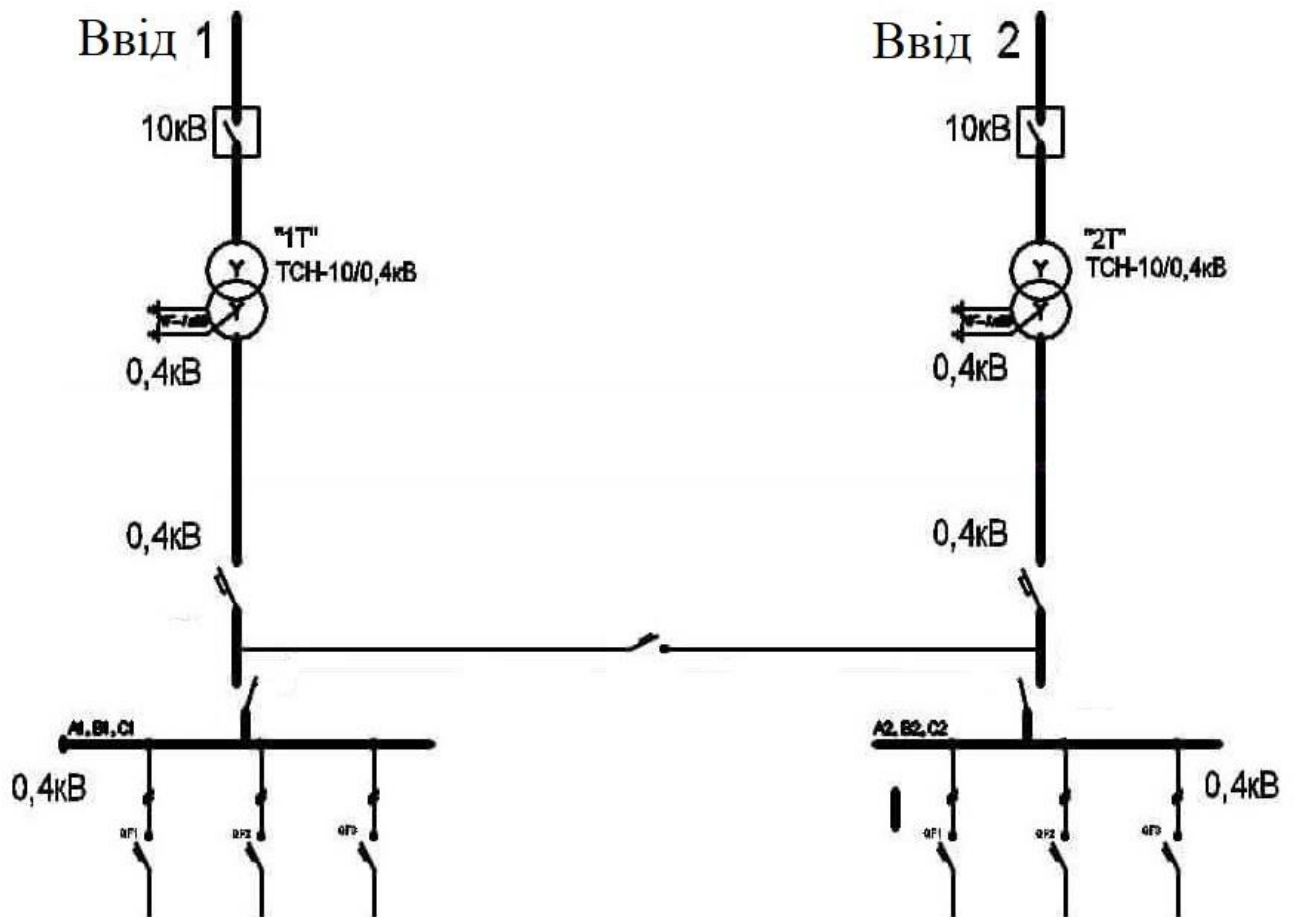


Рисунок 1.2 – Структура магістральної схеми електропостачання

Отже, враховуючи особливості схем та враховуючі те, що навантаження має розподілений характер, на підстанції «Миргород-330 кВ» застосовується магістральна схема електропостачання [1, 2, 5, 6].

2 Розрахункова частина

2.1 Розрахунок електричних навантажень

Виконуємо розрахунки для споживача «РПН трансформатора 2Т»

Обчислюємо змінну потужність $P_{зм}$, кВт, використовуючи формулу:

$$P_{зм} = P_n \cdot K_{п}, \quad (2.1)$$

де

P_n – номінальна потужність кВт;

$K_{п}$ – коефіцієнт попиту;

$$P_{зм} = 52 \cdot 0,86 = 45 \text{ кВт.}$$

Обчислюємо змінну реактивну потужність $Q_{зм}$, вар, використовуючи формулу:

$$Q_{зм} = P_{зм} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2.2)$$

де

$\operatorname{tg} \varphi$ – значення що відповідає величині $\cos \varphi$;

$$Q_{зм} = 45 \cdot 0,75 = 33,75 \text{ квар.}$$

Обчислюємо повну потужність S , кВ·А використовуючи формулу:

$$S = \sqrt{(P^2 + Q^2)}, \quad (2.3)$$

$$S = \sqrt{(45^2 + 33,75^2)} = 56 \text{ кВ·А}$$

Далі виконуємо розрахунки для споживача «Розетки, опалення ГЩК №1,2»

Обчислюємо змінну потужність $P_{зм}$, кВт, використовуючи формулу 2.1

$$P_{зм} = 3,2 \cdot 0,84 = 2,7 \text{ кВт.}$$

Обчислюємо змінну реактивну потужність $Q_{зм}$, вар, використовуючи формулу 2.2

$$Q_{зм} = 2,7 \cdot 0,51 = 1,3 \text{ квар.}$$

Обчислюємо повну потужність S , кВ·А використовуючи формулу 2.3

$$S = \sqrt{(2,7^2 + 1,3^2)} = 3 \text{ кВ·А}$$

Далі виконуємо розрахунки для споживача «Освітлення ГЩК»

Обчислюємо змінну потужність $P_{зм}$, кВт, використовуючи формулу 2.1

$$P_{зм} = 36 \cdot 0,86 = 29 \text{ кВт.}$$

Обчислюємо змінну реактивну потужність $Q_{зм,вар}$, використовуючи формулу 2.2

$$Q_{зм} = 32 \cdot 0,36 = 12 \text{ квар.}$$

Обчислюємо повну потужність S , кВ·А використовуючи формулу 2.3

$$S = \sqrt{(29^2 + 12^2)} = 34 \text{ кВ·А}$$

Далі виконуємо розрахунки для споживача «Обігрів. баки МВ комірки №6 ВРП-110 кВ, майстерня, рембаза»

Обчислюємо змінну потужність $P_{зм}$, кВт, використовуючи формулу 2.1

$$P_{зм} = 115 \cdot 0,82 = 94 \text{ кВт.}$$

Обчислюємо змінну реактивну потужність $Q_{зм,вар}$, використовуючи формулу 2.2

$$Q_{зм} = 112 \cdot 1,02 = 114 \text{ квар.}$$

Обчислюємо повну потужність S , кВ·А використовуючи формулу 2.3

$$S = \sqrt{(94^2 + 114^2)} = 147 \text{ кВ·А}$$

Далі виконуємо розрахунки для споживача «Охолодження 2Т»

Обчислюємо змінну потужність $P_{зм}$, кВт, використовуючи формулу 2.1

$$P_{зм} = 3,2 \cdot 0,78 = 2,5 \text{ кВт.}$$

Обчислюємо змінну реактивну потужність $Q_{зм,вар}$, використовуючи формулу 2.2

$$Q_{зм} = 2,5 \cdot 0,67 = 1,67 \text{ квар.}$$

Обчислюємо повну потужність S , кВ·А використовуючи формулу 2.3

$$S = \sqrt{(2,5^2 + 1,67^2)} = 3 \text{ кВ·А}$$

Далі виконуємо розрахунки для споживача «Освітлення ВРП-110 кВ»

Обчислюємо змінну потужність $P_{зм}$, кВт, використовуючи формулу 2.1

$$P_{зм} = 6,5 \cdot 0,78 = 5,1 \text{ кВт.}$$

Обчислюємо змінну реактивну потужність $Q_{зм,вар}$, використовуючи формулу 2.2

$$Q_{зм} = 5,1 \cdot 0,29 = 1,4 \text{ квар.}$$

Обчислюємо повну потужність S , кВ·А використовуючи формулу 2.3

$$S = \sqrt{(5,1^2 + 1,4^2)} = 5,3 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

Далі виконуємо розрахунки для споживача «Освітлення ВРП-35 кВ»

Обчислюємо змінну потужність $P_{зм}$,кВт, використовуючи формулу 2.1

$$P_{зм} = 56 \cdot 0,89 = 50 \text{ кВт.}$$

Обчислюємо змінну реактивну потужність $Q_{зм,вар}$, використовуючи формулу 2.2

$$Q_{зм} = 50 \cdot 0,25 = 12,5 \text{ квар.}$$

Обчислюємо повну потужність S , кВ·А використовуючи формулу 2.3

$$S = \sqrt{(50^2 + 12,5^2)} = 51,5 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

Далі виконуємо розрахунки для споживача «Освітлення панелі 52»

Обчислюємо змінну потужність $P_{зм}$,кВт, використовуючи формулу 2.1

$$P_{зм} = 1,4 \cdot 0,78 = 1,5 \text{ кВт.}$$

Обчислюємо змінну реактивну потужність $Q_{зм,вар}$, використовуючи формулу 2.2

$$Q_{зм} = 1,5 \cdot 0,29 = 0,43 \text{ квар.}$$

Обчислюємо повну потужність S , кВ·А використовуючи формулу 2.3

$$S = \sqrt{(1,5^2 + 0,43^2)} = 1,56 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

Далі виконуємо розрахунки для споживача «п.51 Ввід 0,4»

Обчислюємо змінну потужність $P_{зм}$,кВт, використовуючи формулу 2.1

$$P_{зм} = 118 \cdot 0,91 = 107 \text{ кВт.}$$

Обчислюємо змінну реактивну потужність $Q_{зм,вар}$, використовуючи формулу 2.2

$$Q_{зм} = 109 \cdot 0,43 = 47 \text{ квар.}$$

Обчислюємо повну потужність S , кВ·А використовуючи формулу 2.3

$$S = \sqrt{(120^2 + 51,6^2)} = 116 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

Далі виконуємо розрахунки для споживача «Опалення і освітлення апаратів ГЩК»

Обчислюємо змінну потужність $P_{зм}$,кВт, використовуючи формулу 2.1

Обчислюємо змінну реактивну потужність $Q_{зм,вар}$, використовуючи формулу 2.2

$$Q_{зм} = 32 \cdot 0,86 = 12 \text{ квар.}$$

Обчислюємо повну потужність S , кВ·А використовуючи формулу 2.3

$$S = \sqrt{(40^2 + 14,4^2)} = 34 \text{ кВ·А}$$

Далі виконуємо розрахунки для споживача «Майстерня»

Обчислюємо змінну потужність $P_{зм}$, кВт, використовуючи формулу 2.1

$$P_{зм} = 60 \cdot 0,85 = 51 \text{ кВт.}$$

Обчислюємо змінну реактивну потужність $Q_{зм,вар}$, використовуючи формулу 2.2

$$Q_{зм} = 51 \cdot 0,62 = 32 \text{ квар.}$$

Обчислюємо повну потужність S , кВ·А використовуючи формулу 2.3

$$S = \sqrt{(51^2 + 32^2)} = 60 \text{ кВ·А}$$

Далі виконуємо розрахунки для споживача «Шафа АВР, АСКЕ, ввід 1»

Обчислюємо змінну потужність $P_{зм}$, кВт, використовуючи формулу 2.1

$$P_{зм} = 6,5 \cdot 0,92 = 6 \text{ кВт.}$$

Обчислюємо змінну реактивну потужність $Q_{зм,вар}$, використовуючи формулу 2.2

$$Q_{зм} = 6 \cdot 0,67 = 4 \text{ квар.}$$

Обчислюємо повну потужність S , кВ·А використовуючи формулу 2.3

$$S = \sqrt{(6^2 + 4^2)} = 7 \text{ кВ·А}$$

Далі виконуємо розрахунки для споживача «Шафа електричної зварки, ВРП-35 кВ»

Обчислюємо змінну потужність $P_{зм}$, кВт, використовуючи формулу 2.1

$$P_{зм} = 56 \cdot 0,89 = 50 \text{ кВт.}$$

Обчислюємо змінну реактивну потужність $Q_{зм,вар}$, використовуючи формулу 2.2

$$Q_{зм} = 50 \cdot 0,72 = 36 \text{ квар.}$$

Обчислюємо повну потужність S , кВ·А використовуючи формулу 2.3

$$S = \sqrt{(50^2 + 36^2)} = 61,6 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

Далі виконуємо розрахунки для споживача «ВП-1»

Обчислюємо змінну потужність $P_{зм}$, кВт, використовуючи формулу 2.1

$$P_{зм} = 49 \cdot 0,91 = 45 \text{ кВт.}$$

Обчислюємо змінну реактивну потужність $Q_{зм}$, вар, використовуючи формулу 2.2

$$Q_{зм} = 45 \cdot 0,62 = 28 \text{ квар.}$$

Обчислюємо повну потужність S , кВ·А використовуючи формулу 2.3

$$S = \sqrt{(45^2 + 28^2)} = 53 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

Далі виконуємо розрахунки для споживача «Освітлення ВРП-110, яч 14»

Обчислюємо змінну потужність $P_{зм}$, кВт, використовуючи формулу 2.1

$$P_{зм} = 55,8 \cdot 0,8 = 45 \text{ кВт.}$$

Обчислюємо змінну реактивну потужність $Q_{зм}$, вар, використовуючи формулу 2.2

$$Q_{зм} = 45 \cdot 0,29 = 13 \text{ квар.}$$

Обчислюємо повну потужність S , кВ·А використовуючи формулу 2.3

$$S = \sqrt{(45^2 + 13^2)} = 46,8 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

Далі виконуємо розрахунки для споживача «Живлення АВР-0,4 п 36»

Обчислюємо змінну потужність $P_{зм}$, кВт, використовуючи формулу 2.1

$$P_{зм} = 46 \cdot 0,80 = 37 \text{ кВт.}$$

Обчислюємо змінну реактивну потужність $Q_{зм}$, вар, використовуючи формулу 2.2

$$Q_{зм} = 37 \cdot 0,75 = 27,7 \text{ квар.}$$

Обчислюємо повну потужність S , кВ·А використовуючи формулу 2.3

$$S = \sqrt{(37^2 + 27,7^2)} = 46 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

Далі виконуємо розрахунки для споживача «Освітлення, обігрів, розетки, КРУН-10, комірки 6-12»

Обчислюємо змінну потужність $P_{зм}$, кВт, використовуючи формулу 2.1

$$P_{зм} = 15 \cdot 0,86 = 13 \text{ кВт.}$$

Обчислюємо змінну реактивну потужність $Q_{зм, \text{вар}}$, використовуючи формулу 2.2

$$Q_{зм} = 13 \cdot 0,51 = 6,6 \text{ квар.}$$

Обчислюємо повну потужність S , кВ·А використовуючи формулу 2.3

$$S = \sqrt{(13^2 + 6,6^2)} = 14,5 \text{ кВ·А}$$

Далі виконуємо розрахунки для споживача «Прохідна»

Обчислюємо змінну потужність $P_{зм}$, кВт, використовуючи формулу 2.1

$$P_{зм} = 18,4 \cdot 0,86 = 16 \text{ кВт.}$$

Обчислюємо змінну реактивну потужність $Q_{зм, \text{вар}}$, використовуючи формулу 2.2

$$Q_{зм} = 16 \cdot 0,29 = 4,6 \text{ квар.}$$

Обчислюємо повну потужність S , кВ·А використовуючи формулу 2.3

$$S = \sqrt{(16^2 + 4,6^2)} = 16,5 \text{ кВ·А}$$

Розрахунки активної, реактивної та повної потужності споживачів заносимо до таблиці 2.1

Таблиця 2.1 – Зведені розрахунки характеристик споживачів

№	Споживачі	P, кВт	Q, вар	S, кВ·А
1	РПН трансформатора 2Т	45	33,75	56
2	Розетки, опалення ГЦК №1,2	2,7	1,3	3
3	Освітлення ГЦК	4,6	2	5
4	Опалення і освітлення апаратів ГЦК	29	12	34
5	Освітлення, обігрів, розетки, КРУН-10, комірки 6-12	13	8	15
6	Прохідна	12	7	13,8
7	Майстерня	51	32	60
8	Шафа АВР, АСКЕ, ввід 1	6	4	7,2
9	Шафа електричної зварки, ВРП-35 кВ	45	35	57
10	ВП-1	45	28	53,2

11	Обігрів. баки МВ комірки №6 ВРП-110 кВ, майстерня, рембаза	94	114	147
12	Живлення АВР-0,4 п 36	37	27,7	46
13	Охолодження 2Т	2,5	1,67	3
14	Освітлення ВРП-110 кВ	5,4	2,4	5,9
15	Освітлення ВРП-35 кВ	50	22,6	55
16	Освітлення ВРП-110, ком. 14	45	27	52
17	Освітлення панелі 52	1,5	0,43	1,56
18	п.51 Ввід 0,4	107	47	116

Визначаємо загальну активну потужність споживачів трансформаторної підстанції $\sum P$, кВт згідно формули:

$$\sum P = \frac{1}{18} P, \quad (2.4)$$

де

1-18 – відповідні споживачі;

$$\sum P = 45 + 2,7 + 4,6 + 29 + 13 + 12 + 51 + 6 + 45 + 45 + 94 + 37 + 2,5 + 5,4 + 50 + 45 + 1,5 + 107 = 595 \text{ кВт.}$$

Визначаємо загальну реактивну потужність споживачів трансформаторної підстанції $\sum Q$, вар, згідно формули:

$$\sum Q = \frac{1}{18} Q, \quad (2.5)$$

де

1-18 – відповідні споживачі;

$$\sum Q = 33,75 + 1,3 + 2 + 12 + 8 + 7 + 32 + 4 + 35 + 28 + 114 + 27,7 + 1,67 + 2,4 + 22,6 + 27 + 0,4 + 47 = 405 \text{ вар}$$

Визначаємо загальну повну потужність споживачів трансформаторної підстанції $\sum S$, кВ·А, згідно формули:

$$\sum S = \sqrt{(\sum P^2 + \sum Q^2)}, \quad (2.6)$$

$$\sum S = \sqrt{595^2 + 405^2} = 702 \text{ кВ·А}$$

Знаходимо $\cos\varphi$ за формулою:

$$\cos\varphi = \frac{\sum P}{\sum S}, \quad (2.7)$$

$$\cos\varphi = \frac{595}{405} = 0,82$$

Результати розрахунків показали, що $\cos\varphi$ трансформаторної підстанції нижче за 0,92. Через низький показник $\cos\varphi$ збільшуються втрати електроенергії в трансформаторах, внаслідок чого вони настільки завантажені реактивними струмами, що отримання активної потужності стає проблемою.

Також при занижених показниках збільшуються витрати напруги в мережах, що негативно впливає на якість електроенергії в цілому.

Тому необхідно провести розрахунки пристроїв для компенсації реактивної потужності, щоб збільшити значення $\cos\varphi$ [7,8].

2.2 Компенсація реактивної потужності

При зниженні коефіцієнта потужності споживачів (при незмінній активній потужності), внаслідок зростання реактивного струму збільшуються втрати електроенергії в мережах, трансформаторах та генераторах. При значному зниженні коефіцієнта потужності ($\cos\varphi$) трансформатори та генератори виявляються настільки завантаженими реактивними струмами, що подальше отримання від них активної потужності стає нереальним.

Крім того, при зниженні $\cos\varphi$ збільшуються і витрати напруги в мережах і практично всі показники якості електроенергії.

Для підвищення $\cos\varphi$ необхідно розрахувати та вибрати компенсуючі пристрої.

Так як, $\cos\varphi \leq 0,92$ то потрібно розраховувати потужність компенсуючого пристрою і вибрати батарею статичних конденсаторів (БСК). Отже, визначаємо потужність компенсуючого пристрою згідно формули:

$$Q_k = P_{\text{розр.м.ц}} \cdot (\cos\varphi_1 - \text{tg}\varphi_2), \quad (2.8)$$

де

$\cos\varphi_1$ - відповідає середньозваженому коефіцієнту потужності $\cos\varphi$;
 $\operatorname{tg}\varphi_2$ - відповідає середньозваженому коефіцієнту потужності $\cos\varphi_2 = 0,92$.

$$Q_k = 595 \cdot (0,92 - 0,43) = 309 \text{ квар}$$

Вибираємо з каталогу [7] конденсаторну батарею УКРМ-0,4-110/10 потужність компенсуючого пристрою, що позначається літерою $Q_{бк}$:

$$Q_{бк} = 110 \text{ квар}$$

Дані компенсуючого пристрою заносимо до таблиці 2.2

Таблиця 2.2 – Дані компенсуючого пристрою

Тип компенсуючого пристрою	Потужність, квар	$Q_{бк}$	Кількість	Загальна потужність Q_b , вар
УКРМ-0,4-110/10	110		2	220

Повну розрахункову потужність після компенсації розраховуємо згідно формули:

$$S'_{розр} = \sqrt{P_{розр.}^2 + (Q_{розр.} - Q_{бк})^2}, \quad (2.9)$$

де

$Q_{бк}$ – загальна потужність БСК.

$$S'_{розр.} = \sqrt{595^2 + (405 - 220)^2} = 623 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

Розрахунок коефіцієнта потужності після компенсації за формулою:

$$\cos\varphi = \frac{P_{розр.м.ц. 0,4}}{S'_{розр.м.ц. 0,4}}, \quad (2.10)$$

$$\cos\varphi = \frac{595}{623} = 0,95;$$

Визначаємо розрахунковий струм дільниці механічної обробки механічного цеху на 0,4 кВ згідно формули:

$$I_{розр.м.ц. 0,4} = \frac{\sum S'_{розр.м.ц. 0,4}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}}, \quad (2.11)$$

$$I_{\text{РОЗР.М.Ц.0,4}} = \frac{623}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 899 \text{ А}$$

Визначаємо розрахунковий струм дільниці механічної обробки механічного цеху на 10,0 кВ згідно формули:

$$I_{\text{РОЗР.М.Ц.10}} = \frac{\sum S'_{\text{РОЗР.М.Ц.0,4}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.}}}, \quad (2.12)$$

$$I_{\text{РОЗР.М.Ц.10}} = \frac{623}{\sqrt{3} \cdot 10} = 36 \text{ А}$$

Для розряду батареї та їх багаторазового включення необхідно передбачити розрядний опір $R_{\text{РОЗР.}} \text{ Ом}$ величина якого визначається згідно формули:

$$r_{\text{розр.}} = 15 \cdot \frac{U_{\Phi}^2}{Q_{\text{Б}}} \cdot 10^6, \quad (2.13)$$

$$r_{\text{розр.}} = 15 \cdot \frac{0,4^2}{110} \cdot 10^6 = 5,4 \text{ кОм}$$

Компенсація реактивної потужності є найдешевшим і ефективним засобом підвищення техніко-економічних показників електропостачання, який зменшує всі види втрат електроенергії [7, 8, 9, 10].

2.3 Вибір числа і потужності трансформаторів

Трансформатори власних потреб (ТВП) призначені для живлення навантаження підстанцій, КПРЗ, КПР та для забезпечення своїх потреб. ТВП може забезпечити роботу електроустановки і функціональність підключених споживачів навантаження. Кількісний склад і тип навантаження власних потреб електроустановки залежать від виду, потужності силових трансформаторів, передбачені чи ні синхронні компенсатори і від класу підключеного електрообладнання.

Отже пропоную замінити старий трансформатор на сучасний для забезпечення більш стабільної та безпечної умов роботи трансформатора та персоналу.

Таблиця 2.3 – Дані трансформатора

Тип трансформатора	$S_H, \text{кВ}\cdot\text{А}$	$I_{xx}, \%$	$U_{кз}, \%$	$K_{зав.}$	$\Delta P_{кз} \text{ кВт}$
ТСЛ Newton-500/10/0,4	500	0,7	6	0,62	4,5

Розрахунок параметрів трансформаторів ТСЛ Newton-500/10/0,4

Визначаємо коефіцієнт завантаження трансформатора за формулою:

$$K_{зав.} = \frac{S'_{розр}}{n \cdot S_{ном}} \quad (2.14)$$

де

n – кількість силових трансформаторів.

$$K_{зав.} = \frac{623}{2 \cdot 500} = 0,62$$

Визначаємо втрата реактивної потужності в режимі холостого ходу за формулою:

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{ном.}, \quad (2.15)$$

$$\Delta Q_{xx} = \frac{0,7}{100} \cdot 500 = 3,5 \text{ квар}$$

Визначаємо втрати реактивної потужності в режимі короткого замикання за формулою:

$$\Delta Q_{к.з.} = \frac{U_{кз}}{100} \cdot S_{ном.}, \quad (2.16)$$

$$\Delta Q_{к.з.} = \frac{4}{100} \cdot 500 = 20 \text{ квар}$$

Визначаємо приведені втрати потужності в силовому трансформаторі за формулою:

$$\Delta P' = K_{зав.} + (K_{п.} \cdot \Delta Q_{xx} + K_{з.}^2 \cdot (\Delta P_{к.з.} + K_{п.} \cdot \Delta Q_{к.з.})), \quad (2.17)$$

$$\Delta P' = 2 \cdot (0,62 + 0,05 \cdot 3,5 + 0,62^2 \cdot (4,5 + 0,05 \cdot 20)) = 5,8 \text{ кВт}$$

Визначаємо приведені втрати енергії в силовому трансформаторі за формулою:

$$\Delta W' = \Delta P' \cdot T_{\text{и}}, \quad (2.18)$$

де

$T_{\text{и}}$ – число годин використання максимального навантаження. $T_{\text{и}}=6000$ год.

$$\Delta W' = 5,8 \cdot 6000 = 34800 \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

Визначаємо перевантажувальну здатність трансформаторів $S_{\text{ПЕРЕВ.}}$.

$$S_{\text{ПЕРЕВ.}} = 1,4 \cdot S_{\text{НОМ.}}, \quad (2.19)$$

$$S_{\text{ПЕРЕВ.}} = 1,4 \cdot 500 = 700 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

Умова $S_{\text{перев.}} \geq S'_{\text{розр}}$, виконана, трансформатори можуть бути встановлені.

Приймаємо два трансформатора ТСЛ Newton-500/10/0,4 це дасть можливість продовжити роботу навіть коли один із трансформаторів на ремонті [9,11].

2.4 Розрахунок струмів короткого замкнення

В електричних установках можуть виникати різні види коротких замикань, які супроводжуються різким збільшенням струму. Все електрообладнання, встановлене у системах електропостачання повинно бути стійким до струмів короткого замикання і вибирається з урахуванням величин цих струмів. Види коротких замикань: трьох фазне, або симетричне, двофазне, однофазне, подвійне замикання на землю.

Основними причинами виникнення коротких замикань в мережі можуть бути: пошкодження ізоляції окремих частин електроустановок, неправильні дії обслуговуючого персоналу, перекриття струмоведучих частин електроустановок.

Коротке замикання в мережі може супроводжуватись: припиненням живлення споживачів, приєднаних до точок, в яких виникає коротке замикання; порушення нормальної роботи інших споживачів, що підключені до непошкоджених ділянок мережі; порушення нормального режиму роботи електричної мережі.

Для попередження коротких замикань і зменшення їх наслідків необхідно враховувати причини, що викликають короткі замикання; зменшувати час дії захисту, що діє при коротких замиканнях; використовувати швидкодіючі вмикачі; застосовувати АВР для швидкого відновлення напруги генераторів; правильно обчислювати величини струмів короткого замикання і по ним вибирати необхідну апаратуру, захист і засоби обмеження струмів короткого замикання.

Параметри короткого замикання будемо визначати по даній розрахунковій схемі в два етапи: на шині 10 кВ, та шині 0,4 кВ.

Для того, щоб розрахувати струми К.З. необхідно скласти розрахункову схему, що містить у собі джерела електричної енергії.

Розрахункова схема – це така однолінійна схема електроустановки, на якій вказані всі елементи та їх параметри, які впливають на величину струму КЗ.

Складаємо розрахункову схему для точки К1 зображену на рисунку 2.1

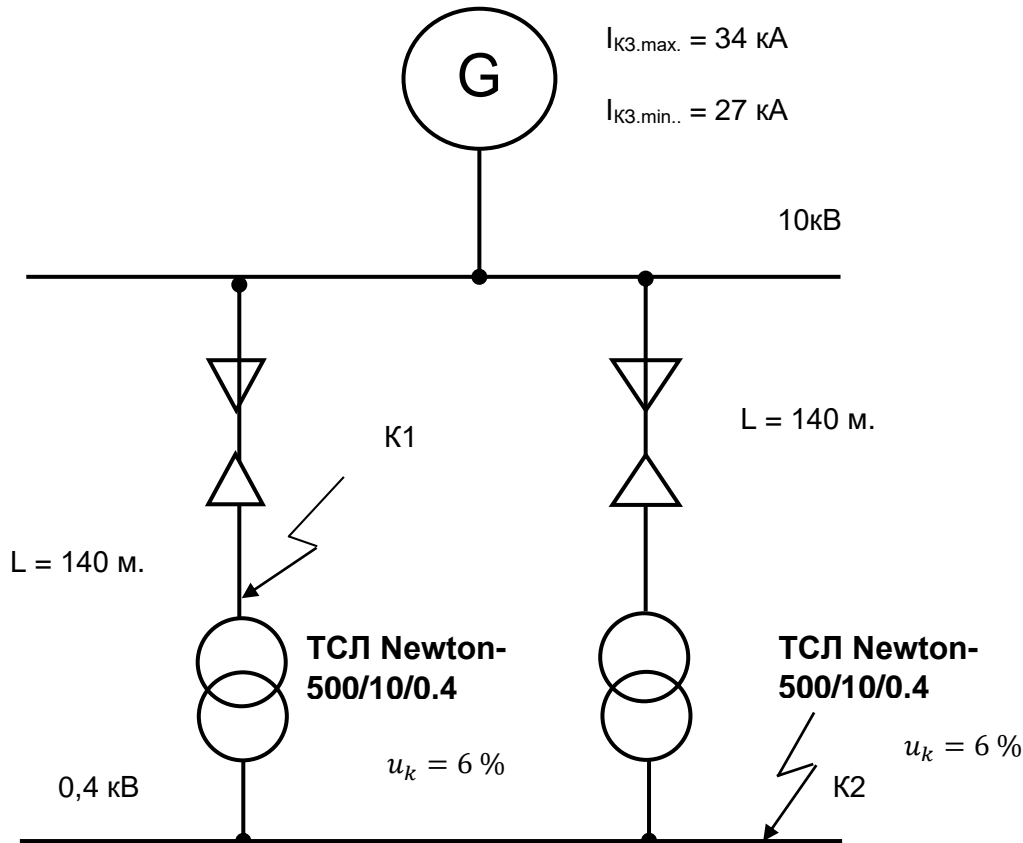


Рисунок 2.1 - Розрахункова схема точки К.З. К2

Розрахунок параметрів короткого замикання в точці К1 проводимо від системи нескінченної потужності.

Базисні умови:

Базисна потужність:

$$S_B = 100 \text{ МВ}$$

Базисну напругу розраховуємо згідно формули:

$$U_B = U_{\text{НОМ.}} + 0,05 \cdot U_{\text{НОМ.}}, \quad (2.20)$$

де

U_n – номінальна напруга того місця схеми, де знаходиться точка короткого замикання;

$$U_B = 10 + 0,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ}$$

Базисний струм розраховую згідно формули:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B}, \quad (2.21)$$

$$I_B = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА};$$

Визначаємо опори елементів коротко замкнутої мережі у відносних одиницях, приведених до базисних умов.

Опір джерела, яке задане струмом короткого замикання розраховуємо згідно формули:

$$X_1 = \frac{I_B}{I_{\text{КЗ.max}}}, \quad (2.22)$$

$$X_1 = \frac{5,5}{34} = 0,16 \text{ Ом};$$

Визначаємо опори елементів коротко замкнутої мережі у відносних одиницях приведених до базисних умов.

Опір лінії X_2 розраховуємо згідно формули (1.8.4)

$$X_2 = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_0}{U_{\text{СР.НОМ.}}^2}, \quad (2.23)$$

де,

l – довжина кабельної лінії (в межах підстанції 135м)

X_0 – індуктивний опір одного кілометра лінії (для кабельної лінії $x_0 = 0,08 \text{ Ом}$)

$$X_3 = X_2 = 0,140 \cdot 0,08 \cdot \frac{100}{10^2} \approx 0,0112 \text{ Ом};$$

Опір трансформатора X_T розраховуємо згідно формули (1.8.5)

$$X_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (2.24)$$

де, U_k – напруга к. з. трансформатора, %;

$S_{\text{НОМ}}$ – номінальна потужність трансформатора, МВ · А;

$$X_5 = X_4 = X_T = \frac{6}{100} \cdot \frac{100}{500} = 0,012 \text{ МВ · А};$$

Схема заміщення розрахункової схеми зображена на рисунку 2.2

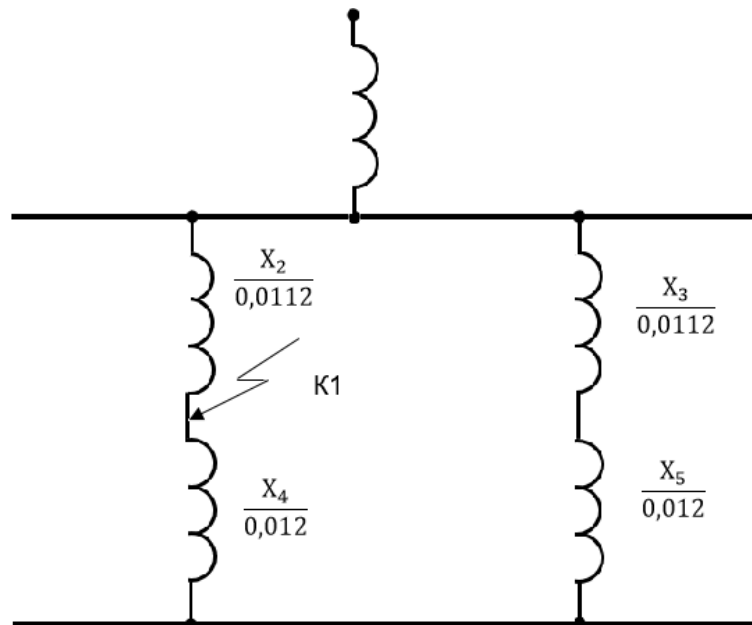


Рисунок 2.2 - Схема заміщення розрахункової схеми

Етап перетворення схеми заміщення зображено на рисунку 2.3

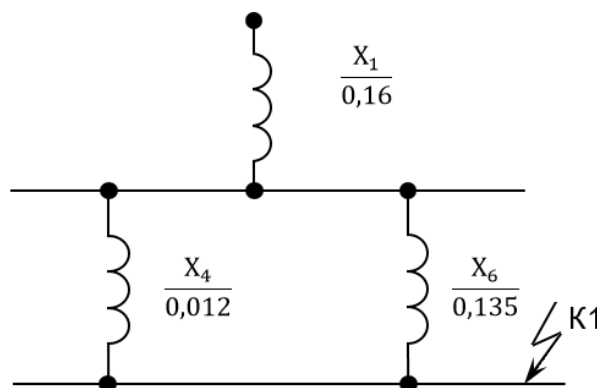


Рисунок 2.3 - Перетворення схеми заміщення точки К.З.

$$X_6 = X_2 + X_3 + X_5;$$

$$X_6 = 0,0112 + 0,0112 + 0,012 = 0,135 \text{ Ом};$$

Наступний етап перетворення схеми заміщення зображено на рисунку 2.4

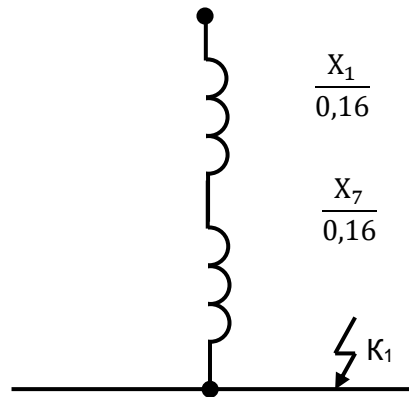


Рисунок 2.4 – Етап перетворення схеми заміщення

$$X_7 = \frac{X_4 \cdot X_6}{X_4 + X_6}$$

$$X_7 = \frac{0,012 \cdot 0,135}{0,012 + 0,135} \approx 0,011 \text{ Ом};$$

Черговий етап перетворення схеми заміщення зображено на рисунку 2.5

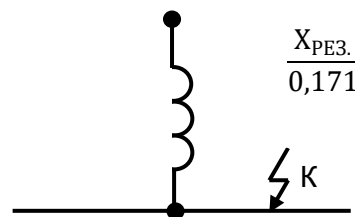


Рисунок 2.5 - Черговий етап перетворення схеми заміщення

$$X_{\text{рез.}} = X_1 + X_7$$

$$X_{\text{рез.}} = 0,16 + 0,011 = 0,171 \text{ Ом};$$

Параметри короткого замикання:

Струм періодичної складової розраховуємо згідно формули:

$$I_{\text{п.о.}} = \frac{E_*}{X_{\text{рез.}}} \cdot I_{\text{Б}}, \quad (2.25)$$

де, E_* - відносна над перехідна електрорушійна сила (для системи нескінченної потужності $E_* = 1$).

$$I_{п.о.} = \frac{1}{0,171} \cdot 5,5 = 32 \text{ кА}$$

Через те, що система нескінченної потужності, приймаємо, що періодична складова $I_{п.т.}$, кА, рівна початковому струму періодичної складової $I_{п.о.}$ кА.

$$I_{п.о.} = I_{п.т.} = 32 \text{ кА};$$

Ударний струм розраховуємо згідно формули:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{п.о.}, \quad (2.26)$$

де, k_y – ударний коефіцієнт для системи шин 10 кВ в межах 1,6 – 1,82

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,66 \cdot 32 = 75 \text{ кА}$$

В електричній схемі приймаємо вимикач з часом вимкнення $t_{\text{вимкн.}} = 0,1$ сек.

Час існування струму короткого замикання обчислюємо згідно формули:

$$t = 0,01 + t_{\text{вим.}}, \quad (2.27)$$

де,

$t_{\text{вим}}$ – час вимкнення, довідкова величина $t_{\text{вим}} = 0,105$;

$$t = 0,01 + 0,1 = 0,11 \text{ с.}$$

Інтеграл Джоуля розраховуємо згідно формули:

$$W_k = I_{п.т.}^2 \cdot (t + T_a), \quad (2.28)$$

де, $I_{п.т.}$ – струм аперіодичної складової (для системи нескінченної потужності $I_{п.т.} = I_{п.о.}$)

$$W_k = 32^2 \cdot (0,11 + 0,035) \approx 148 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Результати розрахунків заносимо до таблиці 2.4

Таблиця 2.4 - Зведені параметри короткого замикання

Точка короткого замикання	$I_{n.0}, \text{кА}$	$I_{n.t}, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$	$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с.}$
К1	32	32	75	148

Складаємо розрахункову схему для точки К1 зображену на рисунку 2.6

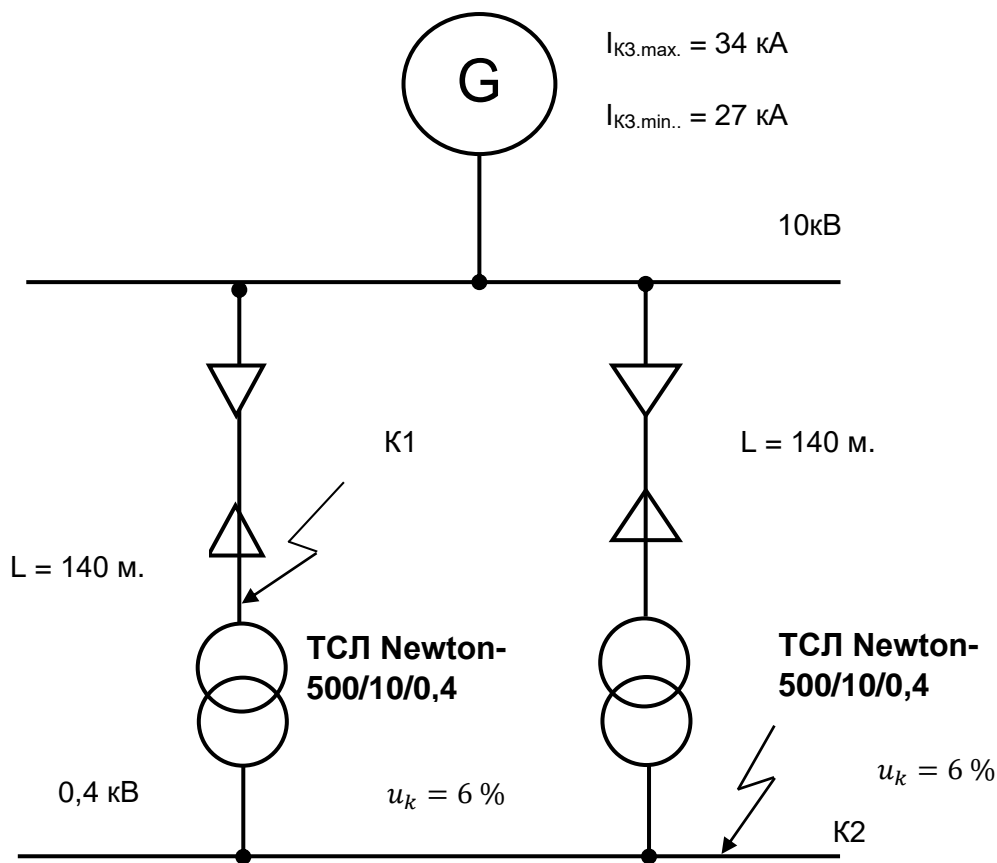


Рисунок 2.6 - Розрахункова схема точки К.З. К2

Розрахунок параметрів короткого замикання в точці К2 проводимо від системи нескінченної потужності.

Базисні умови:

Базисна потужність:

$$S_B = 100 \text{ МВА}$$

Базисну напругу розраховуємо згідно формули:

$$U_B = U_{ном.} + 0,05 \cdot U_{ном.}, \quad (2.20)$$

де,

U_H – номінальна напруга того місця схеми, де знаходиться точка короткого замикання

$$U_B = 0,4 + 0,05 \cdot 0,4 = 0,42 \text{ кВ.}$$

Базисний струм розраховуємо згідно формули:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B}, \quad (2.21)$$

$$I_B = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,42} = 1,3 \text{ кА;}$$

Опір джерела, яке задане струмом короткого замикання розраховуємо згідно формули:

$$X_1 = \frac{I_B}{I_{\text{к.з.макс.}}}, \quad (2.22)$$

де, $S_{\text{к.з.макс.}}$ – максимальна потужність К. З. ;

$$X_1 = \frac{1,3}{27} \approx 0,04 \text{ Ом.}$$

Опір лінії X_1 розраховуємо згідно формули:

$$X_1 = X_0 \times l \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср.ном.}}^2}, \quad (2.23)$$

де, X_0 – індуктивний опір одного кілометра лінії (для кабельної лінії $x_0 = 0,03$)

$$X_2 = X_3 = 0,03 \cdot 0,140 \cdot \frac{100}{10^2} \approx 0,004 \text{ Ом;}$$

Опір трансформатора X_T розраховую згідно формули:

$$X_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном.}}}, \quad (2.24)$$

де, U_k – напруга к. з. трансформатора, %;

$S_{\text{ном.}}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА;

$$X_4 = X_5 = X_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном.}}} = \frac{6}{100} \cdot \frac{100}{500} = 0,012 \text{ Ом}$$

Схема заміщення розрахункової схеми зображена на рисунку 2.7

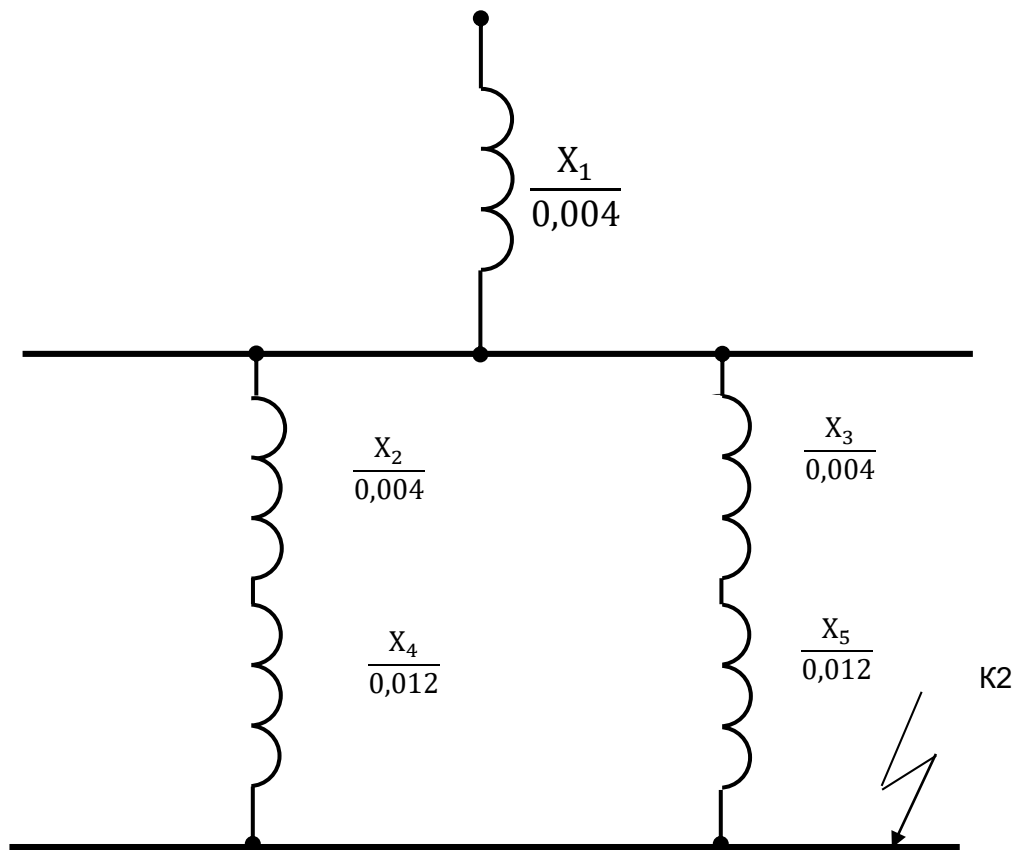


Рисунок 2.7 - Схема заміщення розрахункової схеми точки К.З. К2

$$X_6 = X_7 = X_2 + X_4 = X_3 + X_5$$

$$X_6 = 0,012 + 0,004 = 0,016 \text{ Ом}$$

Етап перетворення схеми заміщення зображено на рисунку 2.8

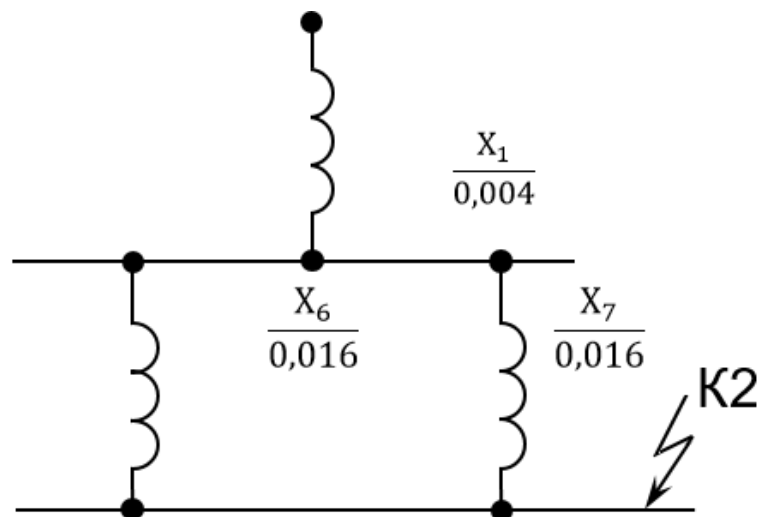


Рисунок 2.8 - Перетворення схеми заміщення точки К.З. К2

Наступний етап перетворення схеми заміщення зображено на рисунку 2.9

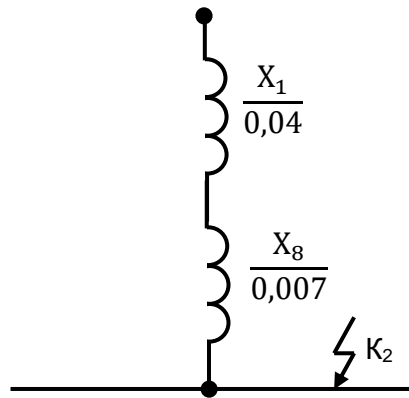


Рисунок 2.9– Етап перетворення схеми заміщення

$$X_8 = \frac{X_6 \cdot X_7}{X_6 + X_7}$$

$$X_8 = \frac{0,016 \cdot 0,016}{0,016 + 0,016} \approx 0,008 \text{ Ом};$$

Черговий етап перетворення схеми заміщення зображено на рисунку 2.10

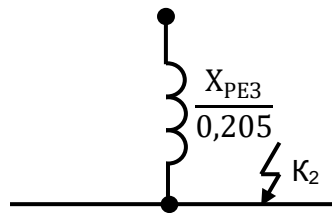


Рисунок 2.10 - Черговий етап перетворення схеми заміщення

$$X_{PE3} = X_9 = X_1 + X_8 ;$$

$$X_{3E3} = 0,04 + 0,008 = 0,048 \text{ Ом};$$

Параметри короткого замикання:

Струм періодичної складової розраховуємо згідно формули:

$$I_{п.о.} = \frac{E_*}{X_{PE3}} \cdot I_B, \quad (2.25)$$

де, E_* - відносна над перехідна електрорушійна сила (для системи нескінченної потужності $E_* = 1$.)

$$I_{п.о.} = \frac{E_*}{X_{PE3}} \cdot I_B$$

$$I_{п.о.} = \frac{1}{0,048} \cdot 1,3 = 27 \text{ кА}$$

Через те, що система нескінченної потужності, приймаємо, що періодична складова $I_{п.т}$, кА, рівна початковому струму періодичної складової $I_{п.о}$, кА.

$$I_{п.о} = I_{п.т} = 27 \text{ кА};$$

Ударний струм розраховуємо згідно формули:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{п.о}, \quad (2.26)$$

де, k_y – ударний коефіцієнт для системи шин 0,4 кВ в межах 1,6 – 1,82

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,65 \cdot 27 = 63 \text{ кА}$$

В електричній схемі приймаємо вимикач з часом вимкнення 0.01 сек.

Час існування струму короткого замикання обчислюємо згідно формули:

$$t = 0,01 + t_{\text{вим}}, \quad (2.27)$$

де, $t_{\text{вим}}$ – час вимкнення, довідкова величина $t_{\text{вим}} = 0,105$;

$$t = 0,01 + 0,105 = 0,115 \text{ с.}$$

Інтеграл Джоуля розраховуємо згідно формули

$$W_k = I_{н.т.}^2 \cdot (t + T_a), \quad (2.28)$$

де, $I_{п.т}$ – струм аперіодичної складової (для системи нескінченної потужності $I_{п.т} = I_{п.о}$)

$$W_k = 27^2 \cdot (0,115 + 0,035) \approx 109 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Результати розрахунків заносимо до таблиці 1.8.2 [10, 11, 12].

Таблиця 2.5 - Зведені параметри короткого замикання

Точка короткого замикання	$I_{н.о}, \text{кА}$	$I_{н.т}, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$	$W_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с.}$
К1	32	32	75	148
К2	27	27	63	109

2.5 Вибір високовольтного обладнання

2.5.1 Вибір вимикачів.

Високовольтні вимикачі – це комутаційні апарати, які призначені для ввімкнення(відключення) електричних кіл в нормальних режимах та для автоматичного відключення пошкоджених елементів схеми електропостачання при к.з. та інших аварійних режимах.

Високовольтні вимикачі мають дугогасячий пристрій і тому здатні відключати не тільки струми навантаження, але й струми к.з.

При виборі високовольтного вимикача його номінальні параметри порівнюються з параметрами мережі в місці його встановлення. Вимикачі обираються по найбільш важкому режиму роботи, який можливий під час експлуатації.

В електричне коло вводу (10 кВ) та за робочим струмом високої сторони $I_{\text{РОБ.}} = 36 \text{ А}$, вибираємо автоматичний вимикач типу LF2-10-40/1250

Умови вибору, за якими перевіряється обраний високовольтний вимикач, приведені в таблиці 2.6

Таблиця 2.6 – Вибір високовольтного вимикача

Умови вибору	Розрахункові дані	Довідникові дані
$U_{\text{РОБ.}} \leq U_{\text{НОМ.}}$	$U_{\text{РОБ.}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ.}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{РОБ.}} \leq I_{\text{НОМ.}}$	$I_{\text{РОБ.}} = 36 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ.}} = 1250 \text{ А}$
$I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{п.о дов.}}$	$I_{\text{п.о}} = 32 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о дов.}} = 40 \text{ кА}$
$i_y \leq i_y \text{ дов.}$	$i_y = 72 \text{ кА}$	$i_y \text{ дов.} = 102 \text{ кА}$
$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{п.т дов.}}$	$I_{\text{п.т}} = 32 \text{ кА}$	$I_{\text{п.т дов.}} = 40 \text{ кА}$
$i_{\text{a.t}} \leq i_{\text{a.t дов.}}$	$i_{\text{a.t}} = 0,88 \text{ кА}$	$i_{\text{a.t дов.}} = 40 \text{ кА}$
$V_{\text{к.}} \leq V_{\text{к. дов.}}$	$V_{\text{к.}} = 148 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к. дов.}} = 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Так як всі умови виконані, приймаємо вимикач LF2-10-40/1250

2.5.2 Вибір роз'єднувачів.

Роз'єднувачі – це високовольтні апарати, що використовуються в системах електропостачання напругою вище 1000В для роз'єднання і переключення ділянок мережі які знаходяться під напругою. Роз'єднувачі створюють необхідний видимий розрив електричного ланцюга, що необхідний для експлуатації електроустановок.

В електричне коло вводу (10 кВ) та за робочим струмом високої сторони $I_{РОБ.} = 36 \text{ А}$ вибираємо лінійний і шинний роз'єднувач РДЗ - 35/3150 НУХЛ1

Умови вибору, за якими перевіряється роз'єднувач наведені в таблиці 2.7

Таблиця 2.7 – Вибір роз'єднувача

Умови вибору	Розрахункові дані	Довідникові дані
$U_{РОБ.} \leq U_{НОМ.}$	$U_{РОБ.} = 10 \text{ кВ}$	$U_{НОМ.} = 35 \text{ кВ}$
$I_{РОБ.} \leq I_{НОМ.}$	$I_{РОБ.} = 36 \text{ А}$	$I_{НОМ.} = 3150 \text{ А}$
$I_{п.о} \leq I_{п.о \text{ дов.}}$	$I_{п.о} = 32 \text{ кА}$	$I_{п.о \text{ дов.}} = 50 \text{ кА}$
$i_y \leq i_y \text{ дов.}$	$i_y = 72 \text{ кА}$	$i_y \text{ дов.} = 125 \text{ кА}$
$I_{п.т} \leq I_{п.т \text{ дов.}}$	$I_{п.т} = 32 \text{ кА}$	$I_{п.т \text{ дов.}} = 50 \text{ кА}$
$i_{a.t} \leq i_{a.t \text{ дов.}}$	$i_{a.t} = 0,88 \text{ кА}$	$i_{a.t \text{ дов.}} = 35 \text{ кА}$
$V_{к.} \leq V_{к. \text{ дов.}}$	$V_{к.} = 148 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{к. \text{ дов.}} = 260 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Так як всі умови виконані приймаємо роз'єднувач РДЗ - 35/3150 НУХЛ1

2.5.3 Вибір розрядників

Розрядник – електричний апарат, призначений для обмеження перенапруг в електротехнічних установках та електричних мережах.

В електричне коло вводу (10 кВ) та за робочим струмом високої сторони $I_{РОБ.} = 36 \text{ А}$ вибираємо розрядник типу РДИП-10-IV УХЛ1

Умови вибору, за якими перевіряється розрядник, приведені в таблиці 2.8

Таблиця 2.8 – Вибір розрядника

Умови вибору	Розрахункові дані	Довідникові дані
$U_{\text{РОБ.}} \leq U_{\text{НОМ.}}$	$U_{\text{РОБ.}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ.}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{РОБ.}} \leq I_{\text{НОМ.}}$	$I_{\text{РОБ.}} = 36 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ.}} = 40 \text{ А}$
$I_{\text{П.0}} \leq I_{\text{П.0 ДОВ.}}$	$I_{\text{П.0}} = 32 \text{ кА}$	$I_{\text{П.0 ДОВ.}} = 90 \text{ кА}$
$i_y \leq i_y \text{ ДОВ.}$	$i_y = 72 \text{ кА}$	$i_y \text{ ДОВ.} = 300 \text{ кА}$
$I_{\text{П.t}} \leq I_{\text{П.t ДОВ.}}$	$I_{\text{П.t}} = 32 \text{ кА}$	$I_{\text{П.t ДОВ.}} = 90 \text{ кА}$
$i_{\text{a.t}} \leq i_{\text{a.t ДОВ.}}$	$i_{\text{a.t}} = 0,88 \text{ кА}$	$i_{\text{a.t ДОВ.}} = 1,6 \text{ кА}$
$V_{\text{к.}} \leq V_{\text{к.ДОВ.}}$	$V_{\text{к.}} = 148 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.ДОВ.}} = 200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Так як всі умови виконані, приймаємо розрядник РДИП-10-IV УХЛ1

2.5.4 Вибір трансформаторів струму

Трансформатор струму – вимірювальний трансформатор, в якому вторинна напруга за нормальних умов застосування, практично пропорційна первинній напрузі і у разі відповідного з'єднання, відрізняється від неї за фазою на кут, що приблизно дорівнює нулю.

В електричне коло вводу (10 кВ) та за робочим струмом високої сторони $I_{\text{РОБ.}} = 36 \text{ А}$ вибираємо трансформатор струму ТПЛ-НТЗ-10-11

Умови вибору за яким перевіряється трансформатор струму, приведені в таблиці 2.8

Таблиця 2.8 – Вибір трансформатора струму

Умови вибору	Розрахункові дані	Довідникові дані
$U_{\text{РОБ.}} \leq U_{\text{НОМ.}}$	$U_{\text{РОБ.}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ.}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{РОБ.}} \leq I_{\text{НОМ.}}$	$I_{\text{РОБ.}} = 36 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ.}} = 75 \text{ А}$
$I_{\text{П.0}} \leq I_{\text{П.0 ДОВ.}}$	$I_{\text{П.0}} = 32 \text{ кА}$	$I_{\text{П.0 ДОВ.}} = 40 \text{ кА}$
$i_y \leq i_y \text{ ДОВ.}$	$i_y = 72 \text{ кА}$	$i_y \text{ ДОВ.} = 80 \text{ кА}$
$I_{\text{П.t}} \leq I_{\text{П.t ДОВ.}}$	$I_{\text{П.t}} = 32 \text{ кА}$	$I_{\text{П.t ДОВ.}} = 40 \text{ кА}$

$i_{a.t} \leq i_{a.t \text{ дов.}}$	$i_{a.t} = 0,88 \text{ кА}$	$i_{a.t \text{ дов.}} = 1,5 \text{ кА}$
$B_{к.} \leq B_{к. \text{ дов.}}$	$B_{к.} = 148 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к. \text{ дов.}} = 360 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Так як всі умови виконані, приймаємо трансформатор струму ТПЛ-НТЗ-10-11 [13, 14].

2.6 Вибір низьковольтного обладнання

2.6.1 Вибір вимикача

В електричне коло вводу (0,4 кВ) та за робочим струмом низької сторони $I_{р.об.} = 831,4 \text{ А}$, вибираємо вимикач типу NS1000 n 3p+ micrologic 2.0

Умови вибору, за якими перевіряється обраний низьковольтний вимикач, приведені в таблиці 2.9

Таблиця 2.9 – Вибір вимикача

Умови вибору	Розрахункові дані	Довідникові дані
$U_{р.об.} \leq U_{ном.}$	$U_{р.об.} = 0,4 \text{ кВ}$	$U_{ном.} = 0,69 \text{ кВ}$
$I_{р.об.} \leq I_{ном.}$	$I_{р.об.} = 899 \text{ А}$	$I_{ном.} = 1000 \text{ А}$
$I_{п.о} \leq I_{п.о \text{ дов.}}$	$I_{п.о} = 27 \text{ кА}$	$I_{п.о \text{ дов.}} = 50 \text{ кА}$
$i_y \leq i_y \text{ дов.}$	$i_y = 63 \text{ кА}$	$i_y \text{ дов.} = 75 \text{ кА}$
$I_{п.t} \leq I_{п.t \text{ дов.}}$	$I_{п.t} = 27 \text{ кА}$	$I_{п.t \text{ дов.}} = 50 \text{ кА}$
$i_{a.t} \leq i_{a.t \text{ дов.}}$	$i_{a.t} = 0,88 \text{ кА}$	$i_{a.t \text{ дов.}} = 1,8 \text{ кА}$
$B_{к.} \leq B_{к. \text{ дов.}}$	$B_{к.} = 109 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к. \text{ дов.}} = 230 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Так як всі умови виконані, приймаємо вимикач типу NS1000 n 3p+ Micrologic 2.0

2.6.2 Вибір трансформатора струму

В електричне коло вводу (0,4 кВ) та за робочим струмом низької сторони $I_{р.об.} = 831,4 \text{ А}$, вибираємо трансформатор струму типу ТА540 1000/5

Умови вибору, за якими перевіряється обраний трансформатор струму, приведені в таблиці 2.10

Таблиця 2.10 – Умови вибору вимикача

Умови вибору	Розрахункові дані	Довідникові дані
$U_{\text{РОБ.}} \leq U_{\text{НОМ.}}$	$U_{\text{РОБ.}} = 0,4 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ.}} = 0,66 \text{ кВ}$
$I_{\text{РОБ.}} \leq I_{\text{НОМ.}}$	$I_{\text{РОБ.}} = 899 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ.}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{п.о дов.}}$	$I_{\text{п.о}} = 27 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о дов.}} = 35 \text{ кА}$
$i_y \leq i_y \text{ дов.}$	$i_y = 63 \text{ кА}$	$i_y \text{ дов.} = 70 \text{ кА}$
$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{п.т дов.}}$	$I_{\text{п.т}} = 27 \text{ кА}$	$I_{\text{п.т дов.}} = 35 \text{ кА}$
$i_{\text{a.t}} \leq i_{\text{a.t дов.}}$	$i_{\text{a.t}} = 0,88 \text{ кА}$	$i_{\text{a.t дов.}} = 0,9 \text{ кА}$
$V_{\text{к.}} \leq V_{\text{к. дов.}}$	$V_{\text{к.}} = 109 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к. дов.}} = 150 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Так як всі умови виконані, приймаємо трансформатор струму ТА540 1000/5 [15].

2.7 Розрахунок і вибір електрообладнання розподільчого пристрою

Вибір шин

У розподільчих пристроях вище 1000 В застосовуються шини з міді, алюмінію і сталі, що мають круглий, квадратний чи коробчастий переріз. Шина фази А фарбується в жовтий колір, В – в зелений, С – в червоний.

За робочим струмом низької сторони вибираємо плоскі мідні шини eriflex flexibar розмірами 10×32 мм з допустимим струмом $I_{\text{доп.}} = 2340 \text{ А}$ (рисунок 2.11), так, як виконується умова: $899 \text{ А} \leq 1450 \text{ А}$.

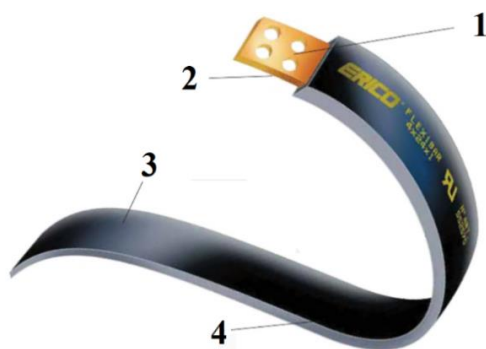


Рисунок 2.11 – Шина eriflex flexibar

Перелік елементів:

1) Кріпильні отвори робляться шляхом пробивання отворів безпосередньо у матеріал, що значно спрощує процес установки шини

2) Шина виготовляється з декількох шарів тонкого провідника – лудженої або електролітичної міді

3) Ізоляція ПВХ з високим електричним опором

4) Шина легко приймає необхідну форму, що спрощує процес збірки

Проведемо перевірку шин на динамічну стійкість.

Силу, що діє на шину середньої фази розраховуємо згідно формули:

$$F = 0,17 \cdot i_y^2 \cdot \frac{l}{a}, \quad \text{Н} \quad (2.29)$$

де

l – відстань між опорними ізоляторами однієї фази шин (приймаю 1 м.);

a – міжосьова відстань (приймаємо 0,44 метрів.);

$$F = 0,17 \cdot 63^2 \cdot \frac{1}{0,44} = 1533 \text{ Н};$$

Гнучкий момент розраховуємо згідно формули:

$$M = \frac{F \cdot l}{10}, \quad \text{Н} \cdot \text{м} \quad (2.30)$$

$$M = \frac{1533 \cdot 1}{10} = 153,3 \text{ Н} \cdot \text{м};$$

Розраховуємо момент опору шини, що до ізолятора кріпиться пліском згідно формули:

$$W_{\Pi} = \frac{b^2 \cdot h}{6}, \quad \text{м}^3 \quad (2.31)$$

де

b – товщина шини;

h – ширина шини.

$$W_{\Pi} = \frac{0,01^2 \cdot 0,032}{6} = 5,3 \cdot 10^{-7} \text{ м}^3;$$

Розраховуємо момент опору шини, що до ізолятора кріпиться на ребро згідно формули:

$$W_{\text{Р}} = \frac{h^2 \cdot b}{6}, \quad \text{м}^3 \quad (2.32)$$

$$W_p = \frac{0,032^2 \cdot 0,01}{6} = 1,7 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3;$$

Розраховуємо напругу в шині, що кріпиться пліском згідно формули:

$$\sigma_{\Pi} = \frac{M}{W_{\Pi}}, \text{ МПа} \quad (2.33)$$

$$\sigma_{\Pi} = \frac{153,3}{5,3 \cdot 10^{-7}} \approx 289 \text{ МПа}$$

Розраховуємо напругу в шині, що кріпиться на ребро згідно формули:

$$\sigma_p = \frac{M}{W_p}, \text{ МПа} \quad (2.34)$$

$$\sigma_p = \frac{153,3}{1,7 \cdot 10^{-6}} \approx 90,1 \text{ МПа}$$

На динамічну стійкість шина перевіряється за умовою:

$$\sigma \leq [\sigma_a] \quad (2.35)$$

де, $[\sigma_a]$ – максимальна механічна напруга, яку витримає мідна шина, 120 МПа.

Шина, при кріпленні до ізолятора пліском, не є динамічно стійкою, оскільки не виконується умова 2.35

$$289 \leq [120]$$

Шина, при кріпленні до ізолятора на ребро, динамічно стійка, оскільки виконується умова 2.35:

$$90,1 \leq [120]$$

Вибираємо шину, яка кріпиться до ізолятора ребром, бо вона задовольняє умову.

Отже, остаточно приймаємо мідні шини квадратного перерізу 10×32мм [8,16].

2.8 Вибір кабелів

Правильний вибір перерізу проводів та кабелів має велике значення. Переріз проводу з однієї сторони повинен бути таким, щоб він не нагрівався під впливом струму, який по ньому проходить; з другої сторони, при великому перерізі збільшуються затрати.

В даних розрахунках будуть обрані провідники с мідними жилами. Провідники з алюмінієвими жилами дешевші ніж мідні, але вони мають ряд незаперечних недоліків:

- окислюються на відкритому повітрі;
- більше схильні до механічних впливів;
- мають менший термін служби.

Також потрібно врахувати, що електрична провідність алюмінієвих провідників нижче ніж мідних, внаслідок чого, при однакових значеннях, у мідних проводів переріз буде менше. Це особливо важливо при прокладанні зовнішньої проводки.

Перетин або площа поперечного зрізу – це чи не найважливіший критерій для вибору проводів. Від нього залежить величина струму, що може безпечно протікати впродовж певного часу.

Занадто тонкий дріт буде нагріватися, що призведе до плавлення ізоляції. У результаті може статися коротке замикання, що призведе до загоряння чи інших проблем. Занадто товстий – буде дорожче коштувати, а з довжиною будуть рости неефективні витрати.

Отже, обираємо кабель для такої групи споживачів: «Розетки, опалення ГЩК №1,2», «Освітлення ГЩК», «Шафа АВР, АСКЕ, ввід 1», «Охолодження 2Т», «Освітлення ВРП-110 кВ», «Освітлення панелі 52». Для загальних розрахунків обираємо споживача «Освітлення ВРП-110 кВ»

Визначаємо робочий струм освітлення споживачів «ВРП-110 кВ» згідно формули:

$$I_{\text{роб.}} = K_{\text{зав.}} \cdot I_{\text{ном.}} , \quad (2.36)$$

$$I_{\text{роб.}} = 0,78 \cdot 10 = 7,8 \text{ А};$$

Для живлення освітлення ВРП-110 кВ приймаємо двухжильний провід в полівінілхлоридній ізоляції з мідними жилами котрі прокладаються в повітрі, з поперечним перерізом 1 мм^2 допустимим струмом 19 А

Провід за умовою нагрівання ми вибрали вірно, так, як виконується наступна нерівність:

$$I_{\text{роб.}} = 7,8 \text{ A} < I_{\text{доп.}} = 16 \text{ A};$$

Визначаємо активний опір одного кілометра проводу за допомогою формули:

$$r_0 = \frac{1000 \cdot p}{F} \text{ Ом/км} \quad (2.37)$$

$$r_0 = \frac{1000 \cdot 0,0178}{10} = 1,78 \text{ Ом/км}$$

Визначаємо втрату напруги в проводі за допомогою формули:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 100}{U_{\text{ном.}}} \cdot (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) \cdot I_{\text{роб.}} \cdot l; \quad \% \quad (2.38)$$

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 100}{400} \cdot (1,78 \cdot 0,96 + 0,0854 \cdot 0,27) \cdot 7,8 \cdot 0,03 = 0,17 \%$$

Падіння напруги не перевищує 5%. Це свідчить про те, що вибраний переріз проводу задовольняє умові:

$$\Delta U = 0,17 \% < [\Delta U] = 5\% \quad (2.39)$$

Обираємо кабель для такої групи споживачів: «Освітлення, обігрів, розетки, КРУН-10, комірки 6-12», «Прохідна». Для загальних розрахунків обираємо споживача «Прохідна»

Визначаємо робочий струм освітлення споживачів «Прохідна» згідно формули 2.36

$$I_{\text{роб.}} = 0,86 \cdot 28 = 24 \text{ A};$$

Для живлення споживача «Прохідна» приймаємо трьохжильний провід в полівінілхлоридній ізоляції з мідною жилою яка прокладається в повітрі, з поперечним перерізом $2,5 \text{ мм}^2$ допустимим струмом 25 А

Провід за умовою нагрівання ми вибрали вірно, так, як виконується наступна нерівність:

$$I_{\text{роб.}} = 24 \text{ A} < I_{\text{доп.}} = 25 \text{ A};$$

Визначаємо активний опір одного кілометра проводу за допомогою формули 2.37

$$r_0 = \frac{1000 \cdot 0,0175}{10} = 1,78 \text{ Ом/км}$$

Визначаємо втрату напруги в проводі за допомогою формули 2.38

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 100}{400} \cdot (1,78 \cdot 0,96 + 0,0854 \cdot 0,27) \cdot 24 \cdot 0,03 = 0,5 \%$$

Падіння напруги не перевищує 5%. Це свідчить про те, що вибраний переріз проводу задовольняє умові 2.39

$$\Delta U = 0,5 \% < [\Delta U] = 5\%$$

Обираємо кабель для споживача «Опалення і освітлення апаратів ГЩК»

Визначаємо робочий струм споживача «Опалення і освітлення апаратів ГЩК» згідно формули 2.36

$$I_{\text{роб.}} = 0,8 \cdot 55 = 44 \text{ А};$$

Для живлення «Опалення і освітлення апаратів ГЩК» приймаємо двухжильний провід в полівінілхлоридній ізоляції з мідними жилами котрі прокладаються в повітрі, з поперечним перерізом $6,0 \text{ мм}^2$ допустимим струмом 46 А

Провід за умовою нагрівання ми вибрали вірно, так, як виконується наступна нерівність:

$$I_{\text{роб.}} = 44 \text{ А} < I_{\text{доп.}} = 46 \text{ А};$$

Визначаємо активний опір одного кілометра проводу за допомогою формули 2.37

$$r_0 = \frac{1000 \cdot 0,0174}{10} = 1,78 \text{ Ом/км}$$

Визначаємо втрату напруги в проводі за допомогою формули 2.38

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 100}{400} \cdot (1,78 \cdot 0,94 + 0,0854 \cdot 0,33) \cdot 42 \cdot 0,03 = 1 \%$$

Падіння напруги не перевищує 5%. Це свідчить про те, що вибраний переріз проводу задовольняє умові 2.39

$$\Delta U = 1 \% < [\Delta U] = 5\%$$

Обираємо кабель для такої групи споживачів: «РПН трансформатора 2Т», «Майстерня», «Шафа електричної зварки, ВРП-35 кВ», «ВП-1», «Живлення АВР-0,4 п 36», «Освітлення ВРП-35 кВ», «Освітлення ВРП-110, комірки 14». Для загальних розрахунків обираємо споживача «Майстерня»

Визначаємо робочий струм споживача «Майстерня» згідно формули 2.36

$$I_{\text{роб.}} = 0,85 \cdot 92 = 78 \text{ А};$$

Для живлення споживача «Майстерня» приймаємо трохжильний провід в полівінілхлоридній ізоляції з мідними жилами котрі прокладаються в повітрі, з поперечним перерізом 16 мм^2 допустимим струмом 80 А

Провід за умовою нагрівання ми вибрали вірно, так, як виконується наступна нерівність:

$$I_{\text{роб.}} = 78 \text{ А} < I_{\text{доп.}} = 80 \text{ А};$$

Визначаємо активний опір одного кілометра проводу за допомогою формули 2.37

$$r_0 = \frac{1000 \cdot 0,0174}{10} = 1,78 \text{ Ом/км}$$

Визначаємо втрату напруги в проводі за допомогою формули 2.38

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 100}{400} \cdot (1,78 \cdot 0,85 + 0,0854 \cdot 0,52) \cdot 78 \cdot 0,03 = 2,1 \%$$

Падіння напруги не перевищує 5%. Це свідчить про те, що вибраний переріз проводу задовольняє умові 2.39

$$\Delta U = 2,1 \% < [\Delta U] = 5\%$$

Обираємо кабель для таких споживачів: «Обігрів. баки МВ комірки №6 ВРП-110 кВ, майстерня, рембаза», «п.51 Ввід 0,4». Для загальних розрахунків обираємо споживача : «Опалення баків МВ комірки №6, ВРП-110 кВ, майстерня, рембаза»

Визначаємо робочий струм споживача «Опалення баків МВ комірки №6, ВРП-110 кВ, майстерня, рембаза» згідно формули 2.36

$$I_{\text{роб.}} = 0,83 \cdot 210 = 174 \text{ А};$$

Для живлення споживача «Опалення баків МВ комірки №6, ВРП-110 кВ, майстерня, рембаза» приймаємо трьохжильний провід в полівінілхлоридній ізоляції з мідними жилами котрі прокладаються в повітрі, з поперечним перерізом 70 мм^2 допустимим струмом 175 А

Провід за умовою нагрівання ми вибрали вірно, так, як виконується наступна нерівність:

$$I_{\text{роб.}} = 174 \text{ А} < I_{\text{доп.}} = 175 \text{ А};$$

Визначаємо активний опір одного кілометра проводу за допомогою формули 2.37

$$r_0 = \frac{1000 \cdot 0,0174}{10} = 1,78 \text{ Ом/км}$$

Визначаємо втрату напруги в проводі за допомогою формули 2.38

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 100}{400} \cdot (1,78 \cdot 0,71 + 0,0854 \cdot 0,70) \cdot 174 \cdot 0,03 = 3 \%$$

Падіння напруги не перевищує 5%. Це свідчить про те, що вибраний переріз проводу задовольняє умові 2.39

$$\Delta U = 3 \% < [\Delta U] = 5\%$$

Якщо неправильно вибрати кабель, це може призвести до таких проблем:

- Перевантаження мережі - занадто тонкий кабель не зможе забезпечити достатню потужність для всіх підключених пристроїв, що може призвести до перевантаження мережі та зниження ефективності електроприладів.

- Підвищений опір - тонкий кабель має більший опір, що веде до втрати енергії у вигляді тепла та зниження напруги на кінцях ланцюга. Це може спричинити зниження продуктивності пристроїв і навіть їх поломку.

- Пожежна безпека - перегрів кабелю може призвести до займання ізоляції і до пожежі.

Отже правильно підібраний кабель забезпечує надійне та безпечне електропостачання, запобігає перевантаженню мережі та знижує ризик пожежі, також встановлює оптимальну передачу електроенергії, та забезпечує безпеку обладнання та людей [7,9].

3 Науково-дослідницька частина

3.1 Пропозиції модернізації трансформаторної підстанції

3.1.1 Впровадження підземного розташування трансформаторної підстанції

На сьогоднішній день стан війни диктує нові завдання для забезпечення безперебійного електропостачання, тому надійність системи є одним із пріоритетних завдань. Слід зауважити, що експлуатаційна надійність систем електропостачання значною мірою визначається надійністю роботи одного з основних її елементів – трансформаторних підстанцій.

Вирішенням цієї задачі може стати впровадження підземних трансформаторних підстанцій, що підвищить її захищеність (рисунок 3.1). Європейський досвід спорудження таких об'єктів показує, що за умови дотримання відповідних норм проектування та будівництва зазначених об'єктів стає можливим забезпечити їх подальшу надійну та безпечну експлуатацію. Перший етап при проектуванні підземних або частково заглиблених трансформаторних підстанцій це розробка надійного та зручного корпусу. На жаль в українських нормативних документах параметри корпусу трансформаторних підстанцій не нормуються, тому потрібно спиратися на європейський досвід.

Корпус трансформаторної підстанції складається з наступних основних елементів:

- 1) нижній монолітний бетонний блок приміщень, товщина стінки якого згідно європейських стандартів має бути не менше 200 мм;
- 2) внутрішня металева рама з місцями для розміщення трансформаторів та комірок розподільних пристроїв для посилення конструкції та надійного монтажу обладнання;
- 3) верхній монолітний бетонний блок приміщень з технологічними отворами для кабелів та вентиляційних шахт;
- 4) система вентиляційних каналів.

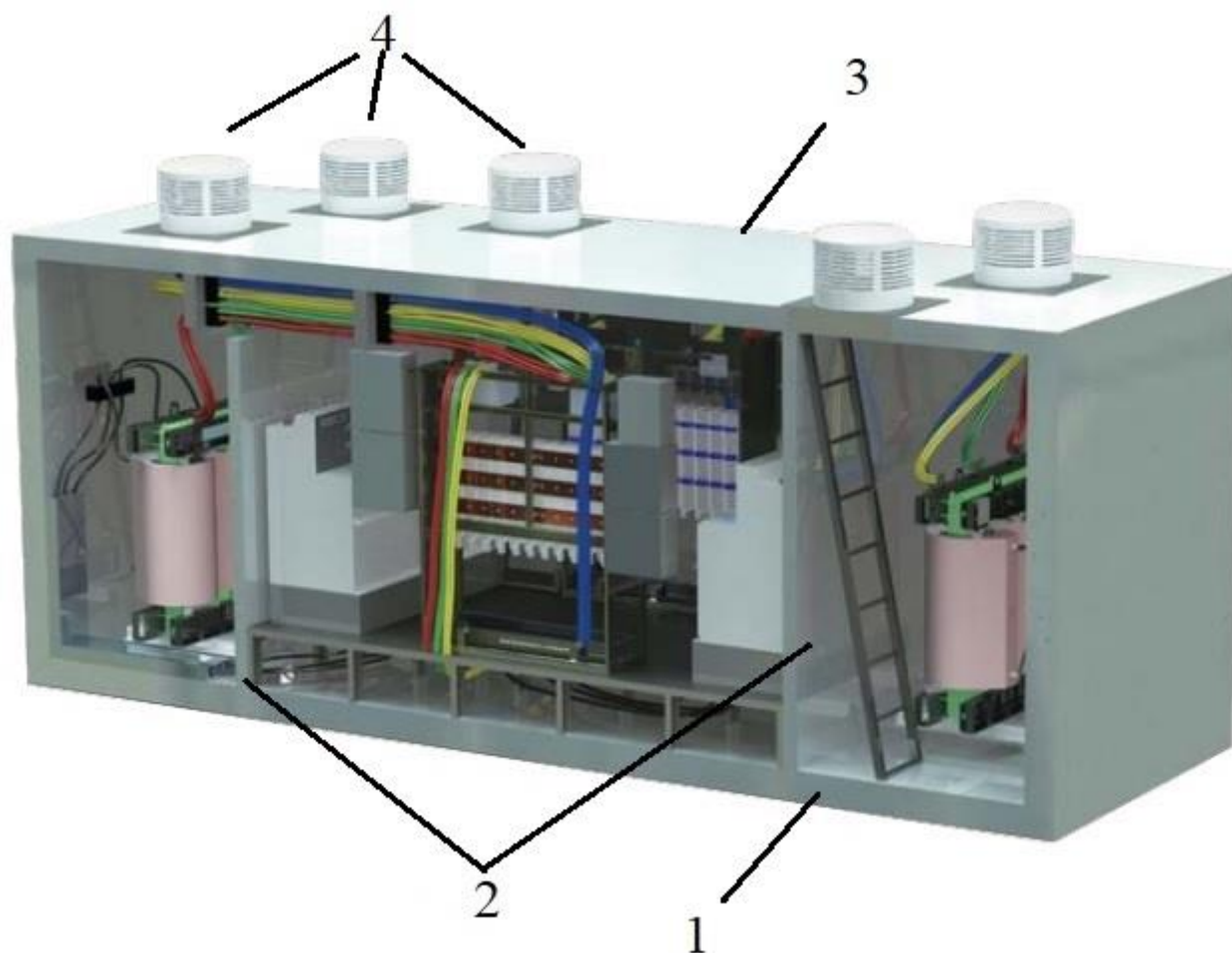


Рисунок 3.1 – Підземна трансформаторна підстанція

При виготовленні бетонних блоків використовується спеціальна технологія з застосуванням армованих бетонів які стійкі до вологи та низьких температур. Більшість електрообладнання монтується в блоки безпосередньо на заводі та транспортується на місце встановлення потужними трейлерами. Так як підземні трансформаторні підстанції не виділені в окрему групу в українських нормативних документах, на них поширюються ті ж вимоги що й на закриті розподільчі установки та підстанції.

Як вказано в правилах улаштування електроустановок (ПУЕ) такі трансформаторні приміщення розташовуються під територією на якій у межах їх площі одночасно можуть перебувати більше ніж 50 осіб та лише в разі використання сухих трансформаторів, або трансформаторів з негорючим, екологічно чистим наповненням.

Так як в даній магістерській роботі я обрав на заміну старого трансформатора трансформатор "ТСЛ Newton-500/10/0,4", який являється сухим, та з литою ізоляцією, це дозволяє встановити трансформатор під землю, не порушуючи правила ПУЕ.

Але ці правила впливають на габаритні розміри, оскільки для таких трансформаторів, встановлених всередині приміщень, нормуються відстані в просвіті від найбільш виступаючих частин:

- до задньої і бічних стін – 0,3 м для сухих трансформаторів потужністю до 0,63 МВА, і 0,6 м – для сухих трансформаторів більшої потужності;
- до полотна дверей або виступаючих частин стіни з боку входу – 0,6 м для сухих трансформаторів потужністю до 0,63 МВА; 0,8 м – для сухих трансформаторів потужністю від 0,63 МВА до 1,6 МВА і 1,0 м – для сухих трансформаторів потужністю понад 1,6 МВА.

Також ширина коридору обслуговування закритої розподільчої установки повинна забезпечувати зручне обслуговування установки. Потрібно щоб його ширина в просвіті між вертикальними площинами, проведеними через частини розподільчої установки, які максимально виступають, або приводи комутаційних апаратів розподільчої установки, повинна бути не менше ніж:

- 1,0 м – у разі одnobічного розташування устаткування;
- 1,2 м – у разі двобічного розташування устаткування.

Для того щоб мінімізувати площу розташування трансформатора, що є важливим аспектом в проектуванні підземних трансформаторних підстанцій, використовують двобічне розташування комірок розподільчої установки.

Потрібно взяти до уваги, що сухі трансформатори генерують більший рівень шумів, та допускаються до встановлення лише в точках мережі, де не буває атмосферних перенапруг. Раніше встановлення трансформаторної підстанції під землю в монолітному бетонному блоці нівелювали ці недоліки,

але в сучасній практиці набули поширеного використання трансформатори з литою ізоляцією.

Лита ізоляція обмоток виготовляється з епоксидної смоли, на основі біфенола необхідної в'язкості, що забезпечує високу якість просочення обмоток. Цей матеріал не має шкідливого впливу на навколишнє середовище.

Як результат обмотки не вимагають технічного обслуговування, вони вологостійкі а також стійкі до загорання та мають властивості самозатухання. Токсичні гази не виділяються навіть під дією лугових розрядів. До смоли додаються ангідридні затверджувачі з добавками для підвищення гнучкості. Такий тип затверджувача забезпечує чудові термічні та механічні властивості. Добавка, яка підвищує гнучкість, надає ізоляції необхідну пружність для попередження розтікання під час роботи устаткування.

Також до смоли домішується активний порошковий наповнювач, який складається з кремнезема та тригідрата алюмінія, це покращує механічну надійність ізоляції та покращує тепловіддачу. Оскільки такий тип трансформаторної підстанції має обмежену можливість до обслуговування, то пожежна безпека знаходиться на першому місці. Тригідрат алюмінія сприяє появі трьох наступних протипожежних ефектів, які можуть виникнути при обгоранні литої ізоляції (у випадку коли трансформатор знаходиться під дією вогню):

- поява відбиваючого вогнетривкого екрану з окису алюмінію (рис. 3.2);
- поява перешкоди з водяного пару (рис 3.3);
- підтримання температури нижче точки загорання (рис. 3.4). В результаті поєднання цих трьох властивостей відбувається негайне самогасіння трансформатора (рис. 3.5).



Рисунок 3.2 – Відбиваючий екран з оксиду алюмінію



Рисунок 3.2 – Поява перешкоди у вигляді водяної пари

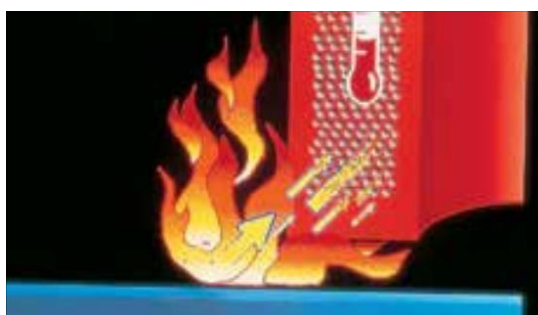


Рисунок 3.3 – Підтримання температури нижче точки загорання

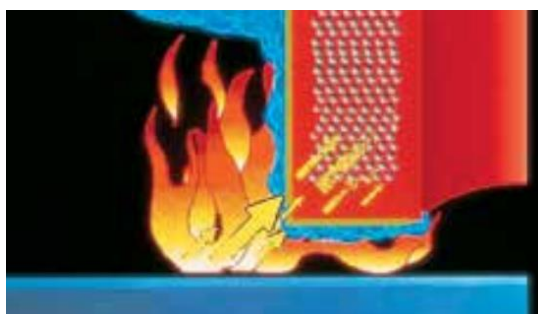


Рисунок 3.4 – Поєднання трьох ефектів



Рисунок 3.5 – Самогасіння трансформатора

Як висновок по розділу можна сказати, що трансформатори з литою епоксидною ізоляцією мають чудові показники пожежної безпеки, високу надійність, простоту експлуатації а також не вимагають великої площі для встановлення. Обмотки таких трансформаторів можна змонтувати чи замінити прямо на місці встановлення трансформатора, а також вони не потребують окремих систем для підтримання їх в робочому стані. Всі ці показники роблять трансформатори з литою ізоляцією ідеальним варіантом для встановлення в підземних трансформаторних підстанціях [17, 18].

3.1.2 Дослідження енергозбереження на трансформаторних підстанціях та способи оптимізації енергоспоживання

При розгляді стратегії підвищення енергетичної ефективності будь-якого процесу слід пам'ятати, що енергетична ефективність, як одна з ключових категорій будь-якої економічної системи, має мультиплікативний ефект, а саме: чим вища енергоефективність у початкових секторах технологічного ланцюжка, тим ефективніший увесь ланцюг у сукупності. Найбільше значення мають характеристики енергоефективності у паливно-енергетичному комплексі, зокрема, в електромережевому комплексі. Адже, зрештою, втрачена електроенергія — це втрачена продукція, ненадані послуги тощо. Тому одна з ланок електромережевого комплексу — трансформаторна підстанція, разом із встановленими силовими трансформаторами, має стати предметом пильного аналізу при виробленні та впровадженні стратегії підвищення енергоефективності при транспортуванні та розподіл електричної енергії.

Для початку проаналізуємо, які процеси споживають більше енергії на трансформаторних підстанціях. Основними джерелами втрат енергії є: неефективна робота трансформаторів, автотрансформаторів та реакторів, а також втрати у кабелях та інших електричних пристроях.

Існують різні технічні рішення та інноваційні технології, які дозволяють скоротити витрати енергії на трансформаторних підстанціях. Одним із таких рішень є використання енергоефективних трансформаторів, які мають вищу ККД та споживають менше електроенергії. Також можна встановити сучасні регулюючі пристрої, які дозволяють ефективно контролювати споживання енергії на підстанції та оптимізувати роботу обладнання. Крім того, використання автоматичних систем керування енергоспоживанням може призвести до значної економії енергії.

Важливо розуміти, що реалізація енергозберігаючих заходів у трансформаторних підстанціях потребує комплексного підходу та врахування багатьох факторів. Але за правильного підходу до цього питання можна досягти значної економії енергії та підвищення ефективності роботи обладнання.

При вирішенні завдань підвищення енергоефективності трансформаторних підстанцій можна виділити пряме та зворотне завдання.

Пряме завдання полягає у розрахунку оптимального завантаження трансформатора при відомих втратах холостого ходу та короткого замикання. Таке завдання завжди вирішується оперативним персоналом електромереж при розподілі навантаження між трансформаторними підстанціями електромережі. Можна отримати значення коефіцієнта завантаження пошуком екстремуму вираження залежності вартості трансформації електроенергії (як правило, за рік). Отриманий в цьому випадку коефіцієнт завантаження є оптимальним з точки зору вартості трансформації електроенергії, -економічно оптимальний коефіцієнт завантаження обумовлений як вартістю трансформатора та його обслуговування, так і його конструкцією. Якщо обчислювати оптимальний коефіцієнт завантаження пошуком екстремуму

виразу для коефіцієнта енергоефективності, ми отримаємо технічно (конструкційно) оптимальний коефіцієнт завантаження, що характеризує умову передачі через трансформатор максимуму електроенергії, обумовлений тільки конструкцією трансформатора.

Зворотним завданням раціональної експлуатації трансформаторної підстанції є завдання розрахунку втрат холостого ходу і короткого замикання, що забезпечують енергоефективність трансформації електроенергії при заданому навантаженні. Зворотне завдання підвищення енергоефективності трансформатора має вирішуватися, коли при проектуванні електропостачання об'єкта завантаження трансформаторів або заздалегідь відоме, або змінюватиметься з часом. Така ситуація, зокрема, характерна для проведення заміни трансформаторів, що виробили ресурс. Або, навпаки, при організації електропостачання житлового мікрорайону, що будується.

Можна виділити три заходи для покращення енергозбереження:

1) Примусові заходи — законодавчо закріплені норми та ініціативи, які впроваджуються зверху. Ці рішення найбільш популярні у країнах Європи, де населення та виробники підтримують обов'язкові державні програми;

2) Стимулюючі заходи мають вплив на виробника. У країнах, які активно використовують цей метод, у хід йдуть інструменти фінансового стимулювання, а також PR-інструменти. Прорахувати економічну ефективність подібних рішень складніше, ніж у випадку з державною програмою, проте середній рівень енергозбереження у межах зазначених країн є досить високим;

3) Просвітницькі заходи мають на увазі вплив на безпосереднього споживача, формування нової споживчої культури, заснованої на дбайливому природокористуванні та свідомому виборі енергозберігаючих технологій.

Отже, якщо згрупувати вище описані групи та рішення можна отримати наступні організаційні та технічні заходи по енергозбереженню:

I Технічні заходи:

1) Системи електропостачання:

- Встановлення вимикачів навантаження перед введенням силових трансформаторів;
- Усунення дефектів комутаційного та електросилового обладнання;
- Заміна високовольтних масляних вимикачів на вакуумні;
- Заміна застарілих трансформаторів на сучасні;
- Зниження втрат електроенергії у кабельних мережах;
- Зниження втрат електроенергії шляхом покращення коефіцієнта потужності;
- Збільшення коефіцієнтів завантаження електроприймачів та трансформаторних підстанцій та обмеження їх холостого ходу;
- Підтримка номінальних рівнів напруги у мережах;
- Рівномірний розподіл навантажень за фазами;
- Оснащення систем електропостачання системами моніторингу споживання електричної енергії;
- Скорочення кількості особистих побутових приладів (кип'ятильників, кавоварок, електрочайників та ін.);
- Оптимізація часу використання оргтехніки;
- Застосування частотного регулювання насосів систем водопостачання;
- Використання енергозберігаючих конфорок на кухонних електричних плитах;
- Установка терморегуляторів на системи електричного опалення.

2) Системи освітлення:

- Зниження витрати електроенергії на цілі освітлення шляхом реконструкції існуючої системи освітлення за рахунок встановлення енергоефективних джерел світла;
- Скорочення області застосування світильників з лампами розжарювання та їх заміна на світильники з люмінесцентними лампами;

- Заміна люмінесцентних ламп старої модифікації на лампи нового покоління меншої потужності;
- Заміна традиційних систем освітлення на світлодіодні;
- Заміна електромагнітних пускорегулюючих пристроїв у люмінесцентних ламп на більш надійні та економічні електронні;
- Забарвлення стін приміщень у світліші тони;
- Децентралізація включення освітлення за рахунок встановлення кількох вимикачів та розподілу площі освітлення на необхідні зони.

3) Системи вентиляції

- Оптимізація роботи вентиляційних систем;
- Відключення вентиляційних установок під час обідніх перерв та у неробочий час;
- Застосування блокування вентилятора повітряних завіс з механізмами відчинення дверей;
- Заміна застарілих вентиляторів з низьким ККД на сучасні з вищим ККД;
- Заміна застарілих приводів вентиляційних установок з низьким ККД на сучасні з вищим ККД;
- Застосування частотного регулювання швидкості обертання;
- Застосування пристроїв автоматичного регулювання та керування вентиляційними установками залежно від температури зовнішнього повітря.

4) Електротехнічне обладнання:

- Впровадження зварювальних інверторів з мікропроцесорними схемами керування;
- Мінімізація втрат електроенергії у зварювальному устаткуванні під час обриву дуги;
- Модернізація випрямних агрегатів гальванічної ділянки;
- Використання установок високотемпературного нагрівання шихти.

- Будівельні та огорожувальні конструкції будівлі;
- Зниження теплових втрат тепла через віконні отвори шляхом встановлення третього скла або плівки ПВХ у міжрамному просторі вікон;
- Зниження теплових втрат тепла через віконні отвори шляхом встановлення низькоемісійних тепловідбивних плівок на шибки;
- Додаткове скління стільниковим полікарбонатом;
- Поліпшення теплової ізоляції фасадів, перекриттів, стін, підлог та дахів, покрівлі тощо;
- Зниження теплових втрат тепла шляхом закладення міжпанельних та компенсаційних швів;
- Гідрофобізація стін (гідрофобне покриття стін).

II Організаційні заходи:

1) Організаційні заходи:

- Призначення відповідальної особи за забезпечення заходів щодо енергозбереження;
- Навчання в галузі енергозбереження та підвищення енергетичної ефективності персоналу, відповідального за забезпечення заходів щодо енергозбереження;
- Матеріальне стимулювання персоналу на енергозбереження;
- Вдосконалення порядку роботи установи та оптимізація роботи систем освітлення, вентиляції, водопостачання;
- Введення графіків включення та відключення систем освітлення, вентиляції, теплових завіс та ін;
- Нормування витрати енергоресурсів;
- Призначення осіб, відповідальних за контроль включення та відключення систем;
- Організація роботи з експлуатації світильників, їх чищення;
- Проведення роз'яснювальної роботи з учнями та співробітниками з питань енергозбереження;
- Агітаційна робота з питань енергозбереження;

- Розробка та введення в дію системи заохочення працівників установи за дії, спрямовані на енергозбереження;
- Підвищення технічних знань у питаннях енергозбереження окремих категорій працівників установ;
- Створення системи енергоменеджменту.

Як висновок можна сказати, що скорочення витрат електроенергії на трансформаторних підстанціях може бути досягнуто при комплексному підході до цього питання та врахування безлічі факторів, починаючи від вибору високоефективних трансформаторів і закінчуючи навчанням персоналу правильного використання обладнання. Такі підходи не лише дозволять знизити витрати на електроенергію, а й покращити роботу трансформаторних підстанцій та підвищити їхню ефективність [19, 20].

3.1.3 Дослідження впливу трансформаторної підстанції та засобів захисту

Усі електроустановки, включаючи трансформаторні будки, потенційно небезпечні для людей. Але панікувати під час перебування біля таких установок не слід. Важливо чітко усвідомлювати, яким чином трансформаторна підстанція та аналогічні установки можуть впливати на людину.

Основним її елементом є понижувальний трансформатор. Він необхідний зниження значення напруги, що надходить від високовольтних ліній електропередач. При цьому напруга зменшується до значення, необхідного кінцевого споживача, наприклад, 380 вольт;

Представимо головні фактори безпеки, які можуть призводити до появи загрози життю людини або завдати шкоди її здоров'ю:

- Трансформатор під час роботи відрізняється високим рівнем шуму. Серйозних наслідків цей фактор не викликає, але іноді призводить до дискомфорту;
- Навколо трансформаторної будки спостерігається електромагнітне випромінювання. Регулярна його дія на людину може значно погіршити стан

здоров'я та спровокувати появу різноманітних захворювань, включаючи і онкологічні;

- За аварійної ситуації спрацьовує захисне заземлення. Якщо у захисних системах станеться відмова, може виникнути ефект крокового напруги. У цьому випадку людина, яка намагатиметься швидко йти або бігти, щоб вийти за межі небезпечної ділянки, ризикує отримати сильний удар струмом. Іноді це може призвести до смерті;

- Будь-які електричні установки мають підвищену пожежну небезпеку. Особливо це стосується обладнання, в якому використовується маслом.

- Якщо житлові будинки досить близько розташовані по відношенню до трансформаторних будок, потрібно вжити певних заходів безпеки для захисту свого здоров'я. Хоча реальна небезпека проявляється лише у виняткових ситуаціях.

Потрібно підкреслити, що панікувати не потрібно, оскільки встановлення всіх трансформаторних будок здійснюється згідно з діючими будівельними та санітарними нормами. Власники підстанцій та особи, які здійснюють їх монтаж, намагаються суворо дотримуватись вимог нормативних документів. У таких документах описано вимоги, які пред'являються до встановлення трансформаторних будок. Дані вимоги враховують безпеку людей при дії на них шумів та електромагнітних полів.

Розглянемо лише основні небезпечні чинники, які можуть вплинути на здоров'я людини або створити загрозу її життю:

- Електромагнітне випромінювання, яке при постійному тривалому впливі на організм може стати причиною погіршення самопочуття та виникнення різних захворювань, у тому числі онкологічних.

- Підвищений рівень шуму, що створюється трансформатором при роботі, який до важких наслідків зазвичай не призводить, але може спричинити дискомфортні відчуття.

- Підвищена пожежна небезпека, властива будь-якому електрообладнанню, особливо з масляним наповненням.

- Застосування захисного заземлення в аварійних ситуаціях у разі відмови захисних систем може стати причиною появи такого ефекту, як крокова напруга. При цьому людина, яка намагається бігом залишити небезпечну зону, ризикує отримати відчутний удар струмом, у тому числі з летальними наслідками.

Основний спосіб уникнути негативного впливу – збільшення відстані від житлових об'єктів до місця встановлення трансформаторної підстанції. Діють такі нормативи:

- Мінімальна відстань від трансформаторних кіосків до житлових будівель має бути не менше 10 м. При цьому безпечною вважається відстань 3-4 м, тобто показник взятий із триразовим запасом.

- За пожежною безпекою це значення збільшується до 16/20/24 м для будівель 1 та 2/3/4 та 5 ступеня вогнестійкості відповідно.

- Допустимий рівень шуму на прибудинковій території не повинен перевищувати 70 та 60 дБ у денний та вечірній час відповідно. Графік допустимого рівня шуму зображено на рисунку 3.6 [21].

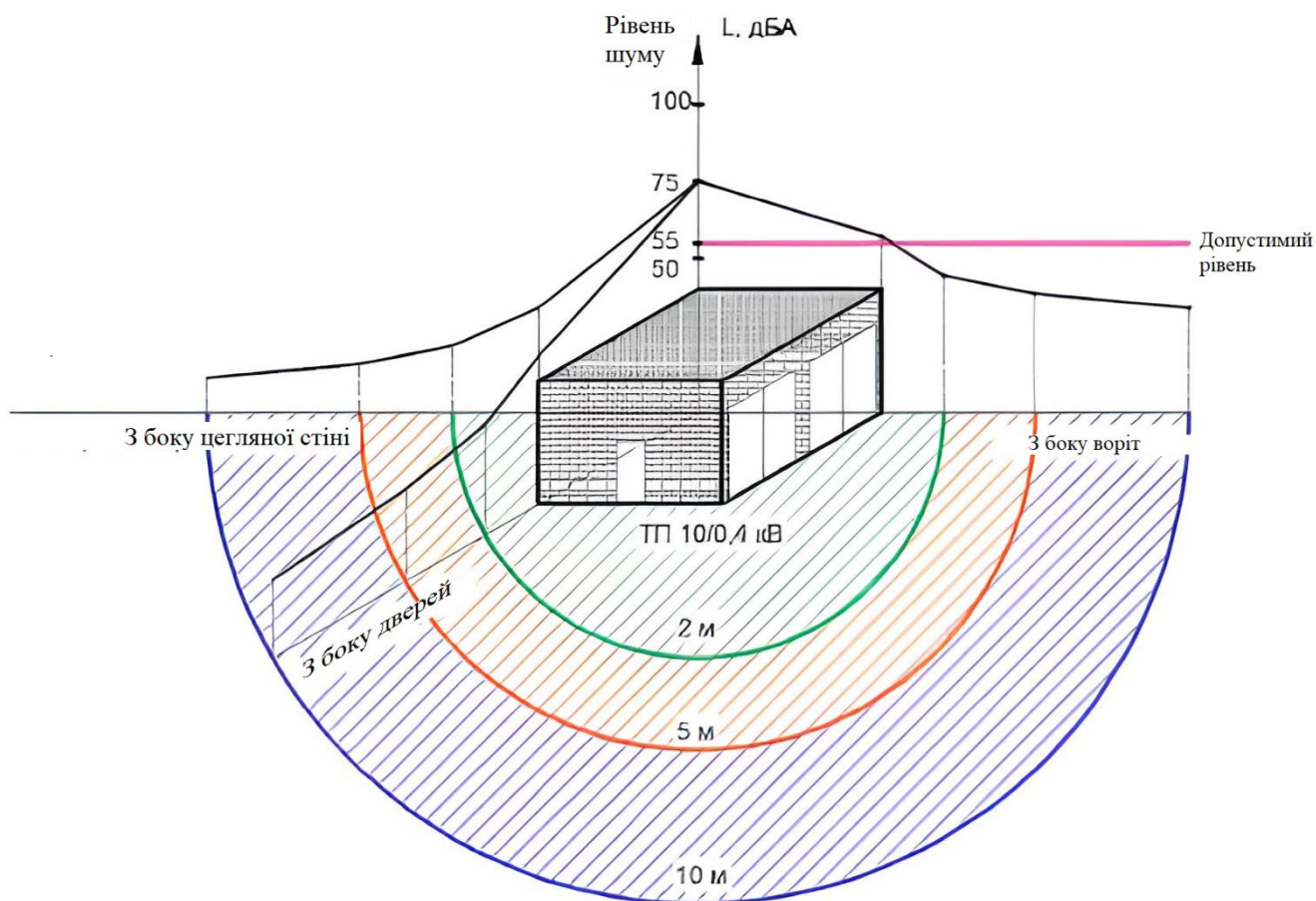


Рисунок 3.6 — Допустимий рівень шуму

3.2 Дослідження трансформаторної підстанції з двохпіддіапазонним реакторно-тиристорним регулюючим пристроєм

Розглянемо проблему, пов'язану із завантаженням електричних мереж реактивною потужністю та живленням промислових споживачів напругою низької якості. Для вирішення цих проблем пропонуємо встановити пристрій на основі реакторно-тиристорних ключів на високій стороні трансформаторної підстанції, яка разом із конденсаторними батареями підвищить пропускну спроможність електричних мереж та вирівняє напругу у споживачів.

Для розширення функціональних можливостей реакторно-тиристорних ключів існує спосіб управління, що забезпечує двопіддіапазонне безперервне регулювання напруги у споживачів з покращеною формою напруги навантаження та струму мережі, а також безударне включення трансформаторної підстанції під навантаженням та відключення її без

виникнення електричної дуги на механічних контактах електричних апаратів. Для дослідження пропонуваного пристрої у комплекті з трансформаторною підстанцією виконано низку дослідів на математичній моделі в середовищі MatLab.

Аналіз результатів цих дослідів у стаціонарних та динамічних режимах роботи показав доцільність застосування розроблених технічних рішень для системи промислового електропостачання. Осцилограмами фізичних процесів на моделі показано, що при зміні напруги в мережі та струму навантаження пристрій забезпечує стабільну напругу у споживачів на необхідному рівні, не створюючи при цьому зсуву фази струму мережі щодо напруги.

Запропонований спосіб та пристрій для його реалізації на основі реакторно-тиристорних ключів та конденсаторної батареї дозволяють при стабілізації напруги у споживачів зберігати синусоїдність форми струму в силовому трансформаторі та в мережі.

Існуючі трансформаторні підстанції промислових підприємств оснащуються електричними апаратами з механічними контактами, які не забезпечують безударного включення силового трансформатора, вимкнення його без дуги на контактах вимикача та безперервне регулювання напруги на вході силового трансформатора та у споживачів електроенергії.

До недоліків також слід віднести і те, що застосування на існуючих трансформаторних підстанціях конденсаторних батарей створює додаткові втрати у системі електропостачання від флуктуацій фази струму мережі при відхиленнях і коливаннях напруги у мережі.

Мета модернізації — покращити енергетичні показники електропередачі за рахунок розширення функціональних можливостей та регульовальних властивостей трансформаторної підстанції.

Для досягнення поставленої мети поставимо такі цілі:

- Математичне моделювання трансформаторної підстанції із застосуванням реакторно-тиристорних ключів та конденсаторних батарей для регулювання напруги та компенсації реактивної потужності.

- Дослідження фізичних процесів та пошук технічних рішень для покращення енергетичних та регулювальних характеристик трансформаторної підстанції.

- Проведення чисельних експериментів на математичній моделі із застосуванням нового технічного рішення для трансформаторної підстанції.

Робота виконувалася в декілька етапів:

1) Розробка пристрою.

Запропонований пускорегулюючий пристрій включається між високовольтним мережевим вимикачем Q1 і первинною обмоткою силового трансформатора підстанції.

Запропонована схема пристрою у складі трансформаторної підстанції наведена на рис. 3.7. Вона містить трифазну мережу G, лінію електропередачі W, основний високовольтний вимикач Q1 на вході трансформаторної підстанції, додатковий високовольтний вимикач Q2 в ланцюзі БК, основні VS1 і додаткові VS2 тиристорні ключі з системою управління СУ, які для застосування у високовольтних ланцюгах виконані, контактор AC, основний LR1 та додатковий LR2 реактори, трансформатор ТСТІ та активно-індуктивне навантаження Z.

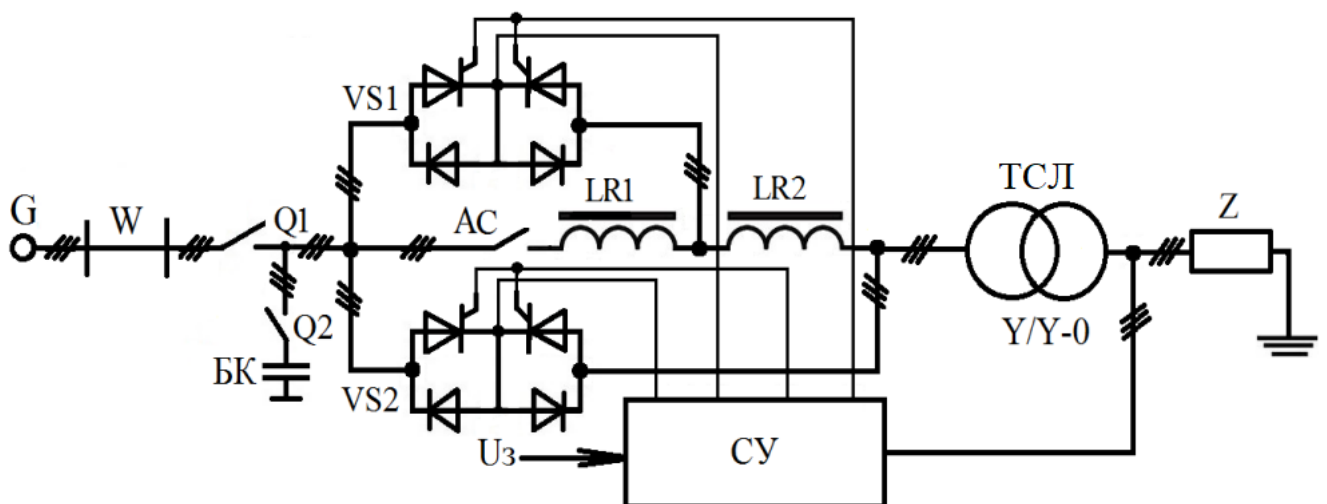


Рисунок 3.7 - Функціональна схема трансформаторної підстанції з запропонованим пристроєм

Включення трансформатора ТСЛ проводять при повністю вимкнених додаткових ключах тиристорних VS2. При цьому спочатку двома основними тиристорними ключами VS1 через додатковий реактор LR2 підключають дві фази його первинної обмотки до відповідних фаз мережі G в момент переходу фазної напруги третьої фази мережі G через нуль, потім третім основним тиристорним ключем VS1 підключають третю фазу первинної обмотки трансформатора ТСЛ до третьої фази мережі в момент переходу лінійної напруги двох інших фаз мережі через нуль. На завершення процесу включення трансформатора ТСЛ з одночасною підготовкою підстанції до регулювання напруги, паралельно повністю відкритим основним тиристорним ключам VS1 за допомогою трифазного контактора AC підключають основний реактор LR1. Потім при зміні провідного стану тиристорів починають процес регулювання напруги як вгору, так і вниз щодо напруги мережі. Верхня межа задається коефіцієнтом трансформації силового трансформатора, а нижня межа – опором реактора.

Пропонований спосіб управління реакторно-тиристорними ключами забезпечує регулювання напруги на вході силового трансформатора щодо напруги мережі та у споживачів між заданими межами регулювання: максимальним та мінімальним, розділеними номінальним рівнем. Максимальна межа регулювання напруги на навантаженні силового трансформатора задають коефіцієнтом трансформації трансформатора ТСЛ при повністю вимкнених основних ключах VS1 та повністю включених додаткових тиристорних ключах VS2 при зниженій напрузі в мережі G. Додаткові тиристорні ключі VS2 в цей момент шунтують основний LR1 та додатковий LR2 реактори в ланцюгу первинної обмотки трансформатора ТСЛ.

Номінальний рівень напруги на навантаженні забезпечується при повністю включених основних ключах VS1, які шунтують основний реактор LR1, та повністю вимкнених додаткових тиристорних ключах VS2 при номінальній напрузі мережі G та номінальному навантаженні Z. Мінімальна межа регулювання на навантаженні задають сумарним опором основний LR1

та додатковий LR2 реактор при повністю закритих основних VS1 та додаткових VS2 тиристорних ключах при підвищеній напрузі в мережі G та номінальній навантаженні Z. Спосіб також передбачає поділ діапазону регулювання напруги на два піддіапазони: верхній і нижній. Верхній піддіапазон регулювання знаходиться між максимальною межею та номінальним рівнем, а нижній між номінальним рівнем та мінімальною межею регулювання напруги. При роботі між верхнім і нижнім піддіапазонами регулювання напруги введена зона нечутливості зміну провідного стану як основних, так і додаткових тиристорних ключів, при якій відхилення напруги на навантаженні як вгору, так і вниз від номінального рівня не перевищують допустимих значень. Зміною провідного стану додаткових тиристорних ключів VS2 здійснюється регулювання напруги в нижньому піддіапазон від проміжного (номінального) рівня до мінімальної межі регулювання, а зміною провідного стану основних тиристорних ключів VS1 проводиться регулювання напруги у верхньому піддіапазоні від проміжного (номінального) до максимальної межі регулювання напруги. Вимкнення трансформатора ТСЛ підстанції без виникнення електричної дуги та комутаційних перенапруг виробляють наступним чином:

Перед вимкненням силового трансформатора спочатку знімаються імпульси з додаткових тиристорних ключів VS2. Потім основні тиристорні ключі VS1 переводять у повністю відкритий стан та обнулюють струм через контакти трифазного контактора AC та основного реактора LR1. Потім трифазним контактором AC відключають знеструмлений основний реактор LR1 без виникнення електричної дуги та перенапруг. На завершальній операції способу знімають керуючі імпульси з основних тиристорних ключів VS1 з природною комутацією і вони вимикаються природним шляхом без втрат комутацій. Трансформаторні підстанції з пускорегулюючими пристроями призначають замість трансформаторних підстанцій з механічним регулюванням напруги типу регулятор напруги під навантаженням.

Для дослідження відомої та нової схеми трансформаторної підстанції розроблено програмний комплекс у середовищі MatLab.

2) Результати досліджень трансформаторної підстанції з реакторно-тиристорних ключів та конденсаторних батарей. Дослідження фізичних процесів трансформаторної підстанції у комплекті з реакторно-тиристорними ключами та конденсаторними батареями виконані на математичній моделі. Під час моделювання розглянуто такі процеси:

- При живленні трансформаторної підстанції напругою трьох рівнів: максимальному, номінальному та мінімальному. Результати цих досліджень наведено на рис 3.8

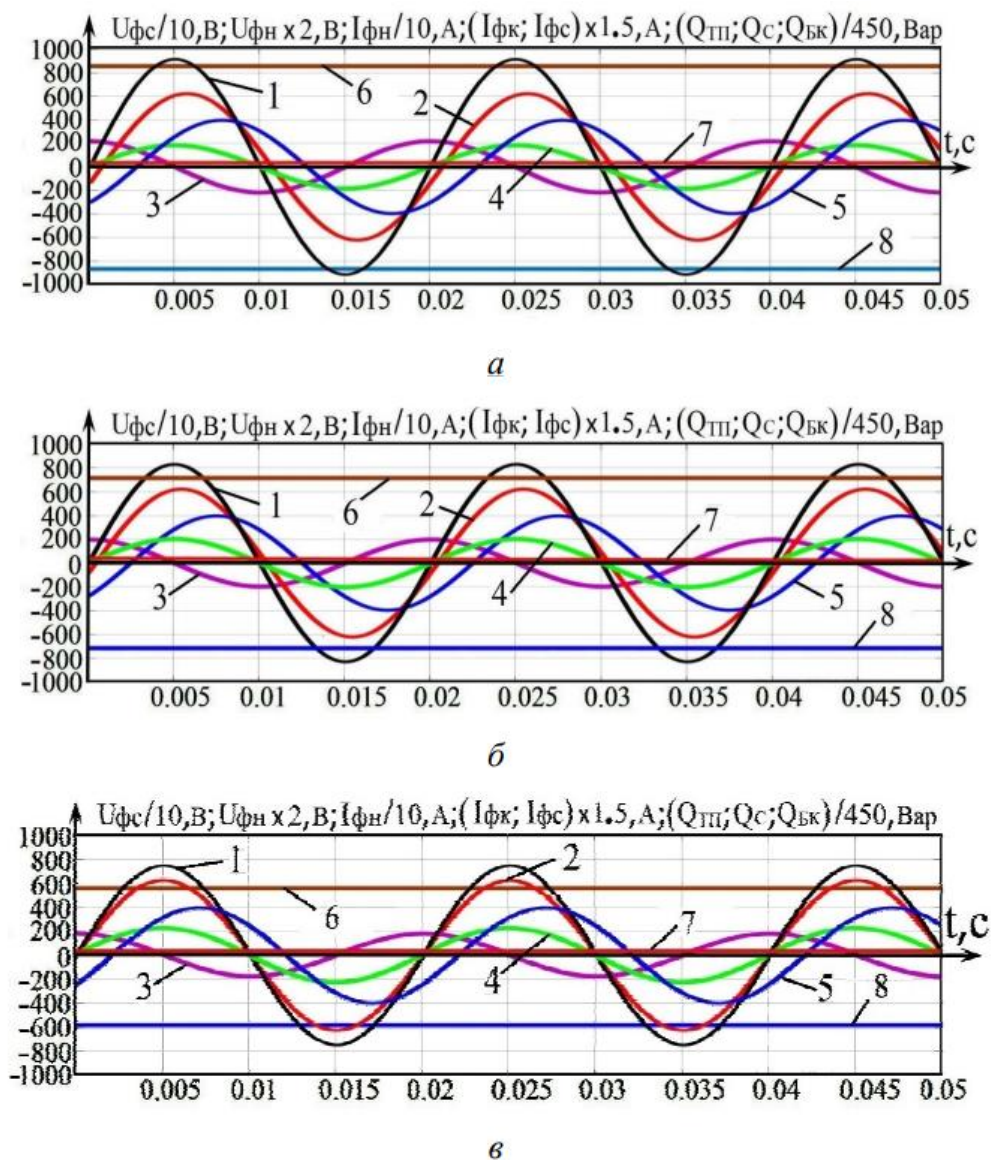


Рис. 3.8 - Осцилограми струмів та напруги при різних рівнях напруги мережі: максимальному (а), номінальному (б) та мінімальному (в)

- При роботі трансформаторній підстанції у верхньому та нижньому піддіапазонах регулювання напруги. Осцилограми цих досліджень наведено на рис. 3.9.

На осцилограмах (рис. 3.8 і 3.9) введені такі позначення: 1 і 2 - фазні напруги мережі та навантаження; 3, 4 і 5 - фазні струми конденсатора, мережі та навантаження; 6, 7 та 8 - реактивні потужності трансформаторної підстанції Q_{TH} комплекті з реакторно-тиристорними ключами, мережі Q_c та конденсаторної батареї $Q_{\text{БК}}$. Підвищення (зниження) напруги в мережі призводить до підвищення (зниження) напруги у споживачів та зростання (зниження) генерованої реактивної потужності конденсаторних батарей. За допомогою реакторно-тиристорних ключів на вході трансформаторної підстанції регулюються індуктивний опір реакторів та падіння напруги на них. Залежно від величини позитивних та негативних відхилень напруги на вході підстанції необхідно індивідуально вибирати опір основного та додаткового реакторів. Це сприяє досягненню високої якості напруги на навантаженні.

Слід звернути увагу, що реактивна потужність конденсаторів залежить від зміни величини напруги живлення, і на те, що в процесі стабілізації напруги у споживачів за допомогою тиристорів регулюється індуктивний опір реакторів. При підвищенні (зниженні) напруги в мережі відбувається збільшення (зменшення) індуктивного опору реакторів, зміна нейтралізує реактивної потужності конденсаторів і фази струму мережі. Це одна із чудових властивостей запропонованого пристрою. На осцилограмах (рис. 3.9) показано регулювання напруги у верхньому та нижньому піддіапазонах.

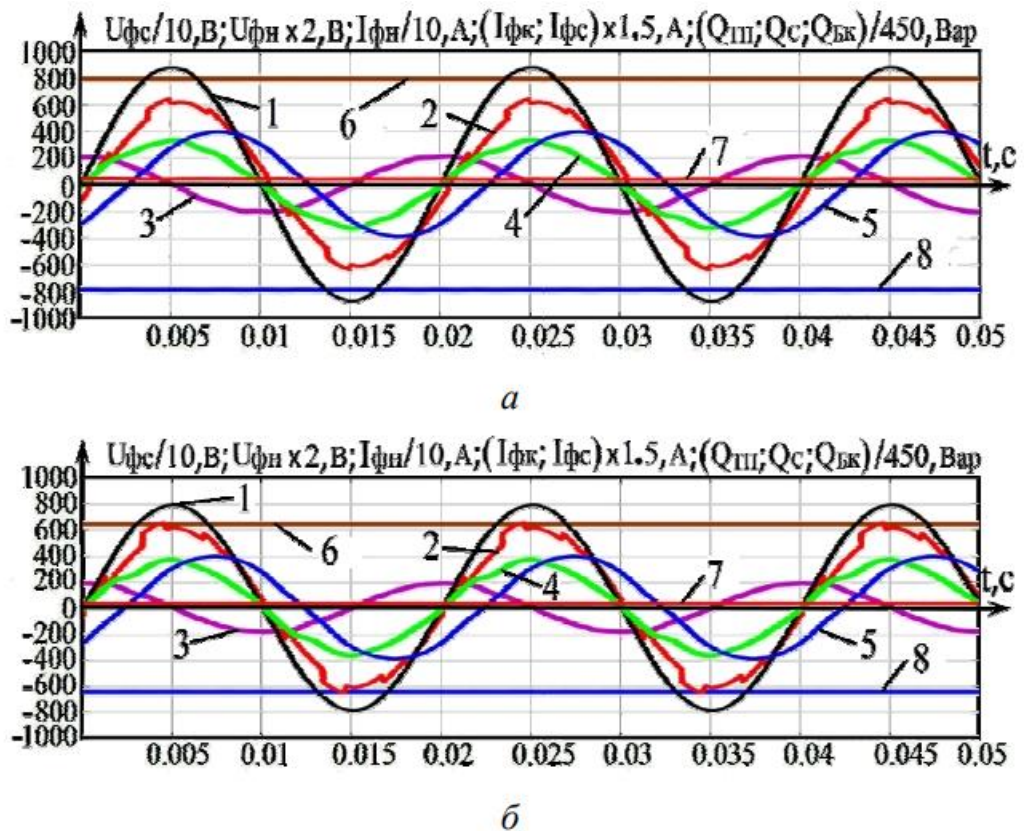


Рисунок 3.9. Осцилограми струмів і напруги у верхньому (а) та нижньому (б) піддіапазонах регулювання напруги

Аналізуючи ці осцилограми, видно, що форма струму мережі спотворюється незначно, а його фаза збігається з напругою мережі, що обумовлює високу ефективність споживання електроенергії трансформаторною підстанцією. Реакторно-тиристорні ключі призначаються не тільки для регулювання напруги трансформаторної підстанції, але й для безударного включення силових трансформаторів під навантаженням та вимкнення без виникнення дуги на контактах високовольтних вимикачів. Дослідженнями реакторно-тиристорних ключів встановлено, що регулювання напруги на високій стороні трансформаторної підстанції не має негативного впливу на форму струму мережі. Результати цього дослідження проілюстровано на рис. 3.10 при наступних позначеннях: 1 та 2 – фазні струми мережі та додатковий реактор; 3 - фазний струм основного тиристорного ключа.

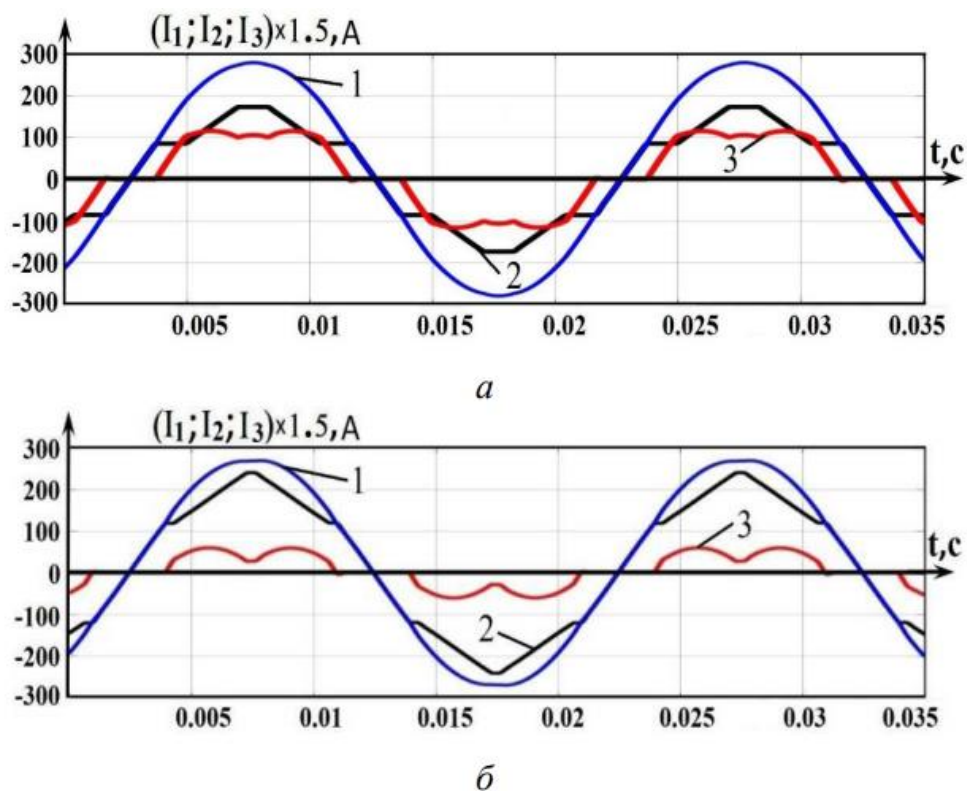


Рисунок 3.10 Осцилограми струмів при різних кутах управління тиристорами

З осцилограм (рис. 3.10) видно, що струми тиристорів та реакторів спотворюються, а їх сума, будучи струмом мережі і струмом трансформатора, зберігає синусоїдальну форму за будь-яких кутах управління. Це ще одна чудова властивість пристрою, яке в процесі регулювання не створює додаткових втрат у силовому трансформаторі та мережі.

На рис. 3.11 наведені осцилограми напруги на елементах трансформаторній підстанції за схемою реакторно-тиристорних ключів-ТСЛ. Вони отримані при номінальному навантаженні та відхиленнях напруги в мережі на $\pm 5\%$ від номінального рівня та показані для однієї фази. Тут цифрами 1, 2 і 3 позначені фазні напруги в мережі, на вході ТСЛ та на реакторно-тиристорних ключів.

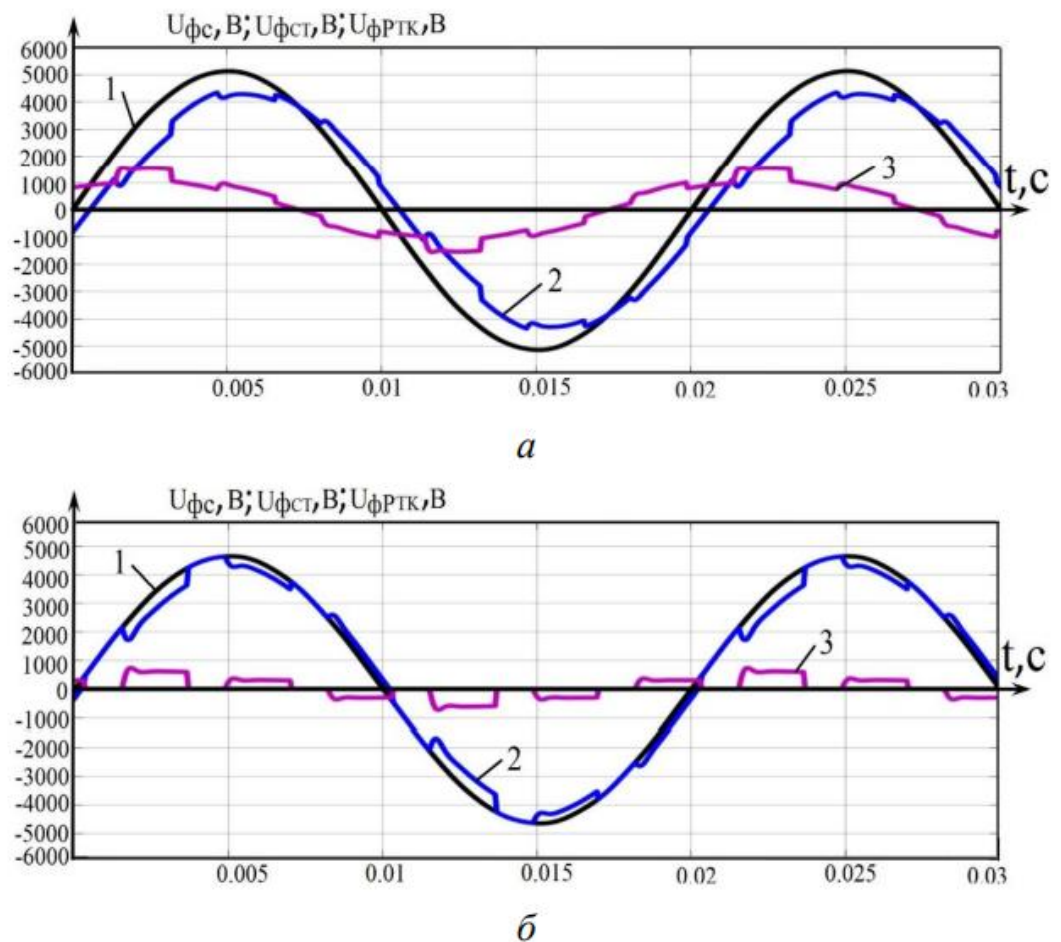


Рисунок 3.11 Осцилограми фазної напруги при верхньому (а) та нижньому (б) піддіапазонах регулювання напруги

У виконаних чисельних експериментах (рис. 3.11) розглянуті фрагменти регулювання напруги в середині верхнього та нижнього піддіапазонів. Зазначимо, що при зміщенні регулювання від середини в той чи інший бік форма напруги покращується і прагне синусоїдальної, як показано на рис. 3.8.

На рис. 3.12 наведено характеристики ТП за типовою та модернізованими схемами. Зовнішні характеристики (рис. 3.12, а) – природна 1 та штучні 2–4 отримані при фіксованих кутах управління.

Регульовальна характеристика (рис. 3.12 б) розрахована при зміні кутів управління тиристорами таким чином, щоб при зміні напруги в мережі з фіксованими струмами навантаження напруги у споживачів залишалось

постійним. Характеристика стабілізації напруги на навантаження (рис. 3.12, в) реалізується відповідно до регулювальної характеристики.

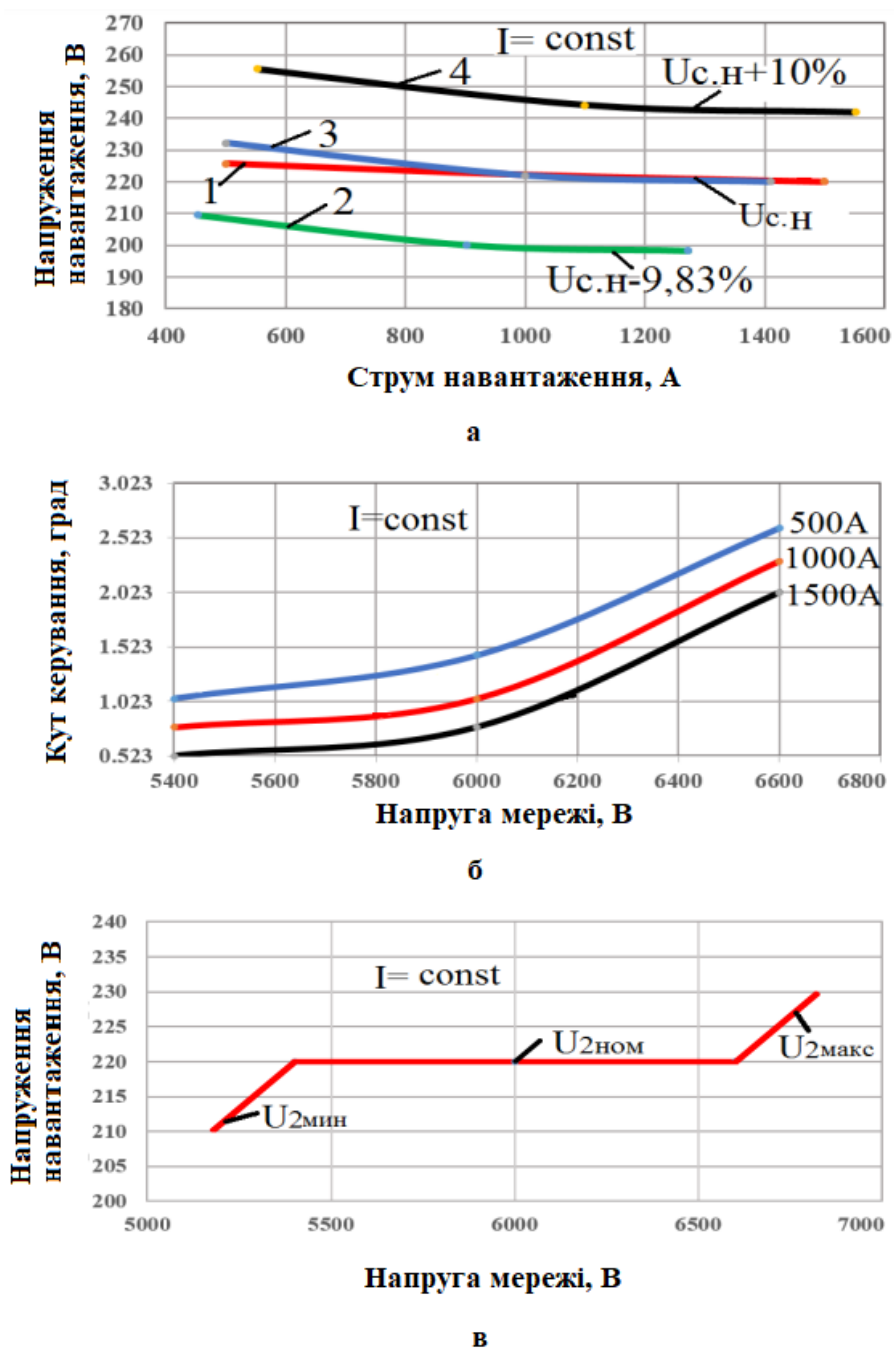


Рисунок 3.12 - Характеристики трансформаторної підстанції: зовнішня (а), регулювальна (б) та стабілізація (в)

Область застосування пропонованого пристрою є трансформаторні підстанції підприємств усіх галузей промисловості та агропромислового комплексу потужністю від 0,4 до 2,5 МВ-А з напругою 35/(10-6) та (10-6)/0,4 кВ, що потребують регулювання напруги у вузькому діапазоні $\pm 10\%$.

Висновки по розділу. Дослідженнями на імітаційних моделях динамічних та квазістаціонарних процесів двопіддіапазонного реакторно-тиристорного регулюючого пристрою у складі трансформаторної підстанції встановлено наступне:

1) При відхиленнях напруги в мережі на + 10% від номінального пристрою підтримується напруга споживачів на заданому рівні з точністю не більше +/-1%.

2) Пристрій спільно з конденсаторною батареєю одночасно зі стабілізацією напруги на виході трансформаторної підстанції забезпечує стабілізацію реактивної генерованої потужності на вході підстанції.

3) У процесі безперервного регулювання напруги на вході підстанції під навантаженням реакторно-тиристорний пристрій не створює спотворень струму в силовому трансформаторі та в мережі.

4) При застосуванні спеціального управління, що враховує електромагнітні процеси, пристрій робить безударного включення силового трансформатора під навантаженням без перевищення фазними струмами їх значень, що встановилися, і вимкнення без виникнення електричної дуги на контактах високовольтних комутаційних апаратів. [22, 23, 24, 25]

Висновки

Отже, в даній магістерській роботі була розглянута трансформаторна підстанція власних потреб ПС «Миргород-330» та її характеристики. Під час дослідження трансформаторної підстанції було виявлено необхідність у модернізації її обладнання.

Було проведено заміну старого обладнання на більш сучасні аналоги, та розрахунки їхніх характеристик. Проведено заміну старого кабелю на новий, також було проведено заміну мідних шин у розподільчих пристроях на сучасні гнучкі шини. Також були встановлені нові конденсаторні батареї, що дозволить зменшити втрати електроенергії в мережах, трансформаторах та генераторах.

Для попередження коротких замикань і зменшення їх наслідків були проведені розрахунки струмів короткого замикання та складені схеми заміщення, для того щоб правильно обрати захисне обладнання.

Був обраний сучасний трансформатор з литою ізоляцією, щоб підвищити рівень пожежної безпеки. Також запропоновано новий спосіб розміщення трансформаторів – під землею, для підвищення захисту у військовий час.

Проведено дослідження енергозбереження на трансформаторних підстанціях та способи оптимізації енергоспоживання в результаті чого були отримані організаційні та технічні заходи по енергозбереженню. Також були проведені досліди про вплив шуму трансформаторної підстанції та засобів захисту від нього, в результаті чого були сформовані рекомендації для мінімізації ефекту.

Для покращення енергетичних показників електропередачі за рахунок розширення функціональних можливостей та регульовальних властивостей трансформаторної підстанції запропоновано функціональну схему трансформаторної підстанції з двохпіддіпазонним реакторно-тиристорним регулюючим пристроєм.

Для дослідження відомої та нової схеми трансформаторної підстанції, також аргументації доцільності пристрою було розроблено програмний комплекс у середовищі MatLab, а дослідження фізичних процесів трансформаторній підстанції у комплекті з реакторно-тиристорних ключами та конденсаторних батарей виконані на математичній моделі.

Результати показали що пристрій спільно з конденсаторною батареєю одночасно зі стабілізацією напруги на виході трансформаторної підстанції забезпечує стабілізацію реактивної генерованої потужності на вході підстанції, а також пристрій не створює спотворень струму в силовому трансформаторі та в мережі.

Як результат модернізація трансформаторної підстанції власних потреб ПС «Миргород-330» покращить характеристики обладнання, збільшить їх термін роботи, а також покращить надійність та умови експлуатації підстанції власних потреб в цілому.

Список використаних джерел

1. Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. Електричні системи і мережі частина І: навчальний посібник: Вінниця. - ВНТУ, 2020.
2. В. А. Попов, В. В. Ткаченко, О. С. Ярмолюк. Проектування систем забезпечення споживачів електричною енергією: Київ:- КПІ ім. Ігоря Сікорського 2021.
3. Шефер В.В. Електричні машини: навчальний посібник/ В.В. Онущко, О.В Шефер. – Полтава, ПолНТУ, 2015. – 536 с.
4. Типи точок підключення до електромереж. Класифікація класів напруги [Електронний ресурс] - режим доступу: <https://eds.development.com/tipi-tochok-pidkljuchennya-do-elektromerezh-klasifikaciya-klasiv-naprugi/>
5. Шефер О.В. Методичні вказівки до курсового проектування з дисципліни „Електричні машини” для студентів усіх форм навчання спеціальності 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”. – Полтава: ПолНТУ «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», 2020. – 52с
6. Єрмілова Н.В. Навчальний посібник з дисципліни «Електротехніка та електропостачання» для студентів спеціальності 185 «нафтогазова інженерія та технології». – Полтава: ПолНТУ, 2019 – 177 с.
7. Каталог конденсаторних установок «MES сучасні електросистеми» [Електронний ресурс] – режим доступу: <https://avelectric.com.ua/ua/g77561771-ustanovki-kompensatsii-reaktivnoj>
8. Компенсація реактивної потужності [Електронний ресурс] – режим доступу: <http://compi.com.ua/kompensaciya-reaktivnoyi-potujnosti.html>
9. В.І. Мілих, Т.П. Павленко. Підручник для студентів електромеханічних спеціальностей «Електропостачання промислових підприємств». - Харків НТУ «ХПІ», 2016.

10. С. П. Шевчук, О.В. Мейта. Конспект лекцій «Електричні мережі та системи» для студентів спеціальності 141 - "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка". - К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022.
11.) М.О. Осташевський, О.Ю. Юр'єва, за редакцією д-ра техн. наук, професора В.І. Мілих. Електричні машини і трансформатори: Підручник. - К.: "Каравела" 2018.
12. С. О. Квітка, С. В. Галько, О. В. Ковальов. Електричні машини. Машини постійного струму і трансформатори: навчальний посібник для виконання лабораторних робіт. – Мелітополь, ТДАУ, 2019.
13. Г.Х. Хожин, Ю.А. Ленков, Ж.М. Тасибаєва, Д.С. Заурбекова. Довідниковий матеріал по вимикачам та роз'єднувачам змінного струму високої напруги. Посібник. – Алмати АУЕЗ, 2021.
14. А. О. Омельчук. Електрична частина станцій і підстанцій: Навчальний посібник. – Київ, НУБіП, 2017.
15. Distribution Automation Handbook. Section 3 «Elements of power distribution systems» [Електронний ресурс] – режим доступу: <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1MRS757959&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>
16. Каталог гнучких мідних шин фірми "Prizma electric" [Електронний ресурс] – режим доступу: <https://prisma-electric.com/ua/kontakti>
17. "Trihal. Cast resin transformer" [Електронний ресурс] – режим доступу: https://www.studiecd.dk/pdfs/Кап_13/Тоer_transformer/Trihal_Katalog_Generelt.pdf
18. Правила улаштування електроустановок: 2017. – Офіц. вид. Міненерговугілля України. 2017 – 617.
19. Енергозбереження та способи економії електроенергії [Електронний ресурс] – режим доступу: <https://org2.knuba.edu.ua/mod/book/tool/print/index.php?id=30905>

20. Л. Н. Добровольська, В. В. Кулик, П. Д. Лежнюк. Електроощадні технології в електричних мережах енергосистем: навчальний посібник. – Луцьк, ІВВ Луцького НТУ, 2018.

21. Норми встановлення та шкода трансформаторної підстанції [Електронний ресурс] – режим доступу: <https://axiomplus.com.ua/ua/news/normyi-ustanovki-transformatornoy-podstantsii/>

22. Голодний І.М., Червінський Л.С., Жильцов А.В., Санченко О.В. Романенко О.І. Моделювання регульованого електропривода: Підручник. – К.: Аграр Медіа Груп, 2019.

23. Panfilov D.I., Elgebaly A.E., Astashev M.G. Design and Assessment of Static VAR Compensator on Railways Power Grid Operation under Normal and Contingencies Conditions. 16th IEEE conference (Florence, Italy, 7–10 June 2016). – Florence, Italy, 2016.

24. Panfilov D.I., Elgebaly A.E. Modified Thyristor Controlled Reactors for Static VAR Compensators. IEEE 6th International Conference on Power and Energy (PECON 2016) (Melaka, Malaysia, November 2016). – Melaka, Malaysia, 2016.

25. Panfilov D.I., Elgebaly A.E., Astashev M.G. Topologies of thyristor controlled reactor with reduced current harmonic content for static VAR compensators. 17th IEEE conference (Milan, Italy, 6–9 June 2017).–Milan, Italy, 2017.

Technological part (English)

1.1 Characteristics of consumers

The consumers at the transformer substation "Myrhorod-330 kV" are:

- 2T transformer on-load tap-changer. Transformers and autotransformers with voltage regulation under load (VRL) use a circuit and contact system that allows switching the number of winding turns without breaking the electrical circuit. Voltage regulation in transformers under load is carried out on the higher voltage side within $\pm 10\%$ of the rated voltage in eight steps of 2.5%, i.e. in the range of $\pm 4 \times 2.5\%$.

At on-load tap-changers, the transition from one winding branch to another without interrupting the current in the supply network is possible due to the use of a system of two parallel switching branches closed to a current-limiting reactor, the midpoint of which is connected to the transformer winding. The reactor is a three-phase inductive coil with a steel core and gaps. It is installed inside the transformer tank on the upper or lower yoke consoles.

- Sockets and heating of the MCC (main control panel) #1-2. It receives power for sockets and heating of the control room premises.

- Lighting of the control room. Electric lighting installations with incandescent, fluorescent, arc, mercury, sodium, xenon lamps are used at all enterprises for indoor and outdoor lighting.

- Heating and lighting of the control room communication apparatus. The control room is a centralized room where the main control and management equipment is concentrated and where the operational personnel are on duty. At operating stations, the operating personnel are provided with all the amenities to control the operation of the facility, intervene in all processes of controlling the main and auxiliary equipment, change modes, and regulate operation.

The control room houses control panels and control panels, automation and telemechanics panels, relay protection, heat control, alarms, and auxiliary needs.

The control room is connected to the local control rooms and all equipment and devices located on the station's territory by a system of control cables. The personnel on duty, using operational communication and personal inspection, must monitor the reliable operation of all equipment.

- Lighting, heating, sockets, switchgear, cells 6-12. Outdoor switchgear (outdoor switchgear) is an electrical installation used to receive and distribute electrical energy. Complete switchgear can be used for both indoor and outdoor installation.

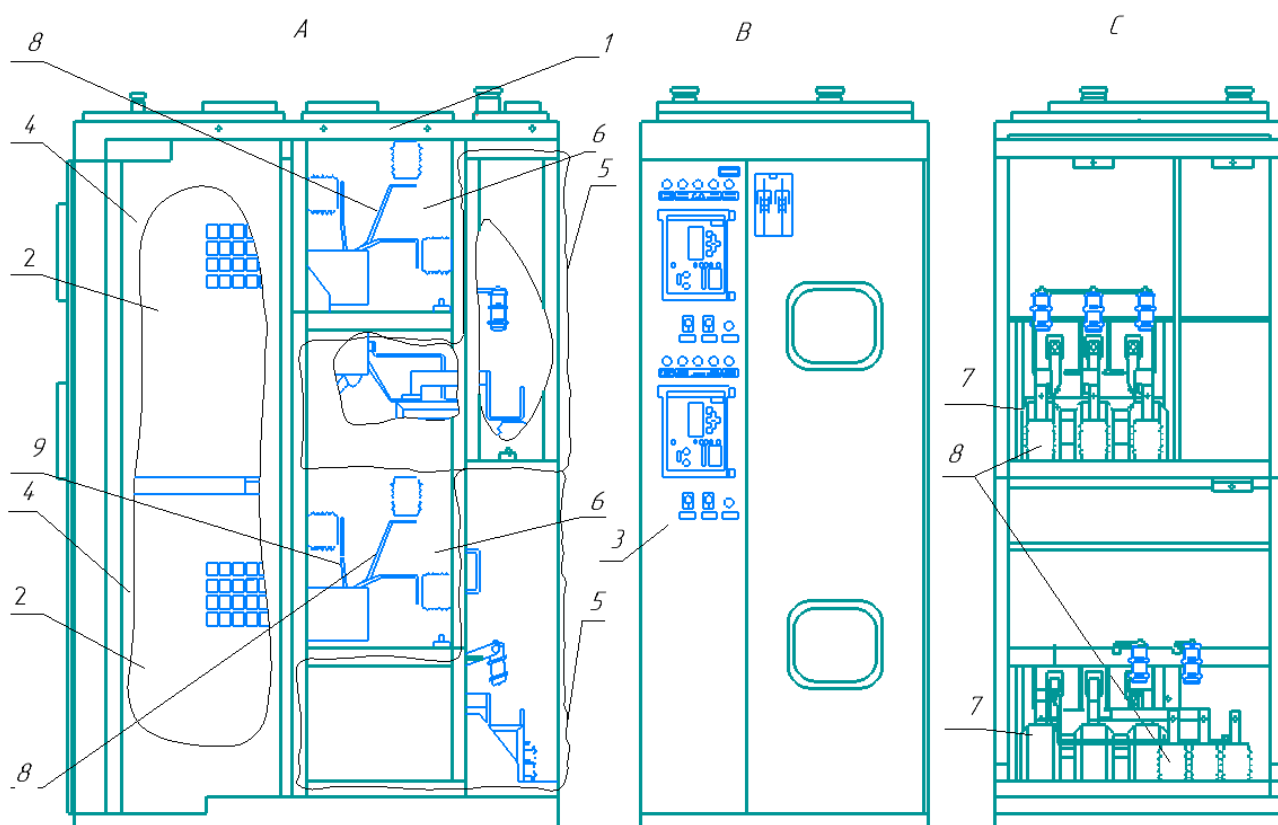


Figure 1.1 - General view of the CRC with a list of components

List of elements:

- 1) Cabinet body;
- 2) Hinged element in the cassette;
- 3) Relay compartment;
- 4) Hinged element compartment;
- 5) Line compartment;
- 6) Busbar compartment;

- 7) Current transformer;
- 8) Bus bars;
- 9) Support insulators.

GIS are widely used in cases where a compact switchgear is required. In particular, GIS are used at power plants, municipal substations, and to power oil industry facilities (oil pipelines, drilling rigs).

- Checkpoint is a building designed for identification and authentication. The checkpoint houses a pass office, a commandant's office with all the management, a place where passes are photographed and the checkpoint itself, and a computer with a pair of monitors for viewing through CCTV cameras.

- Workshop is a room for household purposes. It is a place equipped for certain works, the main feature of which is a large share of manual labor. It can be a separate building, but in most cases it is part of the building as it does not require large areas.

- ATS cabinet ASCE Introduction 1. ASCE is an automated system for monitoring and accounting of electricity. The AMR system is designed to collect, process and transmit information in digital form from electricity meters to the upper level of the AMR.

ATS (Automatic Transfer Switch) is a device designed to provide backup power supply to loads connected to the power supply system when the main power source is disconnected.

- Electric welding cabinet, 35kV outdoor switchgear. Welding machine is a device that is a constructive combination of a welding head with a mechanism for moving it along a weld, mechanisms for guiding movements, a device for supplying flux or shielding gas, wire reels or cassettes, control panels or other devices.

Open switchgear is an electrical installation used to receive and distribute electrical energy of the same voltage class in which power conductors are located in the open air without protection from environmental influences. Typically, switchgear is used for switchgear for voltages from 27.5 kV.

- IU-1. An input device (ID) is an electrical device in the form of a set of structures, apparatus and devices that are installed at the input of the power line to the building or a separate part of it and are powered from the main switchboard.

- Heating of the MV tanks of cell No. 6, 110 kV outdoor switchgear, workshop, and rehab. It receives power for heating of the CF tanks, workshop and maintenance facility.

- Power supply to ATS-0.4 p36. Receives power to ensure the operation of the automatic transfer switch.

- Cooling 2T. Receives power to drive fans for forced cooling of power transformers.

- Lighting of 110 kV overhead switchgear. Electric lighting installations with incandescent, fluorescent, arc, mercury, sodium, and xenon lamps are used at all enterprises for indoor and outdoor lighting.

- Lighting of 35 kV overhead switchgear. Electric lighting installations with incandescent, fluorescent, arc, mercury, sodium, and xenon lamps are used at all enterprises for indoor and outdoor lighting.

- The lighting of the switchgear is 110 yachts¹⁴. Electric lighting installations with incandescent, fluorescent, arc, mercury, sodium, and xenon lamps are used at all enterprises for indoor and outdoor lighting.

The main characteristics of the above consumers of the transformer substation of SS Myrhorod-330 are shown in Table 1.1

Table 1.1 - Characteristics of electricity consumers

Consumers cos φ	I_n , A	Cos φ	K_p
Transformer on-load tap-changer 2T	80	0.8	0.86
Sockets, heating of the GCC No1,2	5	0.89	0.84
Lighting of the switchgear	10	0.95	0.84
Heating and lighting of the control room apparatus	55	0.94	0.8
Lighting, heating, sockets, KRUN-10, cells 6-12	23	0.89	0.86
Passage	28	0.96	0.86

Workshop	92	0.85	0.85
Cabinet ATS, ASKE, input 1	10	0.83	0.92
Electric welding cabinet, 35 kV switchgear	85	0.81	0.89
VP-1	75	0.85	0.91
Heating tanks of MV cell No. 6 of 110 kV OTG, workshop, rehab	210	0.71	0.83
Power supply of ATS-0.4 n 36	70	0.8	0.8
Cooling 2T	5	0.83	0.78
Lighting of the 110 kV switchgear	10	0.96	0.78
Lighting of the 35 kV outdoor switchgear	85	0.97	0.89
Lighting of 110 kV outdoor switchgear, cells 14	85	0.96	0.8
Lighting of panel 52	3	0.96	0.78
Item 51 Input 0.4	180	0.90	0.91

1.2 Selecting the type of current and voltage

Voltage class is a typical value of line (interphase) voltage in electrical networks, which is nominal for different groups of equipment: transformers, lines, generators, reactors, etc. The voltage class determines the required level of electrical insulation of electrical equipment. The order of the voltage class determines the purposes and tasks for which this equipment is used. In particular, low voltages are used to distribute power between small consumers over short distances, medium voltages are used to distribute power between medium consumers and groups of consumers over moderate distances, high and ultra-high voltages are used to distribute power between large consumers and to transmit power over long distances. According to the voltage level, all voltage classes are conditionally divided into the following groups:

- Ultra-high voltage class - from 1000 kV.
- Ultra-high voltage class - from 330 kV to 750 kV.
- High voltage class - from 110 kV to 220 kV.
- Medium voltage class - from 1 kV to 35 kV.

- Low voltage class - up to 1 kV.

A lower voltage class of up to 1 kV is used to supply consumers at the auxiliary transformer substation of SS Myrhorod-330.

When operating in industrial AC networks, transformers are usually operated in parallel with each other. This means that the primary windings of all transformers are connected to a common power supply network, and the secondary windings of all transformers are connected to a common load. This increases the reliability of power supply and simplifies transformer maintenance. When the load is reduced, some transformers can be switched off from parallel operation to ensure that the remaining transformers in the system operate in their rated mode. Therefore, AC power is used to supply the transformer substation.

1.3 Selection of the power supply scheme

Power supply network schemes can be radial or trunked.

Radial schemes are those that have no branches along the length of the supply line. A radial system is appropriate mainly where there are large concentrated loads located in different directions from the power source. With sharply varying loads that cause significant voltage fluctuations, the use of radial power supply allows you to reduce their impact on the operation of other electrical receivers. A radial power supply system is more flexible and easy to operate, because damage or repair of one line affects the operation of only one consumer. However, radial schemes require large expenditures for the installation of switchboards, laying cables and wires.

Trunk circuits are most commonly used when the load is evenly distributed over the workshop area. They do not require the installation of a switchboard at the substation, and the distribution of electricity is carried out according to the scheme of "transformer - trunk" units. The scheme involves the transmission of electricity through one or two parallel lines. In this case, consumers or distribution points can be connected to the main line at different points. From an economic point of view, this solution has many advantages. At the very least, it results in savings in wires and other materials, which simplifies and reduces the cost of building transformer

substations. The disadvantages of trunk networks include insufficient reliability of power supply; for example, if the trunk line is damaged after the input transformer, it will lead to a blackout of all consumers. The structure of such a scheme is shown in Figure 1.2

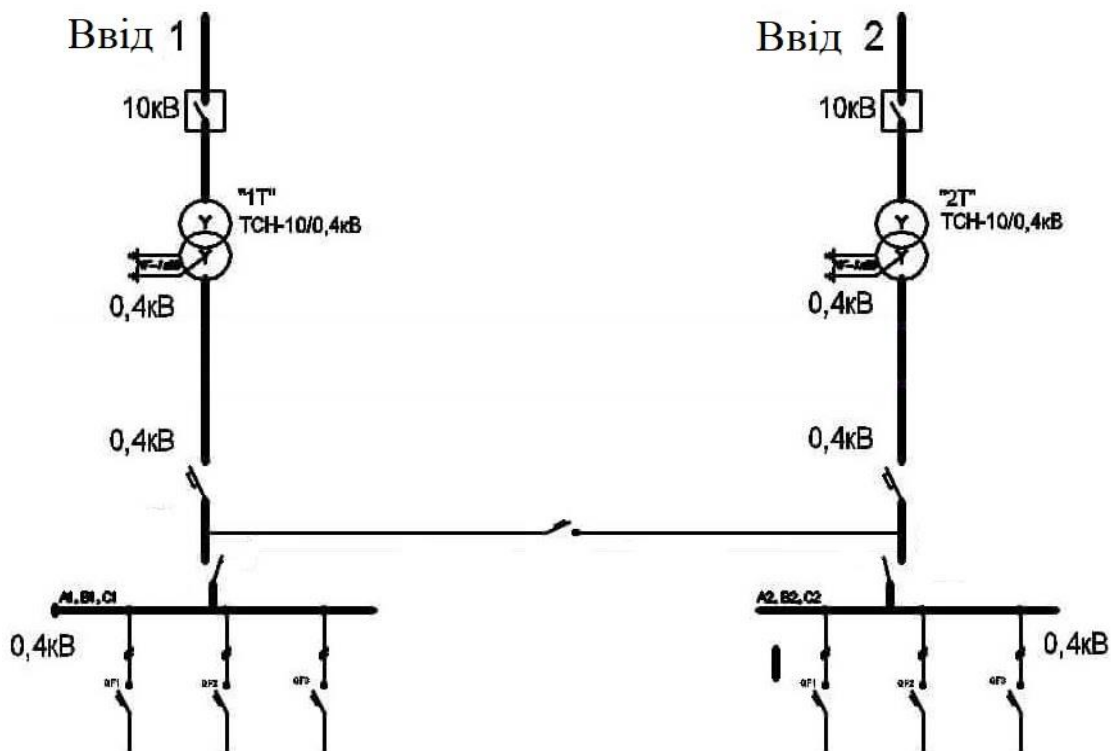


Figure 1.2 - Structure of the main power supply scheme

Thus, taking into account the peculiarities of the schemes and the fact that the load is distributed, the main power supply scheme is used at Myrhorod-330 kV substation.

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ПОЛТАВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА ІМЕНІ ЮРІЯ КОНДРАТЮКА»

ЗБІРНИК НАУКОВИХ ПРАЦЬ
за матеріалами ІХ Всеукраїнської науково-практичної конференції
«ЕЛЕКТРОННІ ТА МЕХАТРОННІ СИСТЕМИ:
ТЕОРІЯ, ІННОВАЦІЇ, ПРАКТИКА»
10 листопада 2023 року



Полтава 2023

<i>Н.В. Єрмілова, Д.С. Борщов</i> УДОСКОНАЛЕННЯ ЕЛЕКТРОПРИВОДУ ШТАНГОВОЇ СВЕРДЛОВИННОЇ НАСОСНОЇ УСТАНОВКИ.....	29
<i>О. Шефер, Б. Богатирьов</i> РОЗРАХУНОК ТА ВИЗНАЧЕННЯ САНІТАРНО-ЗАХИСНИХ ЗОН ТА ЗОН ОБМЕЖЕННЯ ЗАБУДОВИ АНТЕНИ БАЗОВИХ СТАНЦІЙ.....	31
<i>В.В. Гавриленко, І.О. Бедько</i> МОВНІ АЛГОРИТМИ ЯК ОСНОВНИЙ КОМПОНЕНТ СИСТЕМИ ПІДТРИМКИ ВЕБСАЙТІВ.....	33
<i>О.Г. Дрючко, В.М. Галай, А.В. Трет'як, А.Ю. Бурда, Є.О. Ошкодъоров</i> ІННОВАЦІЙНІ АСПЕКТИ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ТЕХНОЛОГІЙ ПЕРЕТВОРЕННЯ, ЗБЕРЕЖЕННЯ І ТРАНСПОРТУВАННЯ У СФЕРІ ВІДНОВЛЮВАНОЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ.....	34
<i>С.Г. Кислиця, А.С. Боровик</i> ІНТЕЛЕКТУАЛЬНИЙ АНАЛІЗ ДАНИХ У ЗАБЕЗПЕЧЕННІ ІНФОРМАЦІЙНОЇ БЕЗПЕКИ.....	37
<i>Н.В. Єрмілова, Ю.Р. Зоураб, Р.О. Єрмілов</i> ПОРІВНЯЛЬНИЙ РОЗГЛЯД МЕТОДІВ РОЗПІЗНАВАННЯ ОБРАЗІВ.....	39
<i>Я.І. Немирич, А.В. Трет'як</i> ОПТИМІЗАЦІЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЗАЧЕПИЛІВСЬКОЇ УСТАНОВКИ ПЕРВИННОЇ ПІДГОТОВКИ НАФТИ ЗА РАХУНОК ВСТАНОВЛЕННЯ АВР ТА ДИЗЕЛЬГЕНЕРАТОРА.....	42
<i>Н.В. Єрмілова, О.В. Уманець</i> НАПРЯМКИ МОДЕРНІЗАЦІЇ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ.....	45
<i>О. Shefer, O. Yastreba, V. Yastreba</i> IMPROVEMENT OF THE ADAPTIVE ALGORITHM OF ACTIVE NOISE RADIO INTERFERENCE SUPPRESSION.....	47
<i>Р.В. Карманов, Н.А. Зубрецька</i> ПЕРСПЕКТИВИ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ЗМІН ПЕРСОНАЛЬНИХ ПЕРЕНОСНИХ ПРИСТРОЇВ ПОСТ-СМАРТФОНОВОЇ ЕПОХИ.....	49
<i>О. Shefer, I. Pliiiko</i> ANALYSIS OF SIGNAL MODULATION METHODS IN TELECOMMUNICATIONS.....	51
<i>А.М. Сільвестров, В.С. Олєфіренко</i> РОЗВИТОК МЕТОДІВ СИХРОНІЗАЦІЇ В БЕЗПРОВОДОВИХ СЕНСОРНИХ МЕРЕЖАХ.....	53

Висновки щодо доцільності встановлення дизельної електростанції з автоматом ввімкнення резерву:

- АВР для генератора забезпечує безперервний процес роботи електрообладнання Зачепилівської УКПГ і УППН. Так, ручний запуск теж має місце бути, але автоматика в рази спрощує контроль запусків і зупинок. Блок автоматичного введення резерву виключає участь людини в запуску резервного живлення. Це зручніше, швидше і безпечніше. Він забезпечує селективність ланцюга за низького енергоспоживання, оскільки він потрібен тільки в момент перемикавання з основного живлення на резервне.

- Автоматичний ввід резерву живлення незамінний за нестабільної мережі або за її відсутності. При цьому підключення відбувається миттєво або з мінімальною затримкою часу.

ЛІТЕРАТУРА:

1. *Правила улаштування електроустановок – Офіц. вид. – Міненерговугілля України, 2017. – 760 с. - (Нормативний документ Міненерговугілля України. Інструкція).*

2. *ДСТУ-Н Б В.2.5-80:2015 Настанова з проектування систем електропостачання промислових підприємств*

OPTIMIZATION OF THE ELECTRICAL SUPPLY SYSTEM OF THE PRIMARY OIL PREPARATION AT THE ACCOUNT OF INSTALLATION OF AVR AND DIESEL GENERATOR

Y. Nemyrych, student,

A. Tretiak, Ph.D., Associate Professor

National University «Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic»

УДК 621.313.26

Н.В. Єрмілова, доцент,

О.В. Уманець, магістрант

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

НАПРЯМКИ МОДЕРНІЗАЦІЇ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ

В процесі експлуатації трансформаторних підстанцій під впливом навколишнього середовища і складних експлуатаційних режимів роботи обладнання станцій зношується, виходить з ладу, це призводить до тяжких наслідків, таких як розлади процесу енергопостачання та створення небезпеки для роботи та життя людей. Тому своєчасна модернізація, підтримування працездатності обладнання, що здійснюється за рахунок його технічного обслуговування з періодичними оглядами, профілактичними вимірюваннями,

діагностуванням стану обладнання, виявленню дефектів і несправностей та своєчасний ремонт й заміна обладнання є вкрай необхідним [1].

Модернізація трансформаторної підстанції включає кілька етапів:

- ✓ підготовка – отримання технічних умов або завдання на проектування, підбір відповідного обладнання;
- ✓ проектні роботи – розроблення проекту реконструкції та пояснювальної записки в кожній частині, погодження проекту в наглядових органах;
- ✓ робоче проектування – розроблення робочих креслень і відомостей, за якими відбувається закупівля обладнання;
- ✓ наладка – проведення пусканалагоджувальних та будівельних робіт.

Модернізація підстанцій передбачає заміну високовольтного обладнання: вимикачів, роз'єднувачів та ізоляторів, трансформаторів струму і напруги, обмежувачів перенапруги тощо.

Потім трансформаторну підстанцію монтують, проводять пусканалагоджувальні роботи і вводять в експлуатацію.

Проведена модернізація підстанції дає можливість забезпечити:

- гарантоване постачання електроенергії споживачам, зокрема й споживачам першої категорії;
- розширення діапазону можливостей для технологічного підключення до електричних носіїв нових споживачів енергії;
- комплексну автоматизацію із системами сучасної автоматики та захисту;
- комерційний, якісний облік споживання електроенергії;
- моніторинг управління, стану, діагностики обладнання;
- ефективно впровадження передових інноваційних рішень, які відповідають світовим стандартам;
- зниження витрат на експлуатацію обладнання;
- безпечні та комфортні умови праці для персоналу, що обслуговує обладнання станції;
- відповідність вимогам і нормам охорони навколишнього середовища та екологічної безпеки.

Силові трансформатори є основними елементами сучасних енергетичних систем. Вони використовуються для збільшення та зниження напруги, щоб забезпечити передачу та розподіл електричної енергії. Безвідмовність і безперебійність роботи обладнання трансформаторної підстанції здебільшого залежить від надійності роботи трансформаторів.

У наш час дедалі більше з'являється потреба в силових трансформаторах з великим терміном експлуатації, тому висувують завдання їх реалізації, головними параметрами яких вважаються надійність, працездатність, великий життєвий цикл. Обов'язковий повний аналіз економічних витрат, які необхідні для оцінювання працездатності трансформатора та продовження його терміну служби. Для цього використовують різного роду діагностики, контроль стану трансформатора, повний аналіз його роботи.

Забезпечення надійної роботи трансформаторів необхідне насамперед для запобігання катастрофічним наслідкам, наприклад, розливання мастила або інші

подібні дефекти, які можуть спричинити пожежі. Щоб уникнути таких дефектів, у трансформаторах зміцнюють баки, пристрої мембрани, усувають можливість витікання рідини, встановлюють автоматизоване пожежогасіння, швидкодіючі захисні системи [2]. Питання транспортабельності також потребують ретельного опрацювання під час підготовки до перевезення та конструювання, бо трансформатори необхідно перевозити в зібраному вигляді, а транспортні габарити обмежені. Треба не допустити появи дефектів, які згодом можуть призвести до аварії. Навіть в удосконалених силових трансформаторах слабкою ланкою досі залишається перемикальний пристрій.

Незважаючи на значні економічні та експлуатаційні витрати, проведення модернізації трансформаторної підстанції значно підвищує надійність її роботи та подовжує термін експлуатації приблизно на 20-25 років.

ЛІТЕРАТУРА:

1. Мілих В.І. Електропостачання промислових підприємств : Підручник для студентів електромеханічних спеціальностей / В.І. Мілих, Т.П. Павленко. – Харків : ФОП Панов А. М., 2016. – 272 с.
2. Осташевський М. О. Електричні машини і трансформатори : навч. посібник / М. О. Осташевський, О. Ю. Юр'єва; за ред. В. І. Мілих. – Харків : ФОП Панов А. М., 2017. – 452 с.
3. Клименко Б.В. Електричні апарати. Електромеханічна апаратура комутації, керування та захисту : навч. посіб. / Б.В. Клименко. – Харків : Вид-во «Точка», 2012. – 340 с.

DIRECTIONS OF TRANSFORMER SUBSTATIONS MODERNIZATION

N. Yermilova, Ph.D., Associate professor,

O. Umanets, Master's Student

National University «Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic»

UDC 621.34

O. Shefer, Doctor of Science, Professor,

O. Yastreba, postgraduate,

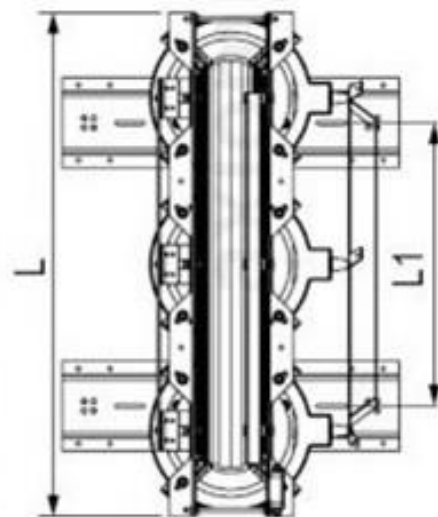
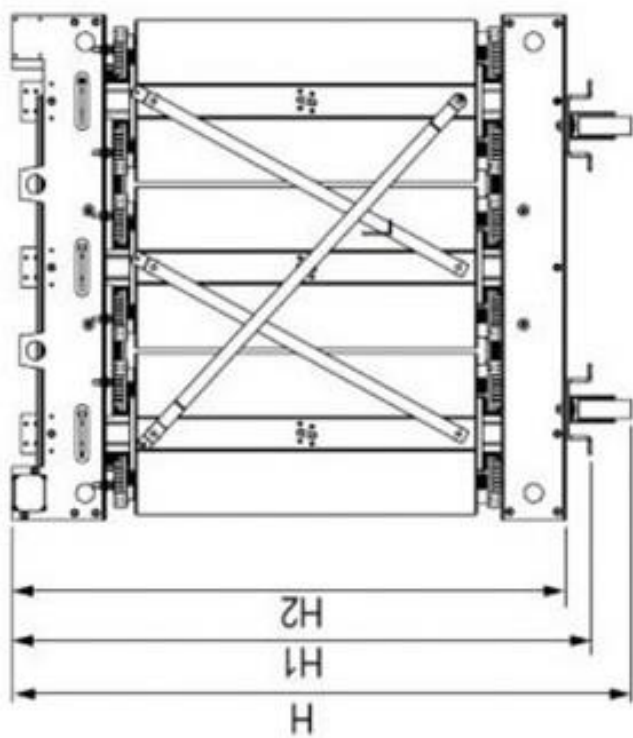
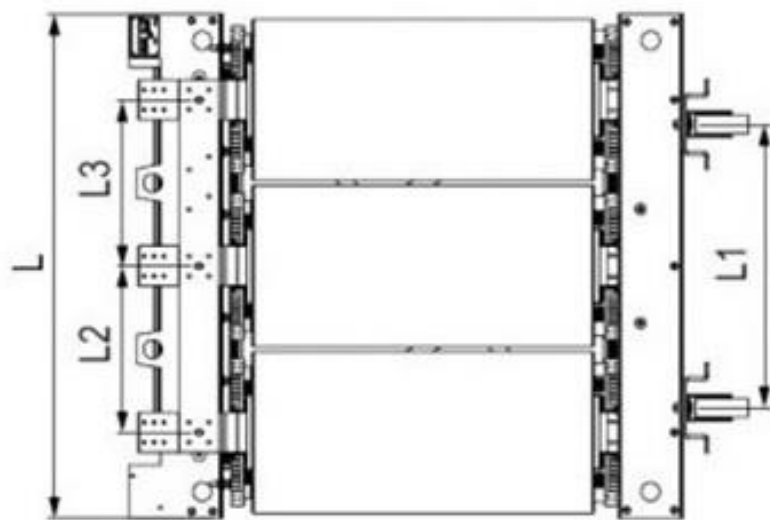
V. Yastreba, postgraduate.

National University «Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic»

IMPROVEMENT OF THE ADAPTIVE ALGORITHM OF ACTIVE NOISE RADIO INTERFERENCE SUPPRESSION

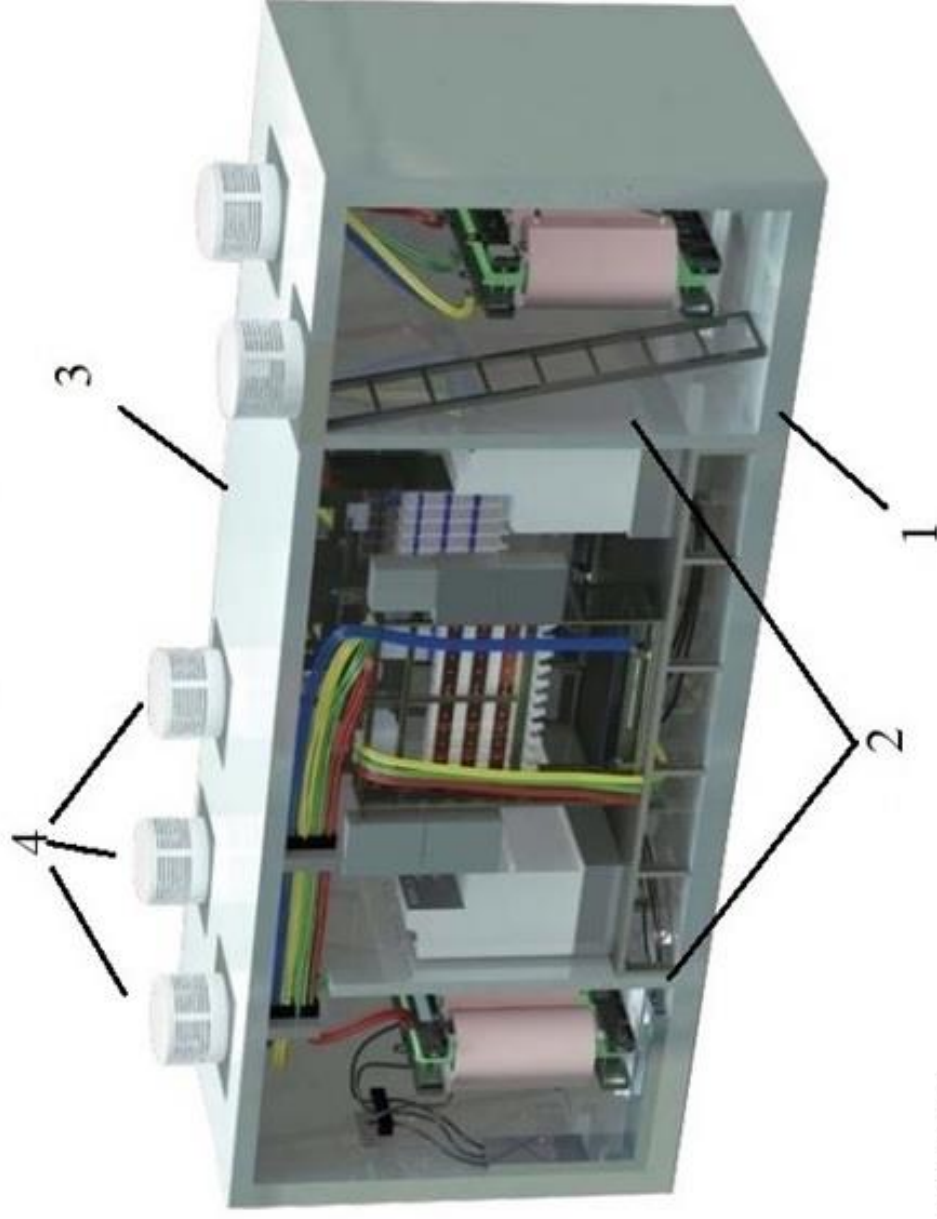
The Howells-Appelbaum method [1] is relatively easy to implement both with analog and digital processing. However, it has a number of disadvantages. One of them is the strong dependence of the transition time of the multichannel autocompensator on the dispersion of the eigenvalues of the interference correlation matrix. The time of the transition process can be reduced if you first orthogonalize the compensation channel

Будова трансформатора ТСЛ Newton-500/10/0,4



Потужність, кВа	Довжина, мм				Висота, мм			
	L	L1	L2	H	H1	H2	H3	H4
500	1265	670	415	1589	1501	1450	1261	1520

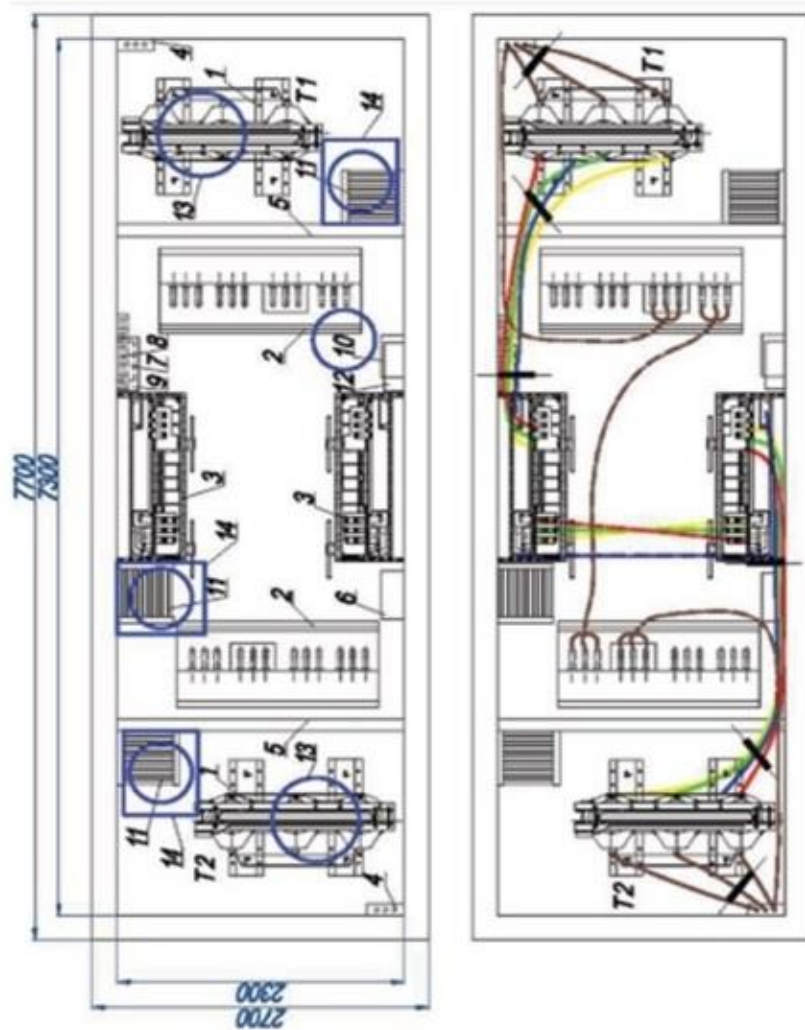
Будова підземної трансформаторної підстанції



Умовні позначення:

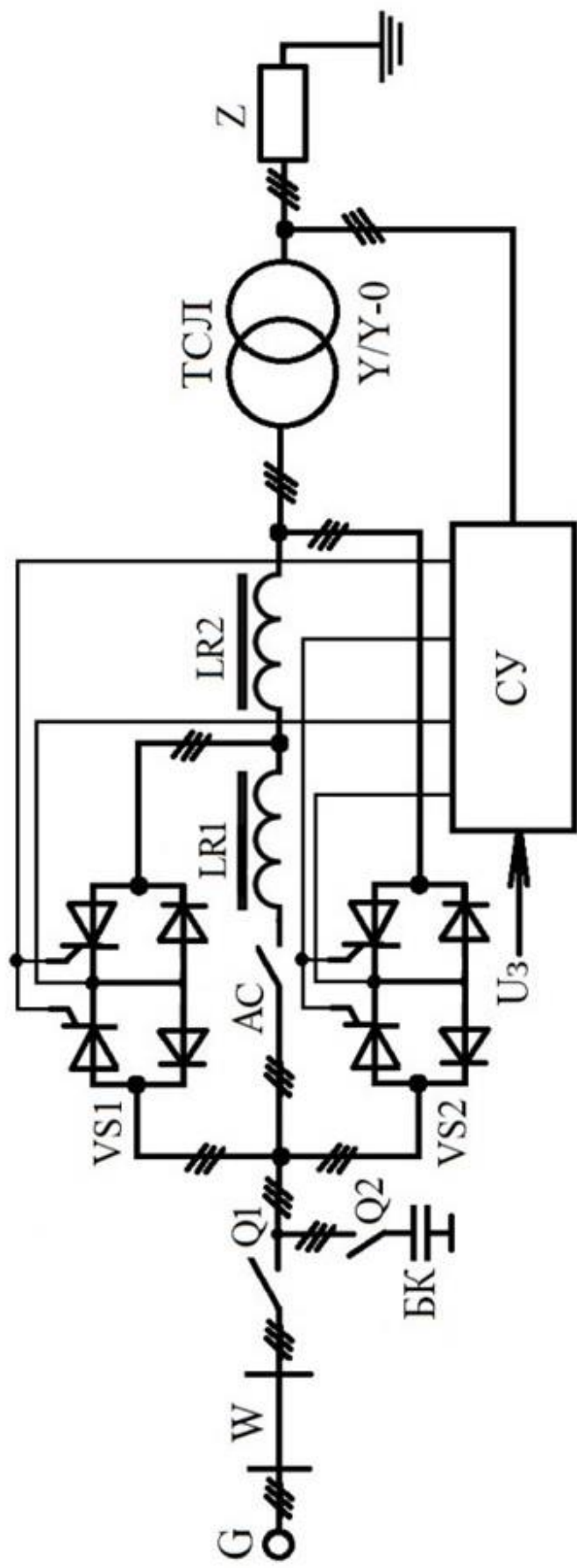
- 1) Нижній монолітний бетонний блок приміщень;
- 2) внутрішня металева рама з місцями для розміщення трансформаторів та комірок розподільних пристроїв;
- 3) верхній монолітний бетонний блок приміщень з технологічними отворами для кабелів та вентиляційних шахт;
- 4) система вентиляційних каналів.

Схема розміщення обладнання підземної трансформаторної підстанції



Поз.		Кіл.
1	Трансформатор ТСЛ	2
2	Розподільчий пристрій (РП) - 10 кВ	2
3	Розподільчий пристрій (РП) 0,4 кВ	2
4	Кожух високовольтного кабеля	2
5	Перегородка	2
6	Шафа обліку на 1 лічильник	2
7	Полиця інвентарю	1
8	Піч електрична	1
9	Ящик власних потреб с АВР	1
10	Прилад сбору та передачі даних	1
11	Драбина для спуску персоналу в РП і трансф. відс.	1
12	Шафа теплового захисту та вентиляції	2
13	Вертикальна вентиляція з витяжкою	2
14	Люк для доступу в РП с вертикальною вентиляцією	1

Функціональна схема трансформаторної підстанції з двохдіапазонним реакторно-тиристорним регулюючим пристроєм



G - трифазна мережа; W - лінія електропередачі;

Q1 - основний високовольтний вимикач на вході трансформаторної підстанції;

Q2 - додатковий високовольтний вимикач в ланцюзі БК;

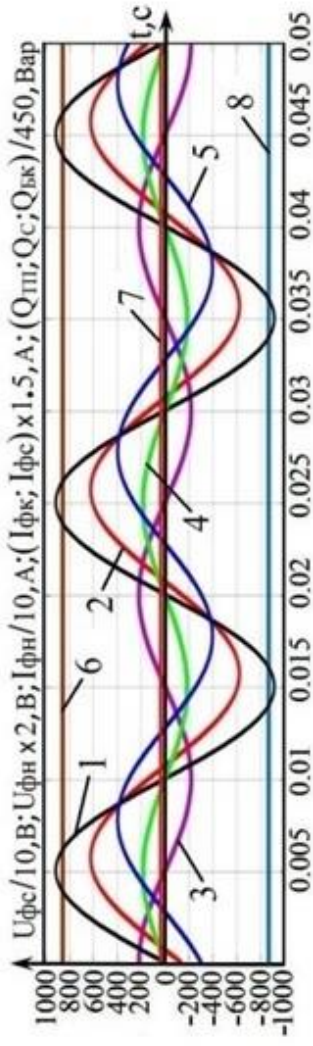
VS1 - основний тиристорний ключ; AC - контактор;

VS2 - додатковий тиристорний ключ; СУ - система управління;

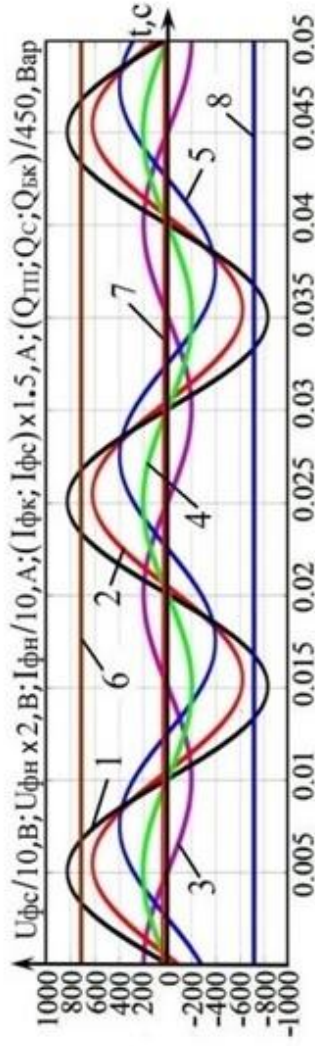
LR1 - основний реактор; LR2 - додатковий реактор;

ТСЛ - трансформатор; Z - активно-індуктивне навантаження.

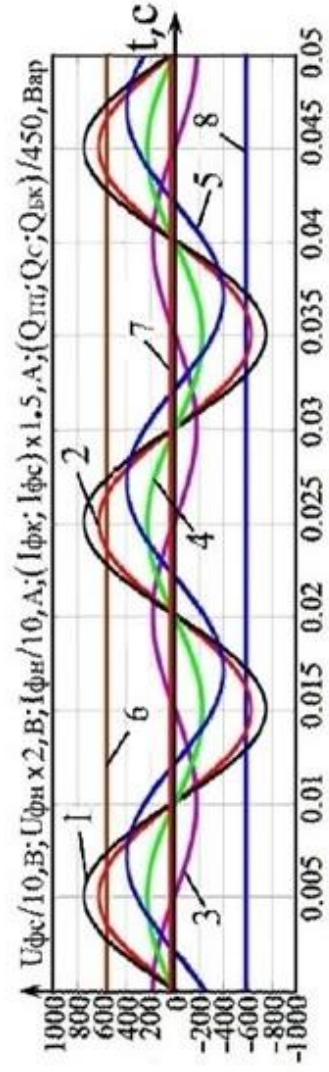
Осцилограми струмів та напруги при різних рівнях напруги мережі: максимальному (а), номінальному (б) та мінімальному (в)



а



б

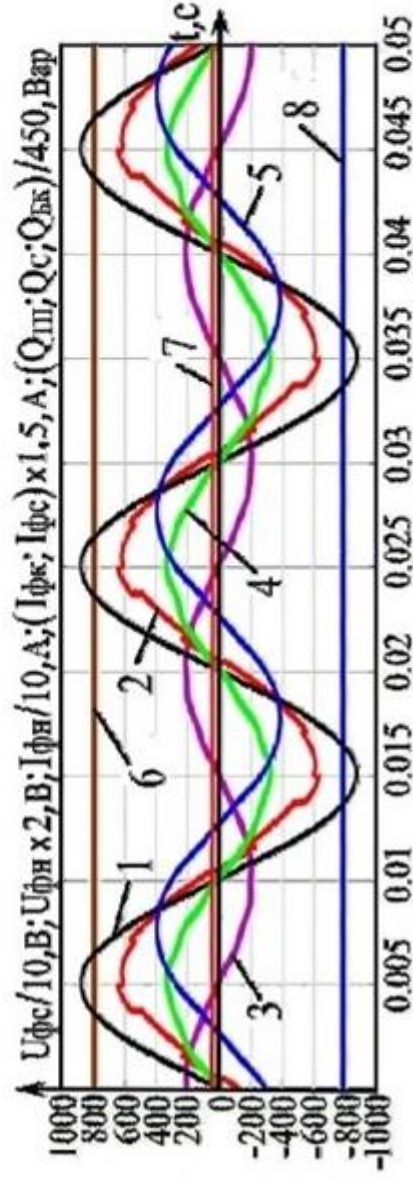


в

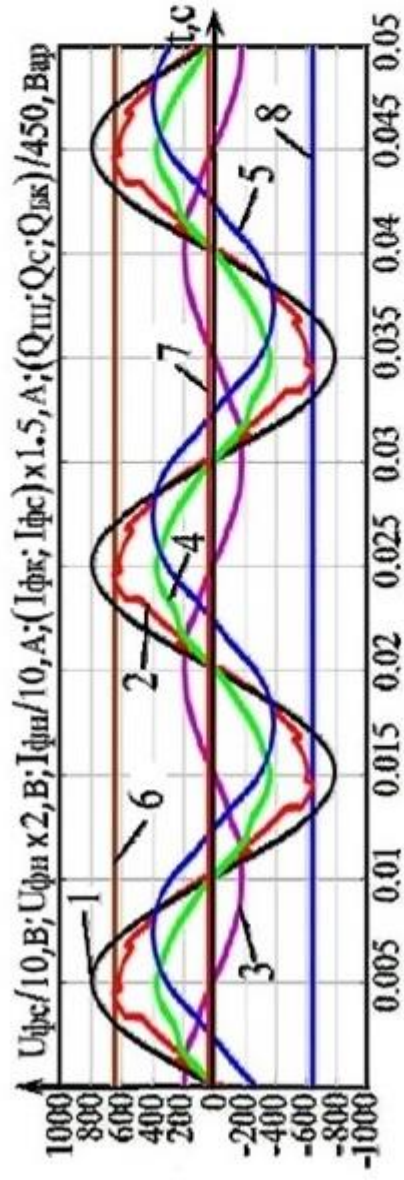
Умовні позначення:

- 1 і 2 - фазні напруги мережі та навантаження;
- 3, 4 і 5 - фазні струми конденсатора, мережі та навантаження;
- 6, 7 та 8 - реактивні потужності трансформаторної підстанції.

Осцилограми струмів і напруги у верхньому (а) та нижньому (б) піддіапазонах регулювання напруги



а



б

Умовні позначення:

1 і 2 - фазні напруги мережі та навантаження;

3, 4 і 5 - фазні струми конденсатора, мережі та навантаження;

6, 7 та 8 - реактивні потужності

трансформаторної підстанції.

Як висновок с цих двох

слайдів можна вивести, що

форма струму мережі

спотворюється незначно, а

його фаза збігається з

напругою мережі, що

обумовлює високу

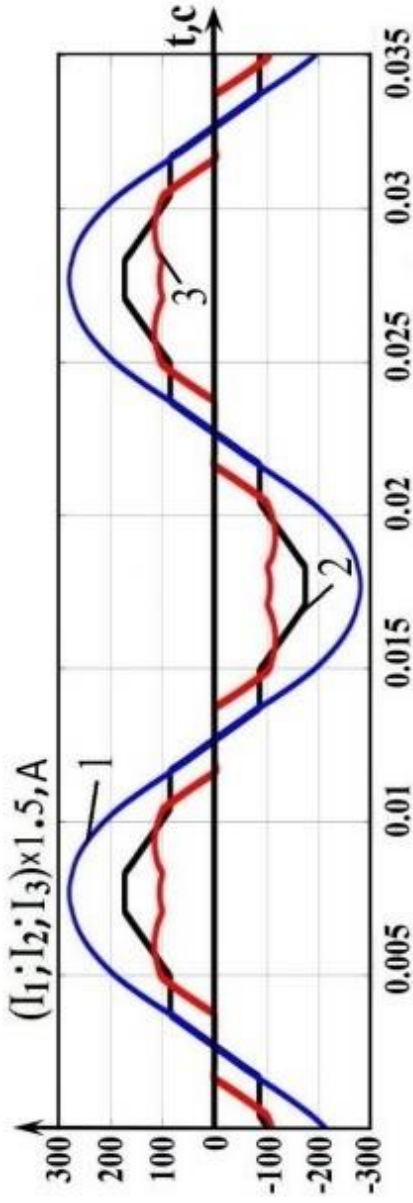
ефективність споживання

електроенергії

трансформаторною

підстанцією.

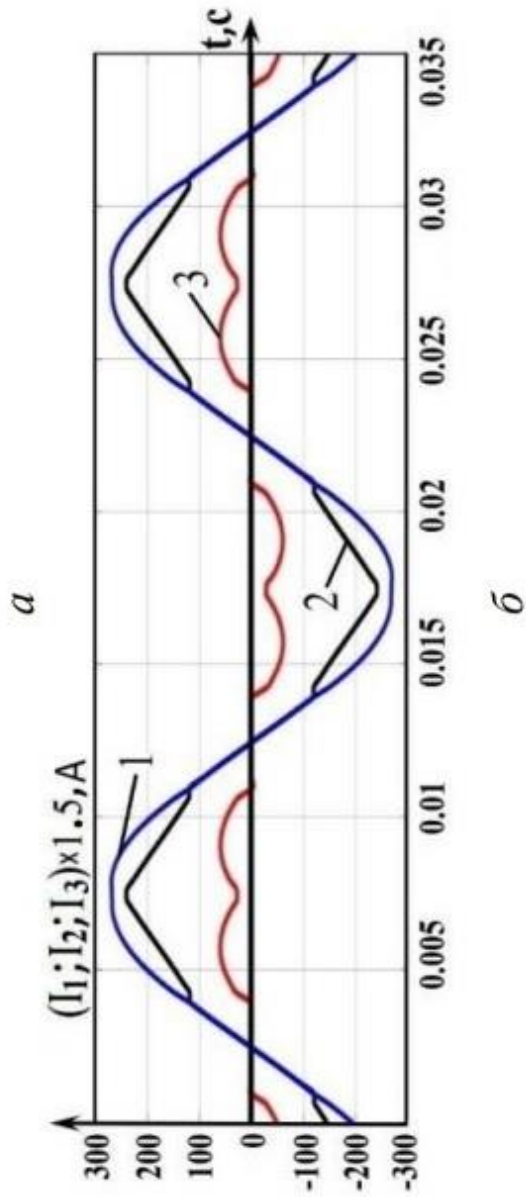
Осцилограми струмів при різних кутах управління тиристорами



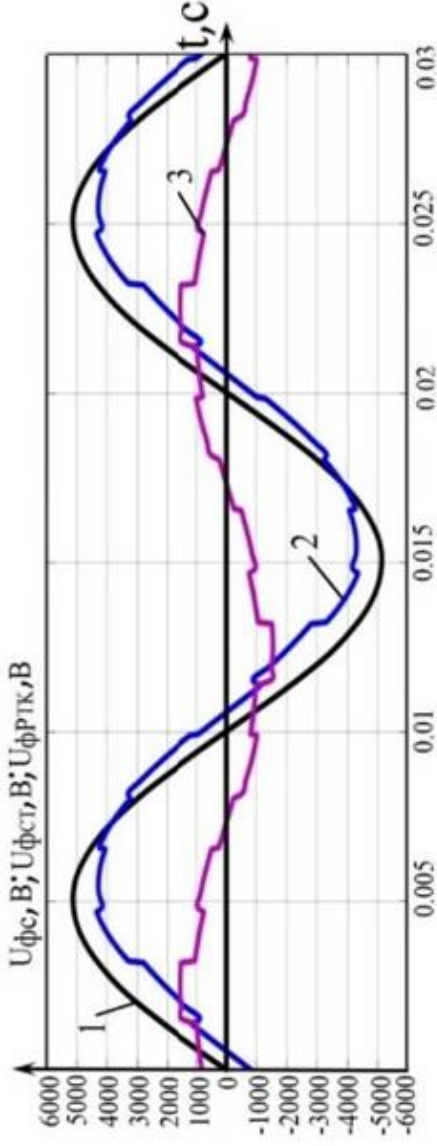
Умовні позначення:

- 1 та 2 — фазні струми мережі та додатковий реактор;
- 3 - фазний струм основного тиристорного ключа.

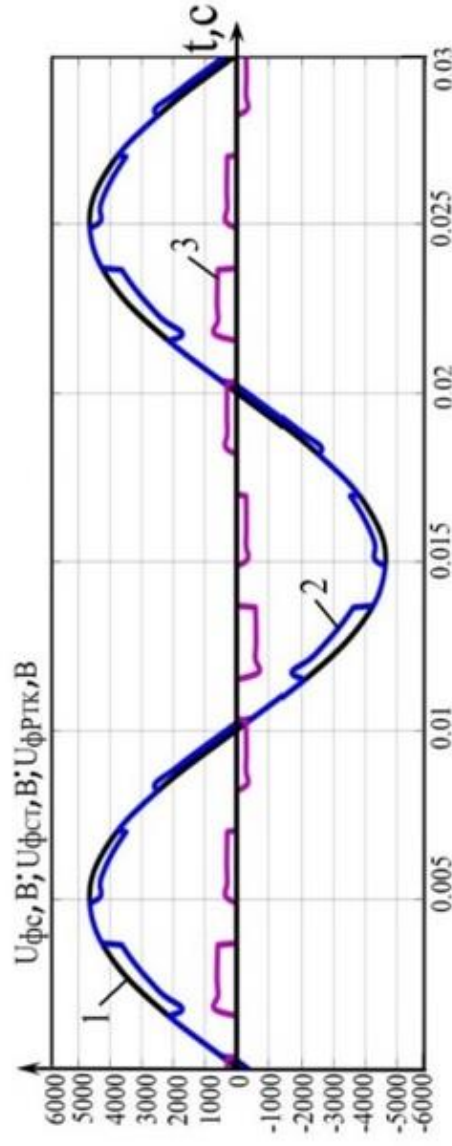
З графіка видно, що струми тиристорів та реакторів спотворюються, а їх сума, будучи струмом мережі і струмом трансформатора, зберігає синусоїдальну форму за будь-яких кутах управління. Це є властивістю пристроя, який в процесі регулювання не створює додаткових втрат у силовому трансформаторі та мережі.



Осцилограми фазної напруги при верхньому (а) та нижньому (б) піддіапазонах регулювання напруги



а



б

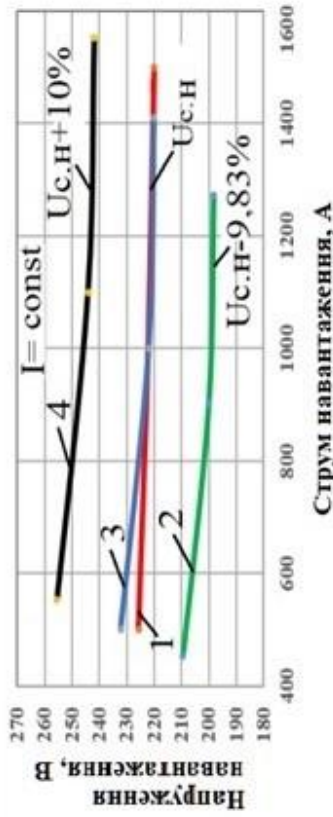
Цифрами 1, 2 і 3 позначені фазні напруги в мережі, на вході ТСЛ та на реакторно-тиристорних ключів.

Осцилограми напруги на елементах трансформаторної підстанції за схемою реакторно-тиристорних

ключів-ТСЛ отримані при номінальному навантаженні та відхиленнях напруги в мережі на $\pm 5\%$ від номінального рівня та показані для однієї фази.

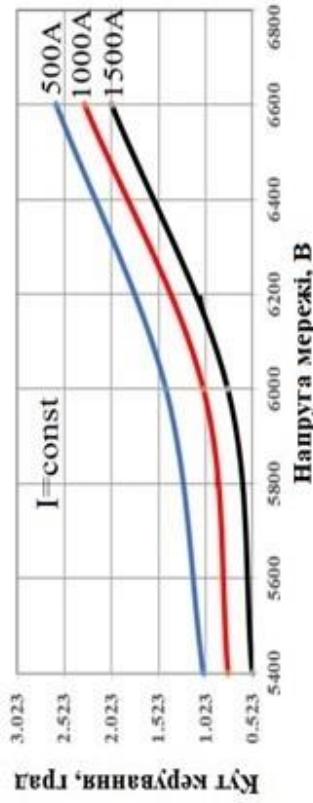
При зміщенні регулювання від середини в той чи інший бік форма напруги покращується і прагне синусоїдальної форми.

Характеристики трансформаторної підстанції: зовнішня (а), регульовальна (б) та стабілізаційна (в)

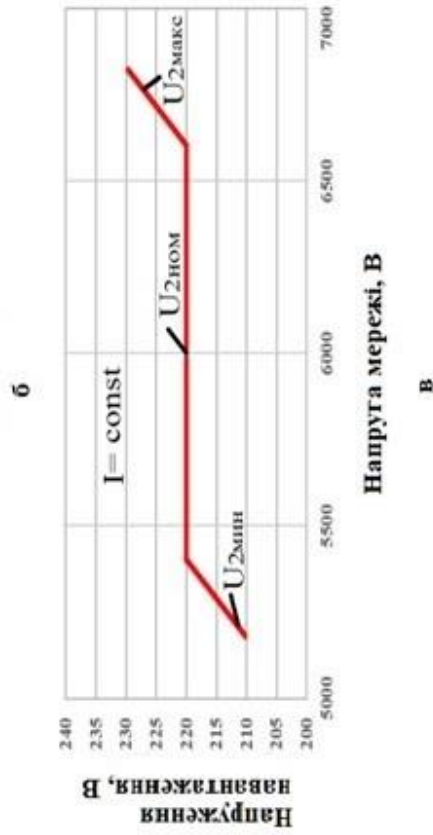


На графіках наведені характеристики трансформаторної підстанції за існуючою та модернізованою схемами.

Зовнішні характеристики (а) – природна 1 та штучні 2–4 отримані при фіксованих кутах управління тиристорів.



Регульовальна характеристика (б) розрахована при зміні кутів управління тиристорами таким чином, щоб при зміні напруги в мережі з фіксованими струмами навантаження напруги у споживачів залишалося постійним.



Характеристика стабілізації напруги на навантаження (в) реалізується відповідно до регульовальної характеристики.

Висновки

1. За результатом модернізації трансформаторної підстанції було замінено старе обладнання на нове, більш сучасне, проведені розрахунки струмів короткого замикання та складені схеми заміщення з метою правильного вибору захисного обладнання.
2. Для підвищення безпеки роботи під час війни запропоновано новий спосіб розміщення трансформаторної підстанції – під землю, та обраний необхідний для цього тип трансформатору.
3. Проведені дослідження режимів енергозбереження на трансформаторних підстанціях та способи оптимізації енергоспоживання, в результаті чого були розроблені організаційні та технічні заходи по енергозбереженню.
4. Проведені дослідження впливу шуму трансформаторної підстанції та засобів захисту від нього, в результаті чого були сформовані рекомендації для мінімізації ефекту.
5. Запропонований спосіб регулювання напруги у споживачів на основі реакторно-тиристорних ключів, проведені дослідження роботи станції з використанням такого регулюючого пристрою, які довели доцільність встановлення такого пристрою.
6. Модернізована трансформаторна підстанція економічно ефективна, надійна, захищена і відповідає поставленим задачам. Мета роботи виконана.