

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ

Електротехніка та енергоефективність
(повна назва кафедри)

Кваліфікаційна робота

другий (магістрський) рівень
(рівень вищої освіти)

на тему Підвищення енергоефективності трансформаторної
підстанції ПАТ «ДТЕК Дніпрообленерго»

Виконав: студент 2 курсу, групи 8.1419
спеціальності 141 Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

(код і назва спеціальності)

спеціалізації

(код і назва спеціалізації)

освітньої програми 141.00.11 Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

(назва освітньої програми)

І.І. Кашпор

(ініціали та прізвище)

Керівник проф., проф., д.т.н. Критська Т.В.

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

Рецензент

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

Запоріжжя
2020

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Інженерний навчально-науковий інститут _____
Кафедра _____ електротехніки та енергоефективності _____
Рівень вищої освіти _____ другий (магістрський) рівень _____
Спеціальність _____ 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка _____
(код та назва)
Спеціалізація _____
(код та назва)
Освітня програма 141.00.11 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри _____

« 09 » _____ 12 _____ 2020 року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТЦІ

Кашпор Ірина Ігорівна

(прізвище, ім'я, по батькові)

1 Тема роботи (проекту) _____ Підвищення енергоефективності трансформаторної підстанції ПАТ «ДТЕК Дніпрообленерго» _____

керівник роботи _____ Критська Тетяна Володимирівна, д.т.н., професор _____

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

затверджені наказом ЗНУ від « 14 » вересня 20 _____ року № 1306-с _____

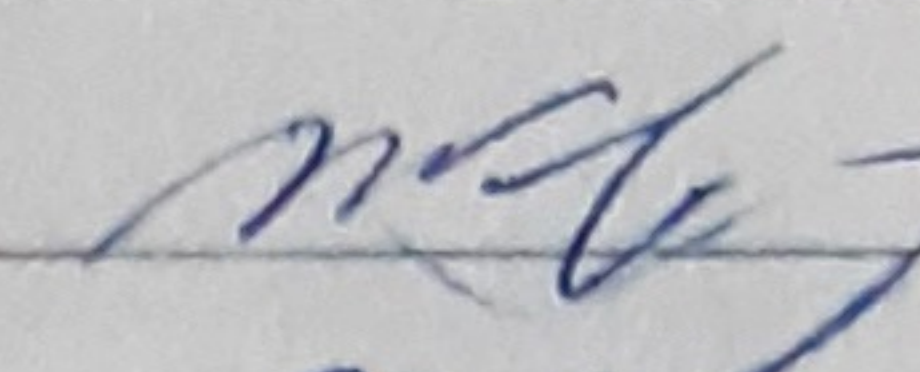
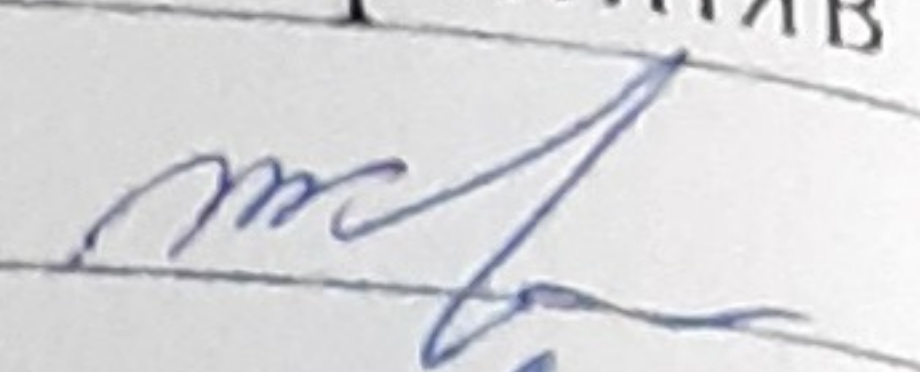
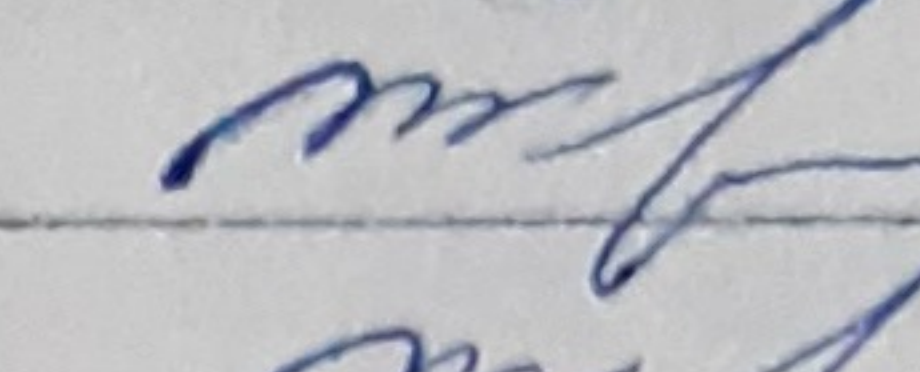
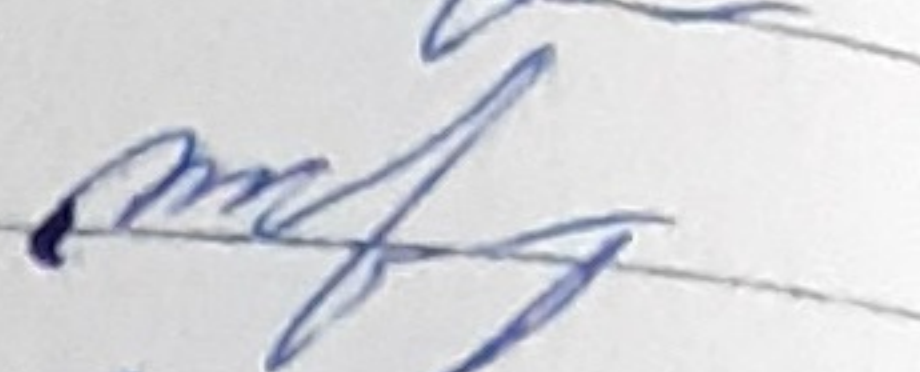
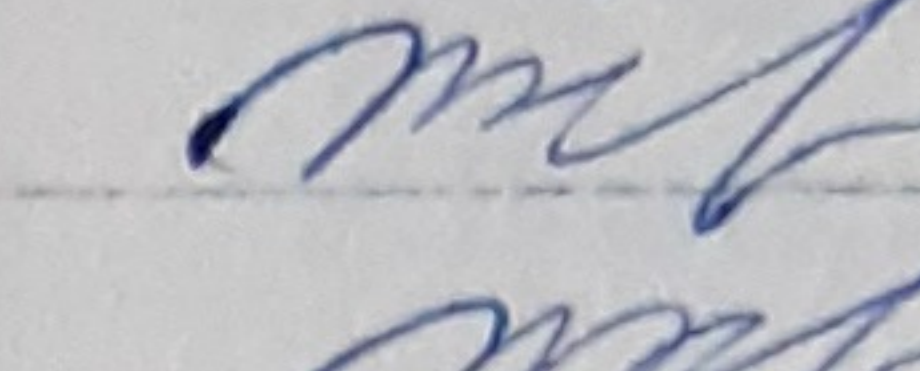
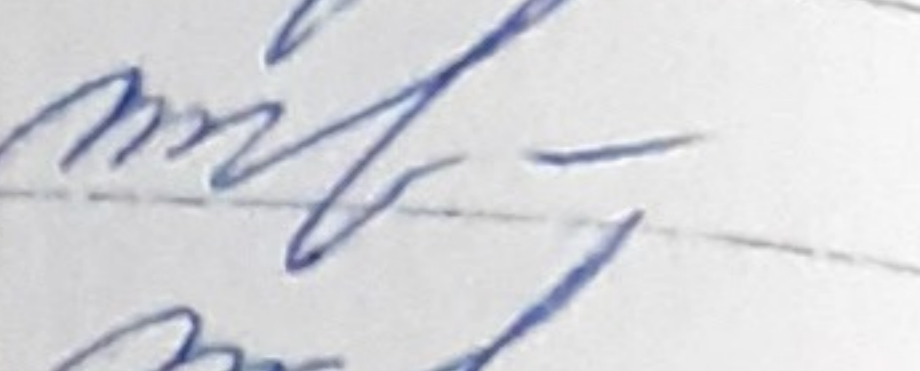
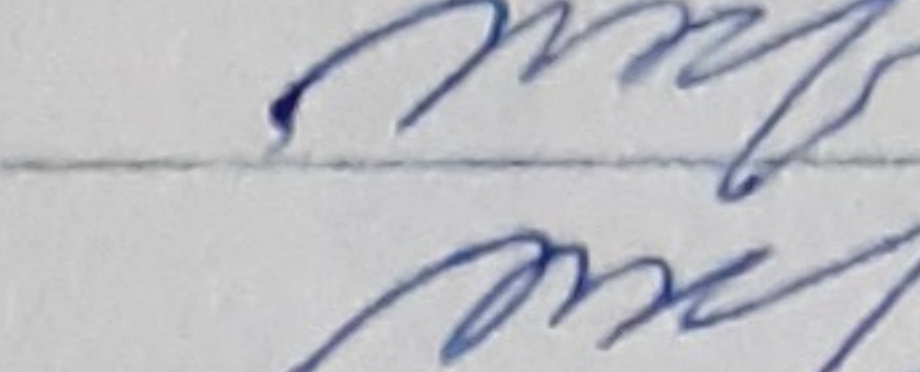
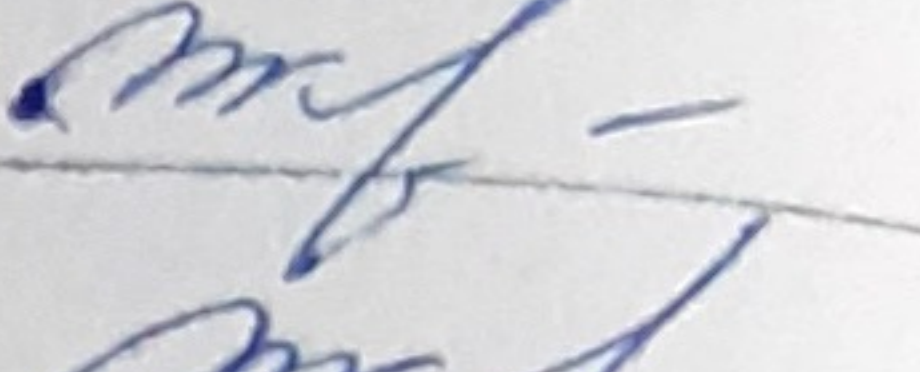
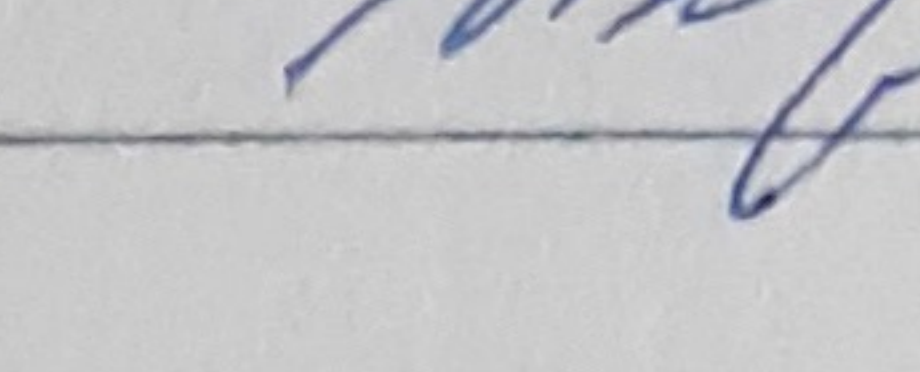
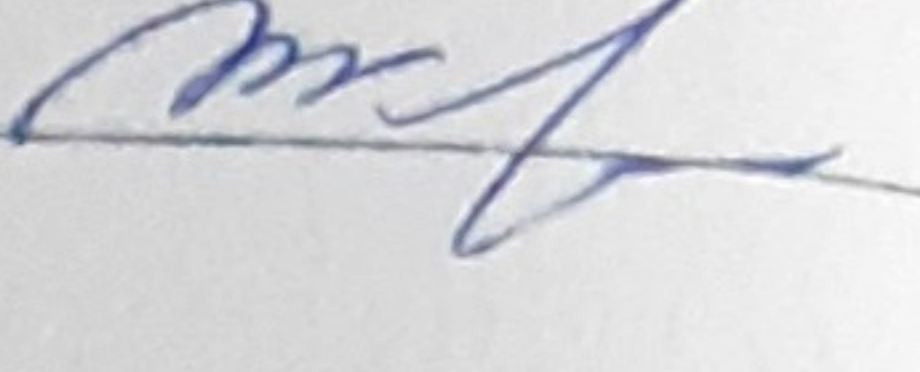
2 Строк подання студентом роботи _____ 01 грудня 2020 р. _____

3 Вихідні дані до роботи _____ Потужність трансформаторної підстанції 2*25 МВа, розрахункові потужності та графіки навантажень на обох сторонах трансформатора _____

4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) _____ Загальна характеристика трансформаторної підстанції 150/35/10 кВ, статистичний аналіз навантаження трансформаторної підстанції, прогнозування втрат електричної енергії на підстанції, техніко-економічні показники ремонту та технічного обслуговування електричного устаткування, охорона праці _____

5 Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) _____ Енергоефективність трансформаторної підстанції 150/35/10, однолінійна схема підстанції, навантаження трансформаторної підстанції, статистичний аналіз навантажень трансформаторної підстанції _____

6 Консультанти розділів роботи

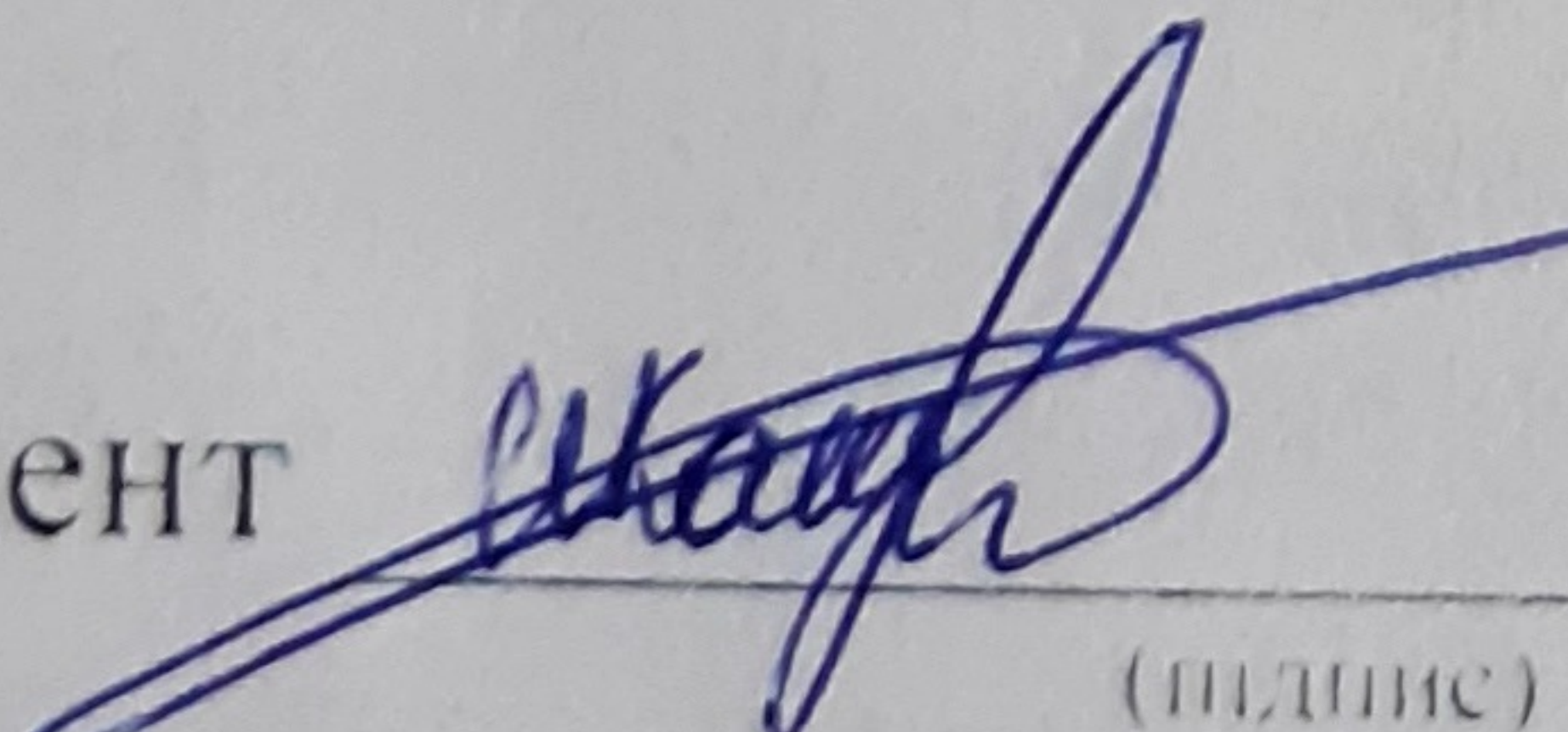
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділ 1	Критська Т.В., професор		
Розділ 2	Критська Т.В., професор		
Розділ 3	Критська Т.В., професор		
Розділ 4	Критська Т.В., професор		
Розділ 5	Критська Т.В., професор		

7 Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Загальна характеристика трансформаторної підстанції 150/35/10 кВ	18.09.2020	
2	Статистичний аналіз навантаження трансформаторної підстанції	10.10.2020	
3	Прогнозування втрат електричної енергії на підстанції	10.11.2020	
4	Техніко- економічні показники ремонту та технічного обслуговування електричного устаткування	20.11.2020	
5	Охорона праці	01.12.2020	

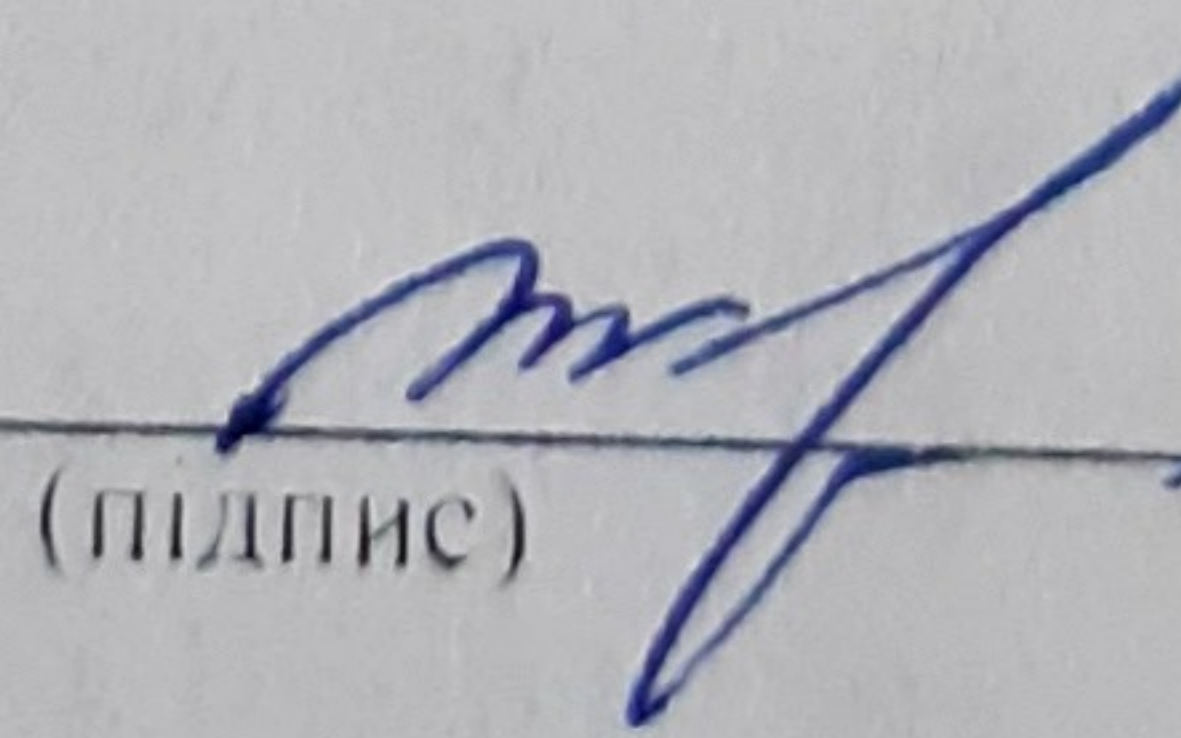
Студент


(підпис)

І.І. Кашпор

(ініціали та прізвище)

Керівник роботи (проєкту)

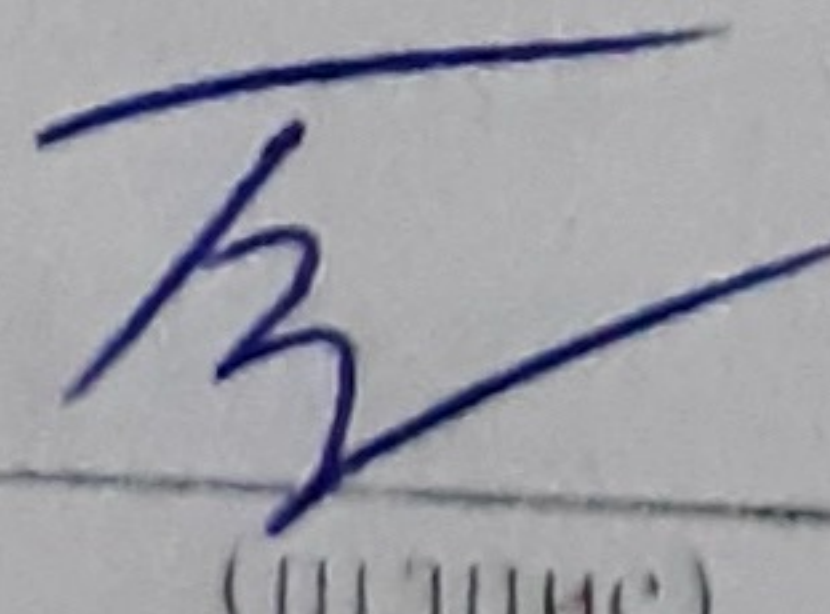

(підпис)

Т.В. Критська

(ініціали та прізвище)

Нормоконтроль пройдено

Нормоконтролер


(підпис)

С.В. Башлій

(ініціали та прізвище)

РЕФЕРАТ

Кашпор І.І. Підвищення енергоефективності трансформаторної підстанції ПАТ «ДТЕК Дніпрообленерго».

Кваліфікаційна випускна робота для здобуття ступеня вищої освіти магістра за спеціальністю 141 - Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, науковий керівник Т.В. Критська. Запорізький національний університет, Інженерний навчально-науковий інститут, 2020.

Магістерська робота містить 104 сторінки, 9 рисунків, 28 таблиць, 31 літературне джерело.

Анотація. В роботі розглянуто можливість застосування інструментів статистичного аналізу для визначення прогнозованих втрат електричної енергії в трансформаторах. Такий підхід дозволяє частково автоматизувати визначення втрат електричної енергії у часі та зробити більш ефективним режим роботи трансформаторної підстанції. Було підтверджено гіпотезу про нормальний закон розподілення генеральної сукупності.

Ключові слова: СТАТИСТИЧНИЙ АНАЛІЗ, ТРАНСФОРМАТОРНА ПІДСТАНЦЯ, ГРАФІК НАВАНТАЖЕННЯ, ВТРАТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ, ПОТУЖНІСТЬ.

ЗМІСТ

Вступ.....	7
1 Загальна характеристика трансформаторної підстанції 150/35/10 кВ.....	9
1.1 Призначення, характеристика та схема підстанції.....	9
1.2 Обладнання підстанції	13
1.3 Споживачі підстанції.....	21
2 Статистичний аналіз навантаження трансформаторної підстанції	24
2.1 Статистичний аналіз роботи підстанції.....	24
2.2 Навантаження підстанції на стороні НН 10 кВ.....	26
2.3 Навантаження підстанції на стороні СН 35 кВ.....	30
2.4 Сумарне навантаження підстанції.....	33
2.5 Кореляційний аналіз навантажень на сторонах НН 10 кВ та СН 35 кВ.....	37
3 Прогнозування втрат електричної енергії на підстанції.....	41
3.1 Розрахунок річних втрат електричної енергії на підстанції по максимальному навантаженню.....	41
3.2 Розрахунок річних втрат електричної енергії на підстанції по середньому навантаженню	46
3.3 Обґрунтування застосування імовірно–статистичного методів..	48
3.4 Розрахунок річних втрат електричної енергії імовірно- статистичним методом.....	51
3.5 Підвищення енергоефективності підстанції.....	55
4 Техніко- економічні показники ремонту та технічного обслуговування електричного устаткування.....	60
4.1. Розробка графіка планово-попереджувального ремонту.....	60
4.2 Розрахунок чисельності електроремонтного персоналу.....	65
4.3 Визначення кількості і вартості основних матеріалів для ремонту електричного господарства та електричних мереж.....	67
5 Охорона праці.....	71
Висновки	88

Перелік посилань.....	89
Додаток А.....	92

ВСТУП

Електрична енергія є єдиним видом продукції, для переміщення якого від місць виробництва до місць споживання не використовуються інші ресурси. Для цього витрачається частина самої електроенергії яка передається, і її втрати неминучі. Завдання полягає в визначенні їх економічно обґрунтованого рівня. Зниження втрат електроенергії в електричних мережах.

Методологія визначення нормативів втрат ще не встановилася. Чи не визначено навіть принципи нормування. Думки про підхід до нормування лежать в широкому діапазоні - від бажання мати встановлений твердий норматив у вигляді відсотка втрат до контролю за "нормальними" втратами за допомогою постійно проведених розрахунків за схемами мереж з використанням відповідного програмного забезпечення.

Стає все більш очевидним, що різке загострення проблеми зниження втрат електроенергії в електричних мережах вимагає активного пошуку нових шляхів її вирішення, нових підходів до вибору відповідних заходів, а головне, до організації роботи щодо зниження втрат.

У зв'язку з різким скороченням інвестицій в розвиток і технічне переозброєння електричних мереж, в вдосконалення систем управління їх режимами, обліку електроенергії, виник ряд негативних тенденцій, які впливають на рівень втрат в мережах, таких як: застаріле обладнання, фізичний і моральний знос засобів обліку електроенергії, невідповідність встановленого обладнання переданої потужності.

З вищезазначеного виходить, що на тлі змін господарського механізму в енергетиці, кризи економіки в країні проблема зниження втрат електроенергії в електричних мережах не тільки не втратила свою актуальність, а навпаки висунулася в одну з задач забезпечення фінансової стабільності енергопостачальних організацій.

Об'єкт досліджень – трансформаторна підстанція 150/35/10 кВ.

Предмет досліджень - втрати електричної енергії в трансформаторах.

Метою дослідження є виявлення закону розподілення, якому підлягає робота зазначеної нижче підстанції при наявності її графіка навантаження. Визначити найбільш доцільний метод розрахунку прогнозованих втрат електричної енергії в трансформаторах.

Задачами досліджень є обґрунтування застосування статистичного аналізу для виявлення прогнозованих втрат електроенергії на підстанції.

Для досягнення поставленої мети були поставлені наступні завдання:

- розрахувати звідні характеристики вибірки значень потужностей;
- виконати статистичний аналіз навантаження трансформаторної підстанції;
- порівняти річні втрати електричної енергії на підстанції, розраховані різними методами;
- дослідити можливості підвищення енергоефективності підстанції.

1 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПІДСТАНЦІЇ 150/35/10 кВ

1.1 Призначення, характеристика та схема підстанції

Підстанції слугують для прийому, перетворення і розподілу електроенергії, виконуються на всі щаблі напруги, можуть бути підвищуючими або знижувальними.

Призначення, потужність і рівні напруги підстанції визначаються схемою і конфігурацією електричної мережі, в якій вона експлуатується, характером і навантаженнями приєднаних споживачів електроенергії. Розрізняють в основному такі види підстанцій:

- тупикові (кінцеві);
- відгалужувальні, приєднані до приходящих поблизу ПЛ;
- проміжні що служать для живлення своїх споживачів;
- транзитні (у великій кількості випадків - вузлові), призначені не тільки для харчування споживачів, але і для передачі потоків потужності в суміжні мережі своєї та сусідніх енергосистем;
- перетворювальні - для передачі і прийому електричної потужності на постійному струмі;
- тягові – для живлення електротяги мереж.

Конструктивно розподільні пристрої підстанцій можуть виконуватися відкритими (основне устаткування розташовується на відкритому повітрі) або закритими (в міських умовах, в місцях з незадовільними умовами навколишнього середовища), по своїй відомчій належності підстанції перебувають у віданні енергосистем або промислових та інших споживачів електроенергії[1].

Підстанції змінного струму з високою напругою 330, 750 кВ, і деяка частина підстанцій 150 кВ з розвиненою схемою електричних з'єднань, оснащені синхронними компенсаторами 50 - 100 МВА і вище з відкритим розподільчим пристроєм, великим числом трансформаторів, вимикачів та іншого обладнання високої напруги, розміщуються на великих площах, потребують присутності постійно чергового персоналу високої кваліфікації і

широко розвиненою дистанційною та телемеханічною інформацією. За допомогою цих підстанцій, як правило, здійснюються міжсистемні зв'язки, що утворюють об'єднання і Єдину енергосистему.

Закриті підстанції глибокого вводу з високою напругою 110 - 150 кВ, будівництво яких здійснюється в густонаселених районах великих міст, де під будівництво можуть бути виділені тільки обмежені площі і де зосереджені значні комунально-побутові та промислові навантаження. На таких підстанціях передбачають постійне чергування і необхідні заходи щодо огороження населення від шуму, створюваного працюючими трансформаторами та іншим обладнанням.

Підстанції 35, 110 і 150 кВ зі спрощеною схемою електричних з'єднань, часто без вимикачів на стороні вищої напруги, з комплектними розподільчими пристроями низької напруги (КРУ, КРУН і ін.), У яких апаратура управління, захисту, сигналізації і автоматики розташована на лицьовій стороні їх шаф і не вимагає спеціального щитового приміщення [1]. Такі підстанції не потребують постійного чергового персоналу, обслуговуються оперативними виїзними бригадами (ОВБ) або черговими на дому і за кількістю складають більшість серед підстанцій даного типу (для полегшення обслуговування і диспетчерського контролю підстанції оснащують відповідними пристроями зв'язку та телемеханіки).

Підстанції 6 - 10 кВ міського, селищного і сільського призначення, які обслуговуються оперативно-виїзними бригадами.

На сьогодні стан розподільних електричних мереж характеризується наступними показниками: понад 6,6% ліній електропередавання напругою 35-110 (150) кВ та 11,5% ліній електропередавання напругою 0,4- 10(6) кВ прийшли в технічно непрацездатний стан і потребують значних щорічних зростаючих витрат на технічне обслуговування та ремонт; близько 22,3% трансформаторів напругою 35-110 (150) кВ і 14,9% трансформаторів напругою 10(6) кВ відпрацювали передбачений технічною документацією термін експлуатації, мають значні втрати, недостатню надійність та потребують заміни; фактичні витрати електричної енергії в електричних

мережах в середньому складають 12,1%, а в мережах окремих компаній сягають 18%; внаслідок змін в структурі споживання електричної енергії, а саме: зростання навантажень в містах та зменшення їх в сільській місцевості – електричні мережі значних і найзначніших міст вимагають збільшення пропускної здатності та спорудження додаткових ПС 110 (150) кВ.

В магістерській дипломній роботі досліджено трансформаторну підстанцію 150 кВ, яка входить до складу ПАТ «ДТЕК Дніпрообленерго» - найбільшої енергопостачальної Компанії в Україні, яка займається двома видами ліцензійної діяльності: передачею і постачанням електроенергії. Підприємство обслуговує регіон площею майже 32 тисячі кв. кілометрів, забезпечуючи електроенергією більше 40 тис. юридичних, а також 1,5 мільйона побутових абонентів. У Компанії найбільший товарний відпуск продукції в країні - загальний обсяг передачі електроенергії становить 20% від усього споживання в Україні та перевищує 23 млрд.кВт·год.

У мережі енергопостачальної компанії «ДТЕК Дніпрообленерго» електроенергія надходить від генеруючої компанії «Дніпроенерго» і через магістральні мережі 330 - 750 кВ НЕК «Укренерго». Компанія отримує і передає її по розподільних мережах 0, 4 - 6 - 10 - 35 - 150 4 - 6 - 10 - 35 - 150 кВ споживачам Дніпропетровської області та в сусідні області. Обсяг електричних мереж в умовних одиницях становить 285, 583 тис. Компанія «ДТЕК Дніпрообленерго» працює над здійсненням програми технічного розвитку, модернізації і будівництва електричних мереж і підстанцій, впровадженням і розвитком інформаційних технологій.

Схема підстанції 150 кВ та обладнання яке знаходиться на підстанції зображена на рисунку 1.1.

1.2 Обладнання підстанції

На підстанції 150 кВ, встановлено два трансформатори потужністю по 25 МВА.

Електричні апарати та умови їх вибору і перевірки для ВРП-150 кВ приведено у таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 - Електричні апарати для ВРП-150 кВ

Найменування апарата	Умови вибору та перевірки	Каталожні дані
Вимикач ЛТВ-170ДІ	$U_{ном} = U_{ном\ мереж}$ $I_{ном} > I_{ном\ роз}$ $I_{відклном} \approx I'$ $I_{дин} > i_{уд}$ $I_m^2 \cdot t_m > B_k$	170 кВ 3150 А 31,5 А 85 кА $31,5^2 \cdot 3 = 2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Роз'єднувач РНД 3.2-150/1000 У1 РНД 3.1-150/1000 У1	$U_{ном} = U_{ном\ мереж}$ $I_{ном} > I_{ном\ роз}$ $I_{дин} > i_{уд}$ $I_m^2 \cdot t_m > B_k$	150 кВ 1000 А 100 кА $40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Трансформатор струму ТФЗМ-150-БІ	$U_{ном} = U_{ном\ мереж}$ $I_{ном} > I_{ном\ роз}$ $I_{дин} > i_{уд}$ $I_m^2 \cdot t_m > B_k$	150 кВ 600 А 63 кА $28^2 \cdot 3 = 2352 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Трансформатор напруги 3хНКФ-150-58 У1	$U_{ном} = U_{ном\ мереж}$ $S_{ном2} > S_{2p}$	150 кВ 600 ВА клас точності 0,5
Розрядник ОПН - 150	$U_{ном} = U_{ном\ мереж}$	150 кВ

Вимикач Q типу ЛТВ-170ДІ - високовольтний колонковий елегазовий вимикач з дугогасильним пристроєм автокомпресійного типу (Auto-Puffer

™), яке демонструє свої розрахункові переваги при відключенні великих струмів. Один розрив на полюс. Вимикачі типу LTB в стандартному виконанні поставляються з ізоляторами з високоякісного фарфору з коричневим глазуруванням або з композитними ізоляторами (світло-сірого кольору). Управління трьох- або пополюсне. Механізми управління типу BLK і FSA1 з моторно-пружинними приводами або MotorDrive - цифровий сервопривід з електронною системою управління, здатний з високою точністю і надійністю безпосередньо пускати в хід контакти вимикачів.

Вимикач LTB-170DI розрахований на термін експлуатації більше 30 років або 10 тис. механічних операцій (без навантаження). При комутації струмів, число операцій до терміну проведення обслуговування вимикача визначається в залежності від що відключається струму.

Роз'єднувач QS типу РНД 3.2-150/1000 У1 та РНД 3.1- 150/1000 У1— роз'єднувач, зовнішньої установки двухколонковий. Контактний комутаційний апарат, призначений для комутації електричного кола без струму чи з незначним струмом, який для безпеки має у вимкненому положенні ізоляційний проміжок, що задовольняє певним вимогам [2].

Роз'єднувачі застосовуються у високовольтних розподільчих пристроях, переважно для забезпечення безпеки при профілактичних та ремонтних роботах на відімкнених ділянках. В окремих випадках за допомогою роз'єднувачів відмикають невеликі струми (напруги струми намагнічування трансформаторів невеликої потужності чи струми ненавантажених ліній невеликої довжини). Роз'єднувач застосовують також для секціювання шин та перемикання електричних ліній з однієї системи шинрозподільчого пристрою на іншу.

Трансформатор струму ТА серії ТФЗМ – 150-БІ- трансформатор, первинна обмотка якого підключена до джерела струму, а вторинна обмотка замикається на вимірювальні або захисні прилади, що мають малі внутрішні опору.

Трансформатори струму ТА широко використовуються для вимірювання електричного струму і в пристроях релейного захисту електроенергетичних

систем, в зв'язку з чим на них накладаються високі вимоги по точності. Трансформатори струму забезпечують безпеку вимірювань, ізолюючи вимірювальні ланцюги від первинного кола з високою напругою, часто складовим сотні кіловольт.

Маслонаповнені трансформатори струму, призначені для зовнішньої установки в відкритих розподільних пристроях передачі для сигналу вимірювальної інформації вимірювальним приладам (Амперметр, вольтметр, лічильники), а так же, приладів захисту, автоматики, сигналізації і управління в електромережах змінного струму з частотою 50-60 Гц. Головна внутрішня ізоляція трансформаторів паперово-масляна. Обмотки ланкового типу. Головна ізоляція розташована на первинній та вторинній обмотках. Кількість вторинних обмоток від двох до п'яти. Трансформатори відрізняються високою надійністю в експлуатації.

Вимірювальні трансформатори струму ТФЗМ нашого виробництва виготовляються від 35 до 150 кВ.

Умови експлуатації:

- висота над рівнем моря 1000м;
- температура навколишнього середовища від -60 до +50⁰С;
- відносна вологість повітря 80% при температурі навколишнього середовища +27⁰С.

Під час роботи вторинні обмотки трансформатора повинні бути завжди замкнені на прилади або закорочені.

Трансформатор напруги VT3xHKФ-150-58 УІ- трансформатор напруги, каскадний з порцеляною покрешкою. Вимірювальний трансформатор, у якому за нормальних умов використання вторинна напруга є пропорційною до первинної напруги та за умови правильного вмикання зміщена відносно неї за фазою на кут, близький до нуля [2].

Трансформатор напруги 3xHKФ-150-58 УІ є масштабний вимірювальний перетворювач, який призначений для живлення приладів вимірюють електричні величини, автоматичні і захисні пристрої.

Конструкція трансформатора напруги НКФ 3хНКФ-150-58 УІ передбачає фарфоровий кожух для установки зовні. Трансформатор складається з двох незалежних каскадів, які виконані на одному муздрамтеатрі. Обмотка високої напруги конструктивно розділена на дві секції, які і представляють перший і другий каскад. Магнітопровід в свою чергу має електричний контакт з обмоткою високої напруги між секціями, завдяки чому на нього впливає половина номінального напруги мережі. Саме на поділі напруги впововину побудований основний принцип каскадного поділу, це дає можливість зменшити габарити ізоляції і масу трансформаторів напруги.

Розрядник QS типу ОПН -150 - електричний апарат, призначений для захисту обладнання систем електропостачання від комутаційних і грозових перенапруг. ОПН також можна назвати розрядником без іскрових проміжків. ОПН на сьогоднішній день є одним з ефективних засобів захисту обладнання електричних мереж.

Основний елемент ОПН – варистор. Основна активна частина ОПН складається з послідовного набору варисторів, з'єднаних послідовно в «колонку». Залежно від необхідних характеристик ОПН і його конструкції обмежувач може складатися з однієї колонки або з ряду колонок, з'єднаних послідовно або паралельно. Відмінність матеріалу варисторів ОПН від матеріалу резисторів вентильних розрядників полягає в тому, що у нелінійних резисторів обмежувачів перенапруги присутній підвищена пропускна здатність, а також високонелінійна вольт-амперна характеристика (ВАХ), завдяки якій можливо безперервне і безпечне перебування ОПН під напругою, при якому забезпечується високий рівень захисту електрообладнання. Дані якості дозволили виключити з конструкції ОПН іскрові проміжки [3].

Електричні апарати та умови їх вибору і перевірки для напруги 35 кВ приведено у таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Електричні апарати напругою 35 кВ

Найменування апарата	Умови вибору та перевірки	Каталожні дані
Вимикач ВР-35НС 20/1600УІ	$U_{ном} = U_{ном\ мереж}$ $I_{ном} > I_{ном\ роз}$ $I_{відклном} \approx I''$ $i_{дин} > i_{уд}$ $I^2_m t_m > B_k$	35 кВ 1600 А 20 кА 52 кА $20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \text{ с}$
Роз'єднувач РНД 3.1-35/1000 У1 РНД 3.1-35/1000 У1	$U_{ном} = U_{ном\ мереж}$ $I_{ном} > I_{ном\ роз}$ $I_{дин} > i_{уд}$ $I^2_m \cdot t_m > B_k$	35 кВ 1000 А 63 кА $25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \text{ с}$
Трансформатор струму ТФЗМ-35А-600/5 УІ	$U_{ном} = U_{ном\ мереж}$ $I_{ном} > I_{ном\ роз}$ $I_{дин} > i_{уд}$ $I^2_m \cdot t_m > B_k$ $Z_{ном} > Z_{2н}$	35 кВ 600 А 84 кА $15^2 \cdot 3 = 675 \text{ кА}^2 \text{ с}$ 2 Ом
Трансформатор напруги ЗНОМ-35	$U_{ном} = U_{ном\ мереж}$ $S_{ном} > S_{2р}$	35 кВ 150 ВА
Розрядник РВС-35 УІ	$U_{ном} = U_{ном\ мереж}$	35 кВ

Вимикач Q серії ВР-35НС 20/1600УІ – вакуумні вимикачі зовнішньої установки серії ВР35НС призначені для роботи в нормальних і аварійних режимах в мережах трифазного змінного струму частоти 50 Гц з номінальною напругою 35 кВ для систем з ізольованою або частково заземленою нейтраллю. Всередині полюсів вимикачі мають повітряну ізоляцію, яка в поєднанні з відповідною довжиною шляху витoku ізоляційних поверхонь

забезпечує надійну ізоляцію полюсів навіть при 100% вологості навколишнього повітря [3].

В основі принципу управління вимикачем лежить використання на кожному полюсі окремого двопозиційного силового електромагніта з “магнітними заціпками” в крайніх положеннях. Електромагніт зв’язаний через ізоляційну тягу з вакуумною дугогасною камерою (ВДК) полюса. В електромагніт вбудовані постійні магніти, що використовуються як тягові, а також для створення “магнітних заціпок” і надійної фіксації вимикача в положеннях “Ввімкнено” і “Вимкнено”. Постійні магніти виготовлені на основі рідкоземельних металів.

Роз’єднувач QS типу РНД 3.1-35/1000 У1-електричний високовольтний апарат з видимим місцем роз’єднання в повітрі, призначений для вимкнення й увімкнення під напругу ділянок електричної установки за відсутності струму навантаження (попередньо знеструмленого електричного кола). З його допомогою створюють видимий розрив кола, що створює безпечність роботи працівників при ремонтах і оглядах вимкненої частини електроустановки.

Роз’єднувачі горизонтально поворотного типу на напругу 35-110 кВ призначені для зовнішнього встановлення. Вони можуть бути виконанні з заземляючими ножами (один чи два) і без них. Принцип роботи роз’єднувача полягає у розмиканні і замиканні попередньо знеструмлених електричних кіл, для створення видимого розриву електричного кола, що забезпечує безпеку працівників на вимкненій частині електроустановки, для робіт і оглядів. Керування роз’єднувачами може здійснюватися штангою ручного керування чи ручним приводом. Вимкнення роз’єднувача здійснюється з допомогою привода. Полюси роз’єднувача з’єднуються тягами, що складаються з наконечників і регульованих елементів таким чином, що вісь крайнього ізолятора забезпечує управління роз’єднувачем з допомогою привода ПРН-110М (ПРН-220М).

Розрядник QS типу РВС-35 УІ- розрядники вентиляльні серії РВС-35 призначені для захисту від атмосферних перенапруг ізоляції електрообладнання змінного струму частоти 50 і 60 Гц на клас напруги 35

кВ. Захисна дія розрядника обумовлено тим, що при появі небезпечного для ізоляції напруги відбувається пробій іскрового проміжку розрядника, а протікає через розрядник імпульсний струм внаслідок нелінійності робочого опору не створює небезпечного для ізоляції підвищення напруги. Розрядники РВС-35 виготовляються для роботи в мережах з будь-якою системою заземлення нейтралі. Розрядники розраховані на тривалу роботу в умовах закритих і відкритих електричних установок при температурі навколишнього середовища від мінус 40 ° до плюс 40 ° С і призначені для застосування на висоті до 1000 м над рівнем моря [2].

В ЗРУ-10 кВ розташовані шафи комплектних розподільних улаштувань типу КУ-10 Ц з вимикачами типу ВР-10, які наведені нижче у таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 - Шафи КУ-10Ц

Призначення шафи	Умови перевірки	Каталожні дані	Тип вимикача
1	2	3	4
Шафа вводу	$U_{ном} = U_{ном\ мереж}$ $I_{ном\ ш} > I_{р\ max}$ $I_{н\ зв\ ш} > I_{р\ max}$ $I_{відклном} \approx I''$ $i_{дин} > i_{уд}$ $I^2_{m} \cdot t_m > B_k$	10 кВ $I_n = 1600\ A$ $I_{н\ зв\ ш} = 1600\ A$ $I_{відклном} = 20\ кА$ $i_{дин} = 52\ кА$ $I^2_{m} t_m = 20^2 \cdot 3 = 1800\ кА^2\ с$	ВР-10-20/1600 УЗ
Шафа секційного вимикача	$U_{ном} = U_{ном\ мереж}$ $I_{ном\ ш} > I_{р\ max}$	10 кВ $I_n = 1000\ A$	ВР-10-20/1000 УЗ

Продовження таблиці 1.3

1	2	3	4
Шафа секційного вимикача	$I_{н зв ш} > I_{р max}$ $I_{відклном} \approx I''$ $i_{дин} > i_{уд}$ $I^2_{m t_m} > B_k$	$I_{н зв ш} = 1600 \text{ А}$ $I_{відкл} = 20 \text{ кА}$ $i_{дин} = 52 \text{ кА}$ $I^2_{m t_m} = 20^2 \cdot 3 = 1800 \text{ кА}^2 \text{ с}$	
Шафа лінії, що відходить	$U_{ном} = U_{ном мереж}$ $I_{ном ш} > I_{р max}$ $I_{н зв ш} > I_{р max}$ $I_{відклном} \approx I''$ $i_{дин} > i_{уд}$ $I^2_{m t_m} > B_k$	10 кВ $I_n = 630 \text{ А}$ $I_{н зв ш} = 1600 \text{ А}$ $I_{відклном} = 20 \text{ кА}$ $i_{дин} = 52 \text{ кА}$ $I^2_{m t_m} = 20^2 \cdot 3 = 1800 \text{ кА}^2 \text{ с}$	ВР -10-20/630 УЗ

Шафа відхідних ліній має два відділення: верхнє і нижнє, відгороджених одна від одної металевою перегородкою і закриваються окремими замикаються дверцятами.

Шафи КУ-10Ц комплектуються трансформаторами струму ТОЛ-10. На ввідній шафі встановлюється ТОЛ-10-1500/5, на шафі секційного вимикача ТОЛ-10-1000/5, на шафах ліній, що відходять, ТОЛ-10-(100-500)/5.

На кабельних лініях встановлені трансформатори струму нульової послідовності типу ТЗЛ. У шафах трансформаторів напруги встановлені трансформатори типу 3хЗНОЛ.0.6-10-УІ з розрядниками РВО-10 УІ.

Шафа лінії, що відходить розрахований на приєднання до чотирьох кабелів 10 кВ перетином 3х240 мм² кожен. Висувним елементом шафи є повністю зібрана конструкція візка, встановленої на чотирьох колесах, на якій змонтовані вимикач ВК-10 з вбудованим пружинним приводом.

Шафи відхідних ліній обладнані стаціонарними заземлювальними роз'єднувачами з боку лінії, а шафи трансформаторів напруги мають заземлювальні роз'єднувачі з боку збірних шин.

1.3 Споживачі підстанції

На початку 30-х років розглядувана підстанція стала отримувати електроенергію від об'єкта Дніпробуду - Дніпрогесу. З часів планів ГОЕРЛО підстанція розрослася і перетворилася на важливий розподільний енерговузол ліній 150 кВ. Загальна площа ПС 45000 м².

Даний район, де знаходиться знижувальна ПС, включає в себе об'єкти агропромислової зони та комунально-побутових споживачів, які в свою чергу живляться через розподільну мережу 10 кВ.

До цих об'єктів відносяться цементний завод, свиноферма, селище міського типу (сmt), гаражний кооператив, підприємство заготівлі зерна та інші.

За надійністю електропостачання споживачі району характеризуються наступним чином [1,3]:

- електроприймачі першої категорії знаходяться у цементному заводі, на помпових станціях, так як забезпечується споживання питною водою;
- електроприймачі другої категорії є на підприємстві заготівлі зерна, та фермах;
- решта споживачів належать до третьої категорії за надійністю електропостачання, до них відносяться житловий комплекс, гаражний кооператив.

Нижче розглянемо споживачів електричної енергії та розрахункове навантаження які наведенні в таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 – Споживачі та розрахункове навантаження на стороні 10 кВ

Споживачі електричної енергії	Потужності		
	Активна $P_{роз}$, кВт	Реактивна $Q_{роз}$, квар	Повна $S_{роз}$, кВА
1	2	3	4
Ферма “Світанок”	1601	991,2	1883
Житловий комплекс «Щасливий»	6731	2215	7086
Селище міського типу	2051	600,1	2137
Підприємство заготівлі зерна	3051	997,7	3210
Насосна станція	1180	1201	1684
Гаражний кооператив "Автолюбитель-7"	2029	661,2	2134
Свиноферма	1955	646,1	2059
Цементний завод	3725	1221	3920
Усього	22 323	8 533	24 113

Споживачі електроенергії на стороні 35кВ.

Споживачами електроенергії на стороні 35 кВ є підстанції знижувальні 35/10 кВ: “ПС1”, “ПС2”, “ПС3”, “ПС4”.

Значення розрахункового навантаження на стороні 35кВ винесені в таблицю 1.5.

Таблиця 1.5 – Розрахункове навантаження на стороні 35 кВ

Назва ПС 35/10, кВ	Потужності		
	Активна $P_{роз}$, МВт	Реактивна $Q_{роз}$, Мвар	Повна $S_{роз}$, МВА
1	2	3	4
ПС1	3,5	2,3	4

Продовження таблиці 1.5

1	2	3	4
ПС2	5,5	4,0	6,6
ПС3	9,0	6,0	10,8
ПС4	6,5	4,0	7,9
Усього	24,5	16,3	29,3

Розглянуто споживачі електричної енергії на стороні 10 та 35 кВ. Розраховані активна, реактивна та повна потужності кожного споживача та загальні потужності на кожній стороні.

2 СТАТИСТИЧНИЙ АНАЛІЗ НАВАНТАЖЕННЯ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ

2.1 Статистичний аналіз роботи підстанції

Статистичний метод дає змогу охарактеризувати сумарний вплив всіх випадкових чинників і їх мінливості на роботу трансформаторної підстанції.

Математична статистика - це сучасна галузь математичної науки, яка займається статистичним описом результатів експериментів і спостережень, а також побудовою математичних моделей, що містять поняття ймовірності.

Теоретичною базою математичної статистики служить теорія ймовірностей [4].

В структурі математичної статистики традиційно виділяють два основні розділи: описова статистика і статистичні висновки.

Основними завданнями математичної статистики є:

- визначення за статистичними даними законів розподілу випадкових величин;
- визначення за статистичними даними параметрів розподілу випадкових величин;
- визначення за статистичними даними виду зв'язку між різними явищами (об'єктами) або властивостями одного і того ж явища (об'єкта);
- визначення сили (тісноти зв'язку) між різними явищами (об'єктами) або властивостями одного і того ж явища (об'єкта);
- перевірка вірогідності статистичних гіпотез;
- розробка рекомендацій щодо проведення експерименту та обробки його результатів.

Основна ідея математичної статистики базується на переконанні про те, що повне вивчення всіх об'єктів генеральної сукупності в більшості наукових завдань або практично неможливе, або економічно недоцільне, оскільки вимагає багато часу і значних матеріальних витрат. Тому в математичній статистиці застосовується вибірковий підхід.

Застосування статистичних методів складається з трьох основних блоків: перехід від об'єкта реальності до абстрактної математико-статистичної схеми, тобто побудова імовірнісної моделі явища, процесу, властивості;

- проведення розрахункових дій власно математичними засобами в рамках імовірнісної моделі за результатами вимірювань, спостережень, експерименту і формулювання статистичних висновків;

- інтерпретація статистичних висновків щодо реальної ситуації й ухвалення відповідного рішення.

Для того, щоб мати можливість перенесення вибірових показників або на інші, або на більш поширені сукупності, необхідно мати математично обґрунтовані положення щодо відповідності і спроможності вибірових характеристик характеристиками цих поширених так званих генеральних сукупностей. Такі положення базуються на теоретичних підходах і схемах, пов'язаних з імовірнісними моделях реальності, наприклад, на аксіоматичному підході, на законі великих чисел і т.д. Тільки з їхньою допомогою можна переносити властивості, які встановлено за результатами аналізу обмеженої емпіричної інформації, або на інші, або на поширені сукупності. Отже, побудова, закони функціонування, використання імовірнісних моделей, що є предметом математичної галузі під назвою "теорія ймовірностей", стає суттю статистичних методів [4].

Згідно центральній граничній теоремі сума досить великої кількості слабо залежних випадкових величин, що мають приблизно однакові масштаби (всі величини мають кінцеві математичні очікування та дисперсії; жоден зі випадків не домінує), має розподіл, близький до нормального [5], який характеризується двома інтегральними показниками: математичним очікуванням $M(X)$ і дисперсією:

$$D(X) = \sigma^2, \quad (2.1)$$

де σ – середнє квадратичне відхилення.

2.2 Навантаження підстанції на стороні НН 10 кВ

Середньозважений добовий графік навантаження на стороні НН 10 кВ зображено на рисунку 2.1.

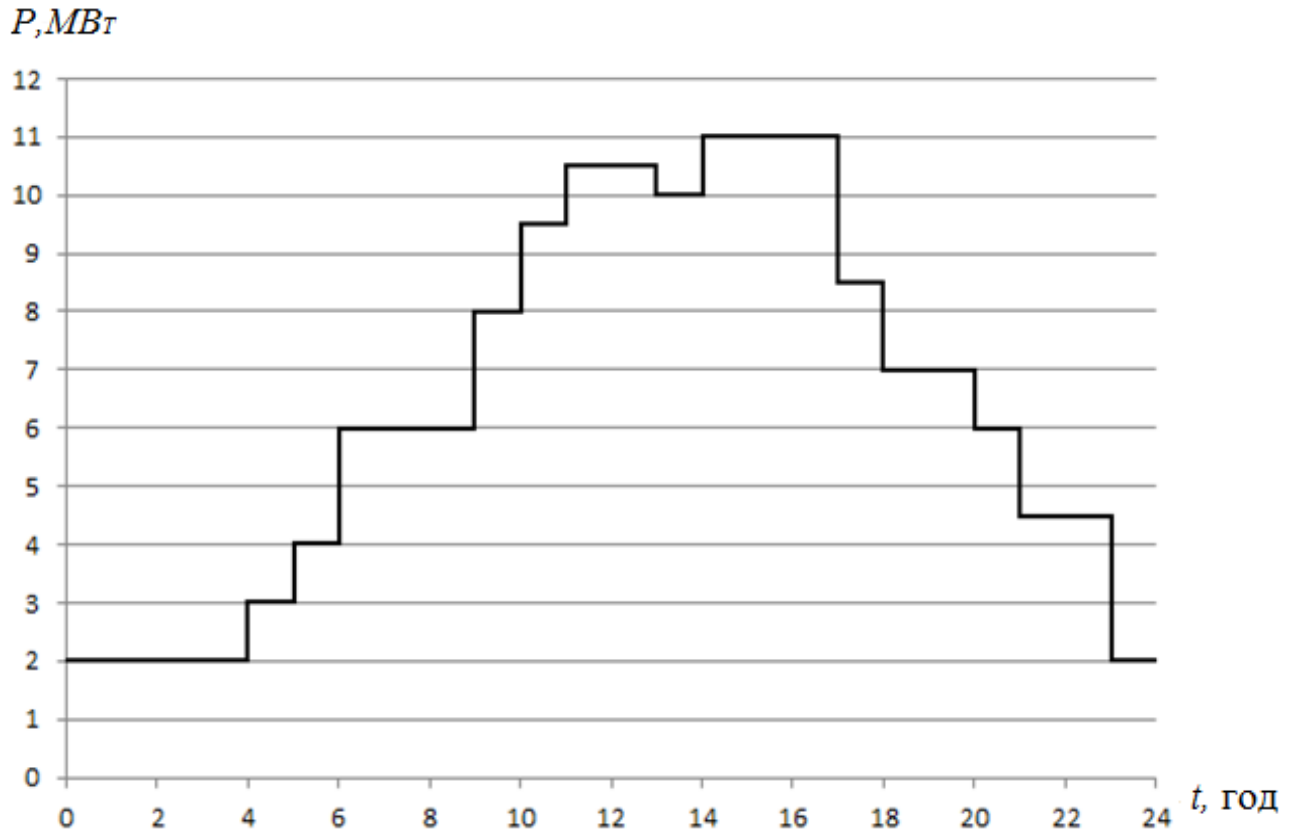


Рисунок 2.1 - Графік навантаження на стороні НН 10 кВ

Розподілення потужності кожні півгодини ($\sum n_i = 48$ год.) задаємо у вигляді послідовності варіант x_i і відповідних їм частот n_i (таблиця 2.1).

Таблиця 2.1 - Варіанти та частоти розподілення потужності на стороні НН

Варіанта, x_i	2	3	4	4,5	6	7	8	8,5	9,5	10	10,5	11
Частота, n_i	10	2	2	4	8	4	2	2	2	2	4	6

Так як початкові варіанти не є рівновіддаленими, то інтервал, у якому укладені всі варіанти вибірки, поділено на шість рівних, довжини $h=1,5$, часткових інтервалів. Середини часткових інтервалів x_i^* утворюють послідовність рівновіддалених варіант [5]. Як частоти кожної середини

інтервалу прийнято суму частот варіант, які потрапили у відповідний частковий інтервал (таблиця 2.2). У цьому випадку зручно знаходити вибіркві середню та дисперсію методом множень за формулами:

$$\bar{x}^* = M_1^* h + C, \quad (2.2)$$

$$D_B = \left[M_2^* - (M_1^*)^2 \right] h^2, \quad (2.3)$$

де h - крок (різниця між двома сусідніми варіантами, $h=1,5$);

C - помилковий нуль (варіанта, яка розташована приблизно всередині варіаційного ряду);

$M_1^* = (\sum n_i u_i) / n$ – умовний момент першого порядку;

$M_2^* = (\sum n_i u_i^2) / n$ – умовний момент другого порядку;

$u_i = (x_i - C) / h$ – умовна варіанта.

Таблиця 2.2 - Рівновіддалені варіанти та частоти розподілення потужності

i	x_i^*	n_i	u_i	$n_i \cdot u_i$	$n_i \cdot u_i^2$
1	2,75	12	-2	-24	48
2	4,25	6	-1	-6	6
3	5,75	8	0	0	0
4	7,25	6	1	6	6
5	8,75	4	2	8	16
6	10,25	12	3	36	108
$\Sigma=$	-	48	-	24	184

При обчисленні вибіркової дисперсії для зменшення помилки, викликані у групуванням, зроблено поправку Шеппарда [7], а саме, з обчисленої дисперсії віднято $1/12$ квадрата довжини часткового інтервалу h .

Таким чином, з урахуванням поправки Шеппарда дисперсію обчислено за формулою:

$$D'_B = D_B - (1/12)h^2. \quad (2.4)$$

Розрахунки вибіркової середньої, дисперсії та середньоквадратичного відхилення потужності P на стороні НН 10 кВ наведені в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 -Вибіркові середня та дисперсія потужності на стороні НН

n	h	C	$M1^*$	$M2^*$	\bar{x}_e^*	D_e	D_e'	σ
48	1,5	5,75	0,42	3,83	6,38	8,23	8,05	2,84

Для виключення промахів було застосовано правило 3σ [6], згідно якому випадкова величина виключається, якщо абсолютна величина її відхилення від математичного очікування (вибіркової середньої) переважає утроене середньоквадратичне відхилення, тобто $x_i^* - \bar{x}_e^* > 3\sigma$.

Перевіримо гіпотезу про нормальне розподілення генеральної сукупності за критерієм Пірсона (критерій χ^2).

Для цього нормується випадкова величина X , тобто переходять до величини $Z = (X - \bar{x}^*)/\sigma$ і обчислюють кінці інтервалів (z_i, z_{i+1}):

$$z_i = (x_i - \bar{x}^*)/\sigma, \quad z_{i+1} = (x_{i+1} - \bar{x}^*)/\sigma, \quad (2.5)$$

причому найменше значення Z , тобто z_1 , вважають рівними $-\infty$, а найбільше, тобто z_n , вважають рівним ∞ (таблиця 2.4).

Таблиця 2.4 - Границі інтервалів

i	Границі інтервала		$x_i^* - \bar{x}_g^*$	$x_{i+1}^* - \bar{x}_g^*$	Границі інтервала	
	x_i^*	x_{i+1}^*			$z_i = (x_i^* - \bar{x}_g^*)/\sigma$	$z_{i+1} = (x_{i+1}^* - \bar{x}_g^*)/\sigma$
1	2	3,5	—	-2,875	$-\infty$	-1,014
2	3,5	5	-2,875	-1,375	-1,014	-0,485
3	5	6,5	-1,375	0,125	-0,485	0,044
4	6,5	8	0,125	1,625	0,044	0,573
5	8	9,5	1,625	3,125	0,573	1,102
6	9,5	11	3,125	—	1,102	∞

Обчислено теоретичні вірогідності p_i попадання X в інтервали (x_i, x_{i+1}) за рівністю (2.6) [5]:

$$p_i = \Phi(z_{i+1}) - \Phi(z_i), \quad (2.6)$$

де $\Phi(z)$ - функція Лапласа.

Знайдено теоретичні частоти $n_i' = np_i$ (таблиця 2.5).

Таблиця 2.5 - Теоретичні вірогідності p_i та теоретичні частоти n_i'

i	$\Phi(z_i)$	$\Phi(z_{i+1})$	$p_i = \Phi(z_{i+1}) - \Phi(z_i)$	$n_i' = np_i$	$(n_i - n_i')^2 / n_i'$
1	-0,5	-0,345	0,155	7,460	2,763
2	-0,345	-0,186	0,159	7,609	0,340
3	-0,186	0	0,204	9,775	0,322
4	0	0,217	0,199	9,555	1,322
5	0,217	0,365	0,148	7,107	1,358
6	0,365	0,5	0,135	6,495	4,666
$\Sigma =$			1	48	$\chi^2 = 10,773$

Як критерій перевірки нульової гіпотези приймається випадкова величина:

$$\chi^2 = \sum (n_i - n'_i)^2 / n'_i \quad (2.7)$$

Ясно, що чим менше різняться емпіричні та теоретичні частоти, тим менше величина критерію χ^2 , отже, він до певної міри характеризує близькість емпіричного і теоретичного розподілів.

Для того щоб величина критерію приблизно мала розподіл χ^2 теоретичні частоти $n'_i = np_i$ не повинні бути дуже малими. Для всіх інтервалів повинно бути виконуватись наступне співвідношення: $n'_i > 5$.

По таблиці критичних точок розподілу χ^2 , за рівнем значущості α і числа ступенів свободи, $k = s - 1 - r$, де s – число часткових інтервалів вибірки; r – число параметрів розподілення ($s=6, r=2$) знайдено критичну точку $\chi_{кр}^2(\alpha; k)$.

$$\chi_{кр}^2(0,01;3)=11,3 > 10,773.$$

$$\chi_{кр}^2(0,025;3)=9,4 < 10,773.$$

Якщо $\chi_{кр}^2 > \chi_{набл}^2$ - немає підстав відкинути нульову гіпотезу. Якщо $\chi_{кр}^2 < \chi_{набл}^2$ - нульову гіпотезу відкидають[9].

Таким чином, висновок про нормальний закон розподілу навантаження на стороні НН 10 кВ даної підстанції залежить від рівня значущості α .

2.3 Навантаження підстанції на стороні СН 35 кВ

Середньозважений добовий графік навантаження на стороні НН 35 кВ зображено на рисунку 2.2.

Розподілення потужності кожні півгодини ($\sum n_i = 48$ год.) задаємо у вигляді послідовності варіант x_i і відповідних їм частот n_i (таблиця 2.6).

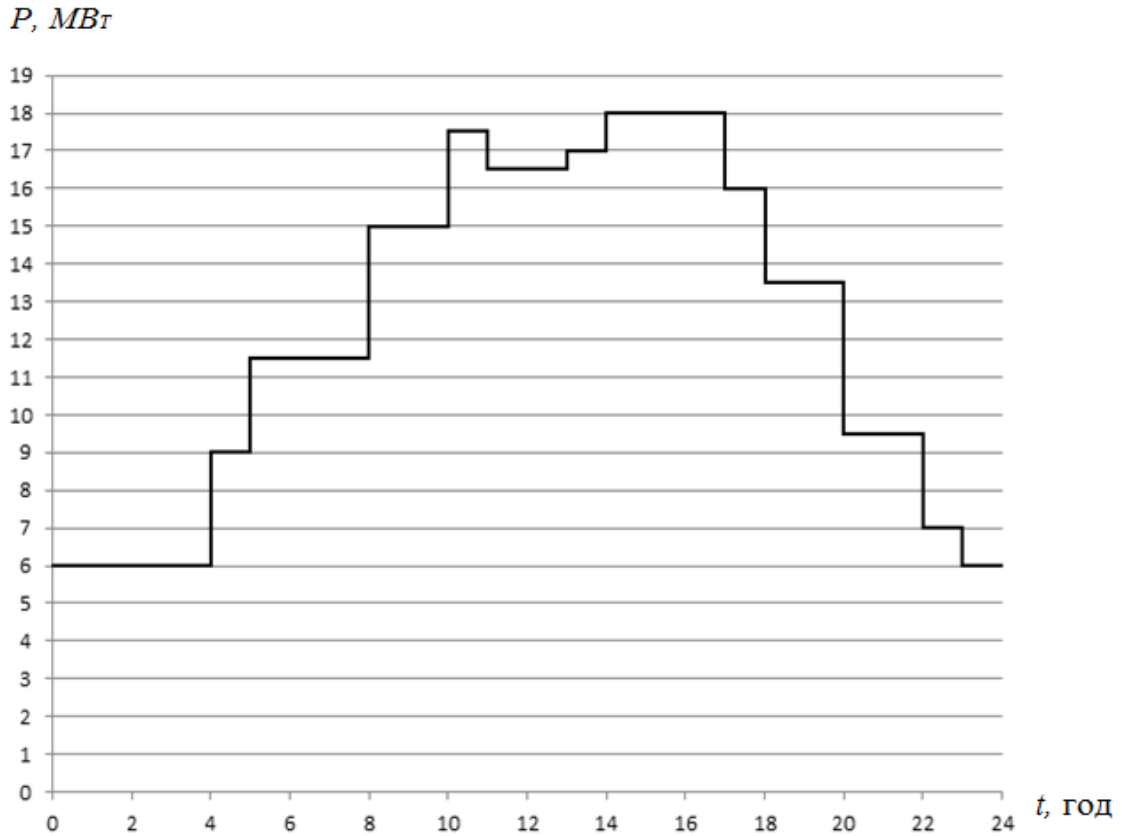


Рисунок 2.2 - Графік навантаження на стороні СН (35 кВ)

Таблиця 2.6 - Варіанти та частоти розподілення потужності на стороні СН

Варіанта, x_i	6	7	9	9,5	11,5	13,5	15	16	16,5	17	17,5	18
Частота, n_i	10	2	2	4	6	4	4	2	4	2	2	6

Наступні розрахунки йдуть тією ж послідовністю, як і для сторони НН.

Всі варіанти вибірки, поділено на шість рівних, довжини $h=1,5$, часткових інтервалів. Середини часткових інтервалів x_i^* утворюють послідовність рівновіддалених варіант. Як частоти кожної середини інтервалу прийнято суму частот варіант, які потрапили у відповідний частковий інтервал (таблиця 2.7).

Таблиця 2.7 - Рівновіддалені варіанти та частоти розподілення потужності

i	y_i	n_i	u_i	$n_i \cdot u_i$	$n_i \cdot u_i^2$
1	2	3	4	5	6
1	7	12	-2	-24	48

Продовження таблиці 2.7

1	2	3	4	5	6
2	9	6	-1	-6	6
3	11	6	0	0	0
4	13	4	1	4	4
5	15	8	2	16	32
6	17	12	3	36	108
$\Sigma=$		48		26	198

Розрахунки вибіркової середньої, дисперсії та середньоквадратичного відхилення потужності на стороні СН35 кВ, розраховані за формулами (2.2 - 2.4) та наведені в таблиці 2.8.

Таблиця 2.8 -Вибіркові середня та дисперсія потужності на стороні СН

n	h	C	$M1^*$	$M2^*$	\bar{x}_6^*	D_6	D_6'	σ
48	2	11	0,54	4,13	12,08	15,33	14,99	3,87

Перевірки випадкової величини на промахи та гіпотези про нормальне розподілення генеральної сукупності за критерієм Пірсона [7] (критерій χ^2) виконано за формулою (2.5). Результати розрахунків приведено в таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 - Границі інтервалів

i	Границі інтервала		$x_i^* - \bar{x}_6^*$	$x_{i+1}^* - \bar{x}_6^*$	Границі інтервала	
	x_i^*	x_{i+1}^*			$z_i = (x_i^* - \bar{x}_6^*) / \sigma$	$z_{i+1} = (x_{i+1}^* - \bar{x}_6^*) / \sigma$
1	6	8	—	-4,083	$-\infty$	-1,055
2	8	10	-4,083	-2,083	-1,055	-0,538
3	10	12	-2,083	-0,083	-0,538	-0,022
4	12	14	-0,083	1,9167	-0,022	0,495
5	14	16	1,9167	3,9167	0,495	1,012
6	16	18	3,9167	—	1,012	∞

Теоретичні вірогідності p_i попадання X в інтервали (x_i, x_{i+1}) за рівністю $(\Phi(z))$ – функція Лапласа) обчислено за формулою (2.6.) теоретичні частоти $n_i' = np_i$ приведені в таблиця 2.10.

Таблиця 2.10 - Теоретичні вірогідності p_i та теоретичні частоти n_i'

i	$\Phi(z_i)$	$\Phi(z_{i+1})$	$p_i = \Phi(z_{i+1}) - \Phi(z_i)$	$n_i' = np_i$	$(n_i - n_i')^2 / n_i'$
1	-0,5	-0,354	0,146	6,999079	3,573
2	-0,354	-0,205	0,149	7,174125	0,192
3	-0,205	-0,009	0,196	9,414706	1,239
4	-0,009	0,190	0,198	9,517615	3,199
5	0,190	0,344	0,154	7,411973	0,047
6	0,344	0,5	0,156	7,482501	2,727
$\Sigma =$			1	48	$\chi^2 = 10,977$

Перевірка нульової гіпотези виконано за формулою (2.7).

Критичні точки розподілу χ^2 становлять:

$$\chi_{кр}^2(0,01;3) = 11,3 > 10,977.$$

$$\chi_{кр}^2(0,025;3) = 9,4 < 10,977.$$

Таким чином, висновок про нормальний закон розподілу навантаження на стороні СН 35кВ даної підстанції залежить від рівня значущості α .

2.4 Сумарне навантаження підстанції

Середньозважений добовий графік навантаження на стороні ВН 150 кВ зображено на рисунку 2.3.

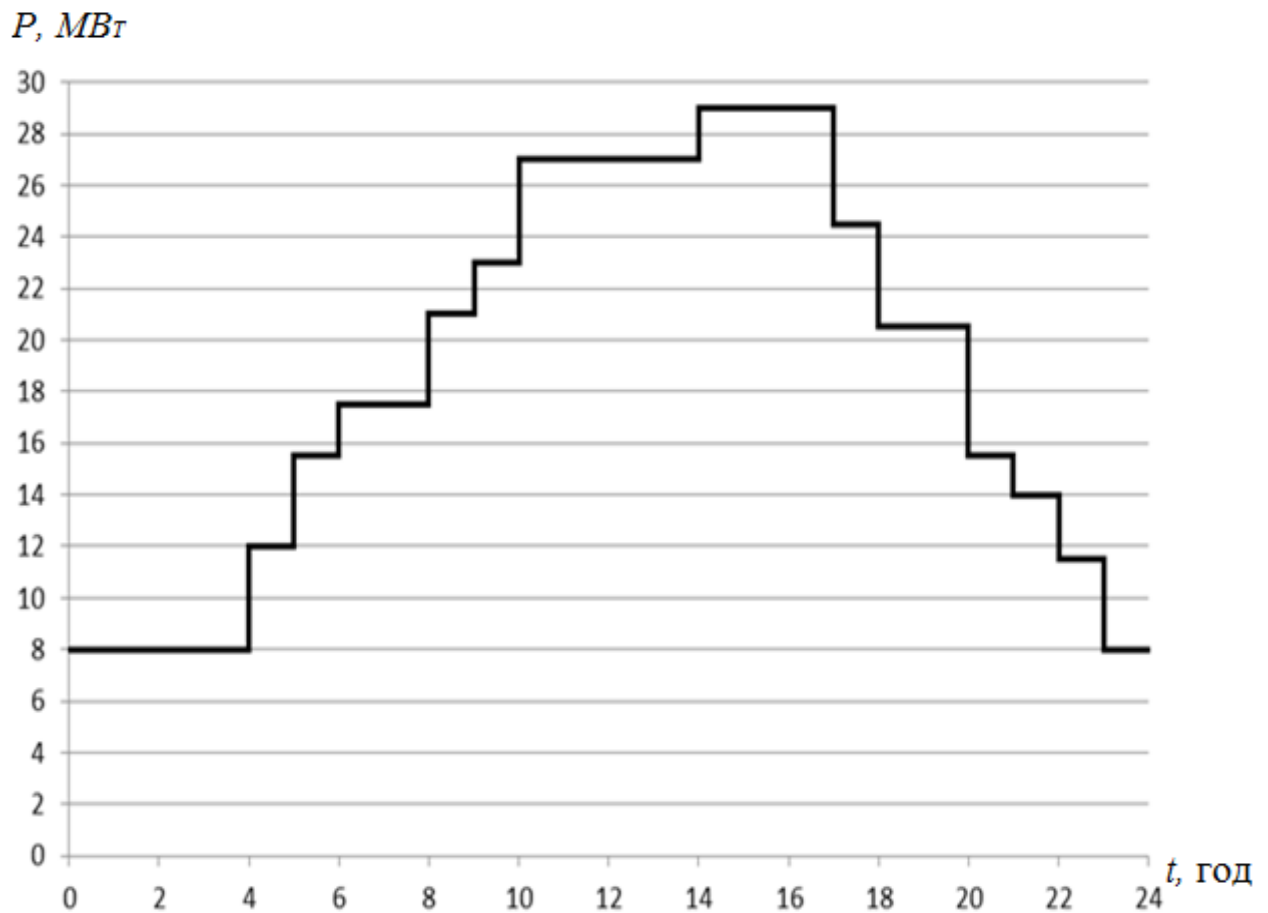


Рисунок 2.3 - Сумарний графік навантаження

Розподілення потужності кожні півгодини ($\sum n_i = 48$ год.) задаємо у вигляді послідовності варіант x_i і відповідних їм частот n_i (таблиця 2.11).

Таблиця 2.11 - Варіанти та частоти розподілення потужності на стороні ВН 150

Варіанта, x_i	8	11,5	12	14	15,5	17,5	20,5	21	23	24,5	27	29
Частота, n_i	10	2	2	2	4	4	4	2	2	2	8	6

Далі розрахунки ведуться згідно формул (2.1- 2.7) розділу 2.2.

Всі варіанти вибірки, поділено на шість рівних, довжини $h=1,5$, часткових інтервалів.

Середини часткових інтервалів x_i^* утворюють послідовність рівновіддалених варіант. Як частоти кожної середини інтервалу прийнято суму частот варіант, які потрапили у відповідний частковий інтервал (таблиця 2.12).

Таблиця 2.12 - Рівновіддалені варіанти та частоти розподілення потужності ВН

i	y_i	n_i	u_i	$n_i \cdot u_i$	$n_i \cdot u_i^2$
1	9,75	12	-3	-36	108
2	13,25	8	-2	-16	32
3	16,75	4	-1	-4	4
4	20,25	6	0	0	0
5	23,75	4	1	4	4
6	27,25	14	2	28	56
$\Sigma =$				-24	204

Розрахунки вибіркової середньої, дисперсії та середньоквадратичного відхилення потужності на стороні ВН 150 кВ, розраховані за формулами (2.2 - 2.4) та наведені в таблиці 2.13.

Таблиця 2.13 - Вибіркові середня та дисперсія потужності на стороні ВН

n	h	C	M_1^*	M_2^*	\bar{y}_g	D_g	D_g'	σ
48	3,5	20,25	-0,75	4,25	17,63	45,17	44,15	6,64

Перевірки випадкової величини на промахи та гіпотези про нормальне розподілення генеральної сукупності за критерієм Пірсона (критерій χ^2) виконано за формулою (2.5). Результати розрахунків приведено в таблиці 2.14.

Таблиця 2.14 - Границі інтервалів

i	Границі інтервала		$y_i - \bar{y}_g$	$y_{i+1} - \bar{y}_g$	Границі інтервала	
	y_i	y_{i+1}			$z_i = (y_i - \bar{y}_g) / \sigma$	$z_{i+1} = (y_{i+1} - \bar{y}_g) / \sigma$
1	8	11,5	—	-6,125	$-\infty$	-0,922
2	11,5	15	-6,125	-2,625	-0,922	-0,395
3	15	18,5	-2,625	0,875	-0,395	0,132
4	18,5	22	0,875	4,375	0,132	0,658
5	22	25,5	4,375	7,875	0,658	1,185
6	25,5	29	7,875	—	1,185	∞

Теоретичні вірогідності p_i попадання X в інтервали (x_i, x_{i+1}) за рівністю $(\Phi(z))$ – функція Лапласа) обчислено за формулою (2.6.). Теоретичні частоти $n_i' = np_i$ приведені в таблиця 2.15.

Таблиця 2.15 - Теоретичні вірогідності p_i та теоретичні частоти n_i'

i	$\Phi(z_i)$	$\Phi(z_{i+1})$	$p_i = \Phi(z_{i+1}) - \Phi(z_i)$	$n_i' = np_i$	$\chi^2 = (n_i - n_i')^2 / n_i'$
1	-0,5	-0,322	0,178	8,559	1,383
2	-0,322	-0,154	0,168	8,068	0,001
3	-0,154	0	0,206	9,887	3,505
4	0	0,245	0,192	9,239	1,136
5	0,245	0,382	0,137	6,584	1,014
6	0,382	0,5	0,118	5,663	12,275
$\Sigma =$			1	48	$\chi^2 = 19,313$

$$\chi_{кр}^2(0,01;3) = 11,3 < 19,313.$$

$$\chi_{кр}^2(0,025;3) = 9,4 < 19,313.$$

Таким чином, як і на стороні НН 10 кВ, висновок про нормальний закон розподілу навантаження на стороні СН 35 кВ та ВН 150 кВ залежить від рівня значущості α [5].

Запропоновано застосування методів математичної статистики для аналізу навантаження трансформаторів підстанції.

Показано, що навантаження на трансформаторну підстанцію може бути як нормально розподіленим, так і близьким до нормального закону розподілення.

Для більш детального дослідження роботи підстанції необхідно збільшити число добових спостережень ($\Sigma n_i > 48$ год.).

Застосування середнього навантаження трансформаторів замість статистичного може привести до суттєвих помилок при визначенні прогнозованих комерційних втрат електричної енергії в трансформаторах.

2.5 Кореляційний аналіз навантаження на сторонах НН 10 кВ та СН 35 кВ

Кореляція або кореляційний залежність - статистичний взаємозв'язок двох або більше випадкових величин (або величин, які можна з деякою допустимою ступенем точності вважати такими). При цьому зміни значень однієї або декількох з цих величин супроводжують систематичною зміною значень іншої або інших величин.

Кореляційний зв'язок виявляється у середньому для усієї сукупності спостережень. По відношенню ж до окремих спостережень цей зв'язок є дуже неповним і неточним. Відомо, наприклад, що існує кореляція між вагою тварини і її висотою. Це означає, що більш високі тварини звичайно важчі за низьких. Та в деяких випадках низька тварина може виявитися важчою за високу.

Кореляційний зв'язок може мати різну степінь – від повної незалежності до функціональної залежності. Крім того, характер зв'язку між різними величинами може бути різний. Тому виникає необхідність визначити форму, напрям і степінь кореляційних зв'язків. За формою кореляція може бути прямолінійною і криволінійною, за напрямком – прямою і оберненою. Кореляція може бути лінійною або нелінійною в залежності від типу залежності, яка фактично існує між змінними. Досить часто на практиці розглядають тільки лінійну кореляцію (взаємозв'язок), але більш глибокий аналіз [6,9].

Складну нелінійну залежність можна спростити, але знати про її існування необхідно для того, щоб побудувати адекватну модель процесу

Щільність зв'язку оцінюється за абсолютним значенням коефіцієнта кореляції. Нуль ($r = 0$) свідчить про відсутність лінійного зв'язку між ознаками. Максимальні значення ($r = 1$ та $r = -1$) коефіцієнта свідчать про

повний (або функціональний) лінійний зв'язок між ознаками (відповідно функціональний прямий зв'язок та функціональний зворотний зв'язок).

Кореляційним моментом називають математичне сподівання добутків відхилень випадкових величин X та Y від їх середніх:

$$\mu = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X}) \cdot (Y_i - \bar{Y})}{n}. \quad (2.8)$$

Числове значення μ не може бути мірою тісноти зв'язку, бо залежить від одиниць вимірювання величини X та Y . Тому вводиться поняття коефіцієнта кореляції [10].

Коефіцієнтом парної кореляції називають відношення кореляційного моменту до добутку середніх квадратичних відхилень:

$$r = \frac{\mu}{\sigma_x \sigma_y} = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X}) \cdot (Y_i - \bar{Y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2 \cdot \sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y})^2}}, \quad (2.9)$$

де X_i, Y_i – числові значення величин, між якими встановлюється кореляційний зв'язок;

\bar{X}, \bar{Y} – їх середні арифметичні значення величин.

Для незалежних величин $r=0$, для функціональних залежностей $r=\pm 1$. Якщо зростання X призводить до зростання Y , то r – додатне, якщо до зменшення – то r – від'ємне [6].

Щоб нехтувати знаком r , вводять поняття коефіцієнта детермінації $r = r^2$, який завжди додатний. Кореляція вважається сильною, якщо $r > 0,75$.

Для знаходження кореляційної залежності між навантаженнями на стороні НН 10 кВ та СН 35 кВ представимо графіки навантаження у табличній формі (таблиця 2.16).

Таблиця 2.16 - Навантаження на сторонах НН, СН

Години		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Потужність	На стороні НН, Р, МВт	2	2	2	2	3	4	6	6	6	8	9,5	10,5
	На стороні СН, Р, МВт	6	6	6	6	9	11,5	11,5	11,5	15	15	17,5	16,5
Години		12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Потужність	На стороні НН, МВт	10,5	10	11	11	11	8,5	7	7	6	4,5	4,5	2
	На стороні СН, МВт	16,5	17	18	18	18	16	13,5	13,5	9,5	9,5	7	6

Отже, знаходимо коефіцієнт кореляції шляхом розрахунку в середовищі excel-microsoftoffice:

$$r_{CH,HH}=0,96. \quad (2.10)$$

Прямолінійний кореляційний зв'язок характеризується рівномірною зміною середнього значення величини $У$ під впливом відповідної зміни величини X [17].

Запишемо рівняння регресії:

$$P_{CH}-\bar{P}_{CH, HH} \frac{\sigma_{CH}}{\sigma_{HH}}(P_{HH}-\bar{P}_{HH}). \quad (2.11)$$

З попередніх обчислень: $\bar{P}_{HH}=6,375, \bar{P}_{CH}=12,08, \sigma_{HH}=2,837, \sigma_{CH}= 3,872.$

Після підстановки обчислених значень у формулу (2.10) отримаємо:

$$P_{HH}-12,08=0,9587 \cdot \frac{3,872}{2,837} (P_{HH}-6,375),$$

$$P_{CH}=1,31 (P_{HH}-6,375)+12,08,$$

$$P_{CH}=1,31 \cdot P_{HH}+3,729.$$

Будуємо отриману функціональну залежність (рисунок 2.4).

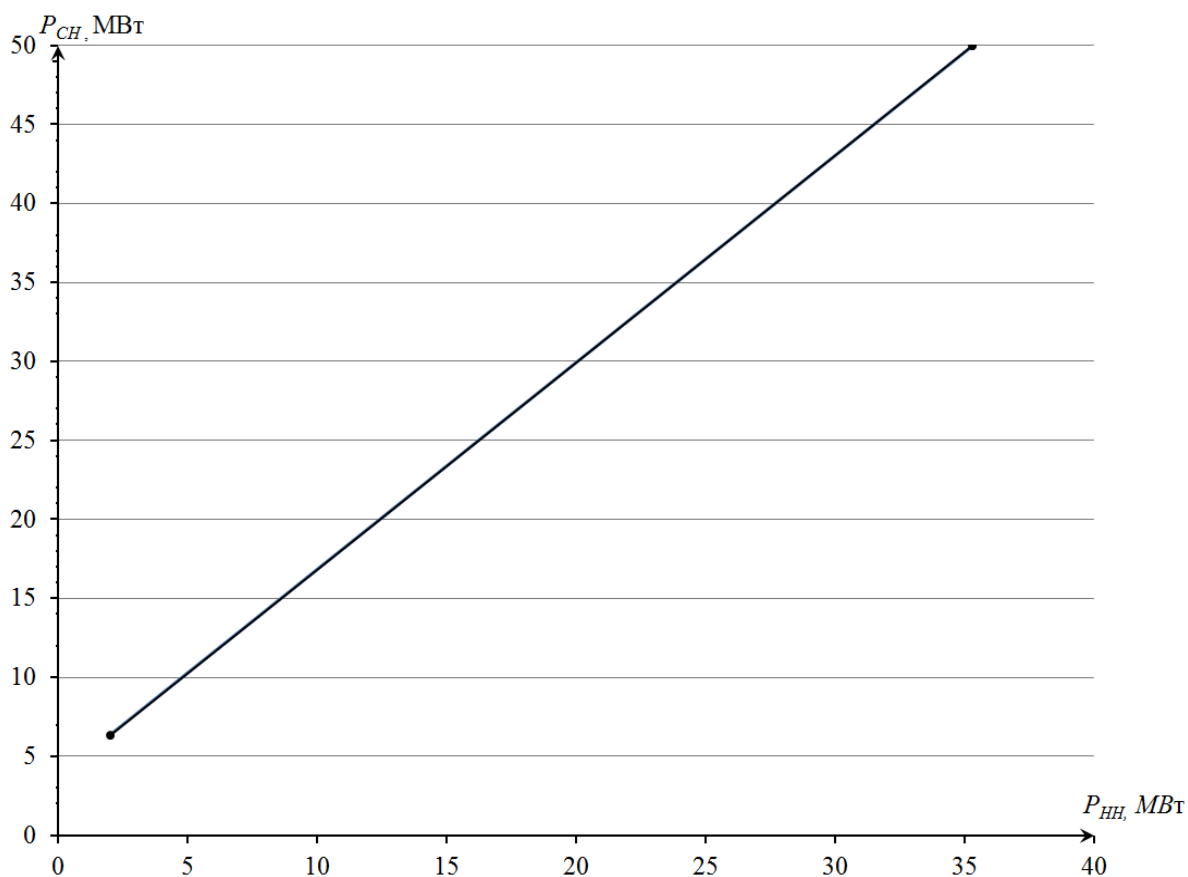


Рисунок 2.4 – Графік лінійної регресії

Знайдено коефіцієнт кореляції між потужностями на стороні СН та НН ($R_{CH,HH}=0,96$).

Отримано рівняння лінійної регресії між потужністю на стороні СН та НН.

3 ПРОГНОЗУВАННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА ПС 150 кВ

3.1 Розрахунок річних втрат електричної енергії на підстанції по максимальному навантаженню

Втрати потужності в трансформаторах складаються з втрат активної ΔP_T та втрат реактивної ΔQ_T потужності.

Втрати активної потужності складаються в свою чергу з втрат на нагрівання обмоток трансформатора P , що залежать від струму навантаження, і втрат на нагрівання сталі P_{cm} , що не залежать від струму навантаження. Втрати потужності на нагрівання обмоток трансформатора.

Тоді повні активні втрати: ΔP_T - активний опір обмоток трансформатора, визначається за величиною втрат в міді P_m , потужності трансформатора $S_{ном}$, номінальній напрузі $U_{ном}$ [11,12].

Втрати реактивної потужності також складаються з двох складових: втрат Q , викликаних розсіюванням магнітного потоку в трансформаторі і залежних від квадрата струму навантаження, і втрат на намагнічування трансформатора Q , що не залежать від струму навантаження і визначаються струмом холостого ходу. Втрати потужності, викликані розсіюванням.

Втрати електроенергії в міді. Їх можна визначити по втратах потужності міді $\Delta P_{m\text{ ном}}$ максимальному навантаженні $S_{макс}$ і часу втрат τ , знайденим по кривій залежності $\tau = f(T_w, \cos\varphi)$ [7,13] (рисунок 3.1) де $\cos\varphi$ приймають незмінним за певний час (добу, рік та ін.):

$$\Delta W_m = \Delta P_{m\text{ ном}} (S_{макс} / S_{ном})^2 \tau. \quad (3.1)$$

Втрати електроенергії в сталі. Їх визначають втратами потужності при холостому ході ($\Delta P_{cm} = \Delta P_{xx}$) і часом включення трансформатора $T_в$ [3,4]:

$$\Delta W_{cm} = \Delta P_{cm} T_в. \quad (3.2)$$

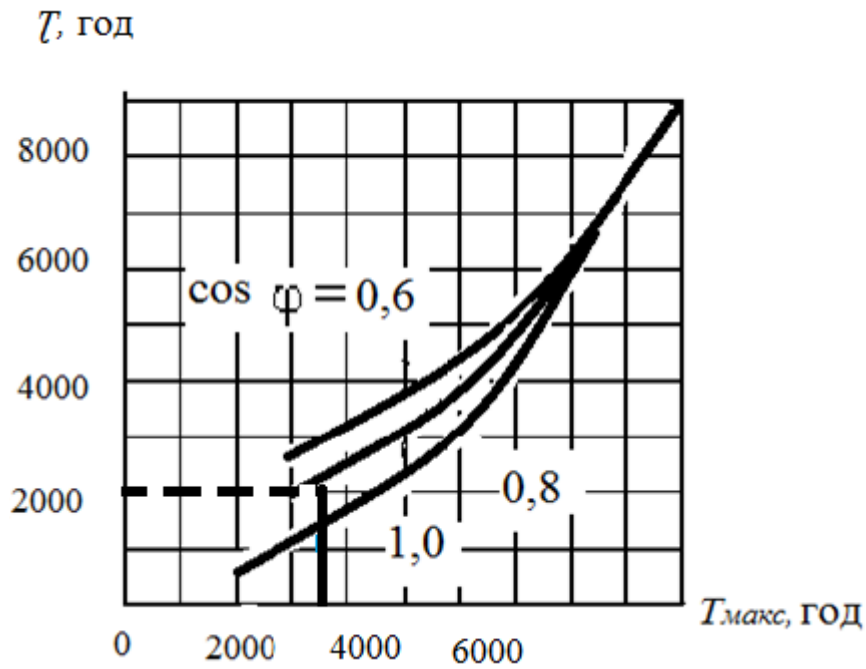


Рисунок 3.1 - Графік для визначення часу втрат

Сумарні активні втрати електроенергії:

$$\Delta W = \Delta P_{\text{м ном}} (S_{\text{макс}}/S_{\text{ном}})^2 \tau + \Delta P_{\text{ст}} T_{\text{в}} = \Delta P_{\text{м ном}} k_3^2 \tau + \Delta P_{\text{ст}} T_{\text{в}}. \quad (3.3)$$

Навантаження на стороні НН 10 кВ.

Розрахункові активна та реактивна потужності $P_{\text{НН}} = 22,323$ МВт,
 $Q_{\text{НН}} = 8,533$ Мвар приведені в таблиці 1.4.

Коефіцієнт потужності на стороні НН:

$$\varphi_{\text{НН}} = \text{atan} \left(\frac{Q_{\text{НН}}}{P_{\text{НН}}} \right), \quad (3.4)$$

$$\varphi_{\text{НН}} = 20,92^\circ,$$

$$\cos(\varphi_{\text{НН}}) = 0,934.$$

З рисунку 2.1 визначаємо максимальні активну та реактивну потужності:

$$\begin{aligned}
 P_{HH_{\max}} &= 11 \text{ МВт}, \\
 Q_{HH_{\max}} &= P_{HH_{\max}} \cdot \tan(\varphi_{HH}), \\
 Q_{HH_{\max}} &= 4,205 \text{ Мвар}.
 \end{aligned}
 \tag{3.5}$$

Навантаження на стороні СН 35 кВ.

Розрахункові активна та реактивна потужності $P_{CH} = 24,5$ МВт,
 $Q_{CH} = 16,3$ Мвар приведені в таблиці 1.5.

Коефіцієнт потужності на стороні СН:

$$\begin{aligned}
 \varphi_{CH} &= \operatorname{atan}\left(\frac{Q_{CH}}{P_{CH}}\right), \\
 \varphi_{CH} &= 33,6^\circ, \\
 \cos(\varphi_{CH}) &= 0,833.
 \end{aligned}
 \tag{3.6},$$

З рисунку 2.2 визначаємо максимальні активну та реактивну потужності:

$$\begin{aligned}
 P_{CH_{\max}} &= 18 \text{ МВт}, \\
 Q_{CH_{\max}} &= P_{CH_{\max}} \cdot \tan(\varphi_{CH}), \\
 Q_{CH_{\max}} &= 11,976 \text{ Мвар}.
 \end{aligned}
 \tag{3.7}$$

Максимальне навантаження трансформаторів.

Максимальна активна потужність:

$$\begin{aligned}
 P_{\max} &= P_{HH_{\max}} + P_{CH_{\max}}, \\
 P_{\max} &= 11 + 18 = 29 \text{ МВт}.
 \end{aligned}
 \tag{3.8}$$

Максимальна реактивна потужність:

$$Q_{\text{макс}} = Q_{\text{НН.макс}} + Q_{\text{СН.макс}}, \quad (3.9)$$

$$Q_{\text{макс}} = 4,205 + 11,976 = 16,18 \text{ Мвар.}$$

Максимальна повна потужність:

$$S_{\text{макс}} = \sqrt{(P_{\text{макс}})^2 + (Q_{\text{макс}})^2}. \quad (3.10)$$

$$S_{\text{макс}} = \sqrt{(29)^2 + (16,18)^2} = 33,208 \text{ Мвар.}$$

Коефіцієнт максимальної потужності:

$$\varphi = \text{atan} \left(\frac{Q_{\text{макс}}}{P_{\text{макс}}} \right), \quad (3.11)$$

$$\varphi = \text{atan} \left(\frac{16,18}{29} \right) = 29,16^\circ,$$

$$\cos(\varphi) = 0,873.$$

Розрахунок втрат енергії за часом максимальних втрат.

Час втрат τ визначаємо за кривими $\tau = f(T_{\text{макс}}, \cos\varphi)$ (рисунок 3.1)

Час використання максимуму навантаження

$$T_{\text{макс}} = 3500 \text{ год,}$$

$$\tau = 2000 \text{ год.}$$

Час роботи підстанції

$$T_{\text{е}} = 8760 \text{ год.}$$

Паспортні данні трансформатора:

- число трансформаторів на підстанції $n = 2$ шт.;

- номінальна потужність трансформатора $S_{\text{ном}} = 25$ МВА;

-напряга ВН $U = 150$ кВ.

Номінальні втрати в обмотках становлять:

$$\Delta P_{\text{мном}} = 145 \text{ кВт.}$$

Номінальні втрати в осерді:

$$\Delta P_{\text{ст}} = 34 \text{ кВт.}$$

Сумарні активні втрати електроенергії в трансформаторі:

$$\Delta W_{\text{м}} = \frac{l}{n} \cdot \Delta P_{\text{мном}} \cdot \left(\frac{S_{\text{макс}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau + n \cdot \Delta P_{\text{ст}} \cdot T_{\text{в}}, \quad (3.12)$$

$$\Delta W_{\text{м}} = \frac{1}{2} \cdot 145 \cdot \left(\frac{33,208}{25} \right)^2 \cdot 2000 + 2 \cdot 34 \cdot 8760,$$

$$\Delta W_{\text{м}} = 8,515 \cdot 10^5 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Кількість переданої активної енергії за рік:

$$W_{\text{м}} = P_{\text{макс}} \cdot T_{\text{макс}} \cdot 10^3, \quad (3.13)$$

$$W_{\text{м}} = 29 \cdot 3500 \cdot 10^3,$$

$$W_{\text{м}} = 1,015 \cdot 10^8 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Річні втрати електроенергії у відсотках:

$$W_{\text{м}} = \frac{\Delta W_{\text{м}} \cdot 100}{W}; \quad (3.14)$$

$$W_{\text{м}} = \frac{8,515 \cdot 10^5 \cdot 100}{1,015 \cdot 10^8},$$

$$W_{\text{м}} = 0,839\%.$$

3.2 Розрахунок втрат енергії по середньому навантаженню

Середнє навантаження активної потужності на стороні НН визначаємо з таблиці 2.1

$$P_{HH\text{ сep}} = \frac{1}{48} \sum_{i=0}^{48} Xi \cdot n_i; \quad (3.15)$$

$$P_{HH\text{ сep}} = \frac{1}{48} (2 \cdot 10 + 3 \cdot 2 + 4 \cdot 2 + 4,5 \cdot 4 + 6 \cdot 8 + 7 \cdot 4 + \\ + 8 \cdot 2 + 8,5 \cdot 2 + 9,5 \cdot 2 + 10 \cdot 2 + 10,5 \cdot 4 + 11 \cdot 6) = 6,42 \text{ МВт.}$$

Середня реактивна потужність на стороні НН:

$$Q_{HH\text{ сep}} = P_{HH\text{ сep}} \cdot \tan(\varphi_{HH}); \quad (3.16)$$

$$Q_{HH\text{ сep}} = 6,42 \cdot \tan(20,92),$$

$$Q_{HH\text{ сep}} = 2,45 \text{ Мвар.}$$

Середнє навантаження активної потужності на стороні СН визначаємо з таблиці 2.6

$$P_{CH\text{ сep}} = \frac{1}{48} \sum_{i=0}^{48} Xi \cdot n_i. \quad (3.17)$$

$$P_{CH\text{ сep}} = \frac{1}{48} (6 \cdot 10 + 7 \cdot 2 + 9 \cdot 2 + 9,5 \cdot 4 + 11,5 \cdot 6 + 13,5 \cdot 4 + 15 \cdot 4 + \\ + 16 \cdot 2 + 16,5 \cdot 4 + 17 \cdot 2 + 17,5 \cdot 2 + 18 \cdot 6) = 12,25 \text{ МВт.}$$

Середня реактивна потужність на стороні СН

$$Q_{CH\text{ сep}} = P_{CH\text{ сep}} \cdot \tan(\varphi_{CH}); \quad (3.18)$$

$$Q_{CH\text{ сep}} = 12,25 \cdot \tan(33,6),$$

$$Q_{CH\text{ сep}} = 8,14 \text{ Мвар.}$$

Середня активна, реактивна та повна потужності трансформаторної підстанції:

$$P_{сер} = P_{HHсер} + P_{CHсер}; \quad (3.19)$$

$$P_{сер} = 6,42 + 12,25 = 18,67 \text{ МВт};$$

$$Q_{сер} = Q_{HHсер} + Q_{CHсер}; \quad (3.20)$$

$$Q_{сер} = 2,45 + 8,15 = 10,6 \text{ Мвар}$$

$$S_{сер} = \sqrt{(P_{сер})^2 + (Q_{сер})^2}; \quad (3.21)$$

$$S_{сер} = \sqrt{(18,67)^2 + (10,6)^2} = 21,47 \text{ МВА.}$$

Середній коефіцієнт потужності:

$$\varphi_{сер} = \text{atan}\left(\frac{Q_{сер}}{P_{сер}}\right); \quad (3.22)$$

$$\varphi_{сер} = \text{atan}\left(\frac{10,6}{18,67}\right).$$

$$\varphi_{сер} = 29,6^\circ.$$

$$\cos(\varphi_{сер}) = 0,87.$$

Сумарні активні втрати електроенергії в трансформаторі

$$\Delta W_{сер} = \left[\frac{l}{n} \cdot \Delta P_{мног} \cdot \left(\frac{S_{сер}}{S_{ном}}\right)^2 + n \cdot \Delta P_{ст} \right] \cdot T_{в}; \quad (3.23)$$

$$\Delta W_{сер} = \left[\frac{1}{2} \cdot 145 \cdot \left(\frac{21,47}{25}\right)^2 + 2 \cdot 34 \right] \cdot 8760;$$

$$\Delta W_{сер} = 1,064 \cdot 10^6 \text{ кВт год}$$

Активна енергія, що передається за рік

$$W_{сер} = P_{сер} \cdot T \cdot 10^3. \quad (3.24)$$

$$W_{сер} = 18,67 \cdot 8760 \cdot 10^3.$$

$$W_{сер} = 1,635 \cdot 10^8 \text{ кВт год.}$$

Відсоток втрат активної енергії

$$W_{сер} = \frac{\Delta W_{сер}}{W_{сер}} \cdot 100\%. \quad (3.25)$$

$$W_{сер} = \frac{1,064 \cdot 10^6}{1,635 \cdot 10^8} \cdot 100\%,$$

$$W_{сер} = 0,651\%.$$

3.3 Обґрунтування застосування імовірно - статистичні методів

Імовірно-статистичні методи засновані на врахуванні дії безлічі випадкових факторів, які характеризуються стійкою частотою. Це і дозволяє розкрити необхідність (закон), яка «пробивається» через сукупну дію безлічі випадковостей. Названі методи спираються на теорію ймовірностей, яку часто називають наукою про випадковості [17].

Імовірність - кількісна міра (ступінь) можливості появи деякого явища, події за певних умов. Діапазон ймовірності - від нуля (неможливість) до одиниці (дійсність). Зазначені методи засновані на розрізненні динамічних і статистичних законів за таким критерієм (основи), як характер впливають з них пророкувань. У законах динамічного типу передбачення мають точно визначений однозначний характер (наприклад, в класичній механіці).

У статистичних законах передбачення носять не достовірний, а лише імовірнісний характер, який обумовлений дією безлічі випадкових факторів, через складне переплетення яких і виражається необхідність. Як показала історія наукового пізнання, «ми лише тепер починаємо гідно оцінювати значення всього кола проблем, пов'язаних з необхідністю і випадковістю».

Імовірно-статистичний метод спрямованого експерименту вимагає для розробки математичної моделі мінімальної кількості інформації, добре працює

при високому рівні шумів і дозволяє отримати рівняння, в якому виявлено вплив кожної змінної на цільову функцію. Отримане рівняння може бути перевірено на адекватність за експериментальними даними. Тому методу властиві й недоліки: поліноміальний вигляд рівняння не містить інформації про первісної функції, але дозволяє управляти процесом; рівняння, отримане для одного конкретного реактора, не може бути застосоване до іншого; вимагає вибору необхідної інформації для математичного опису процесу [19].

Потоки потужності в вітках є функцією потужностей, які задають навантаження:

$$\begin{aligned} P(t) &= F(p(t), q(t), U_0(t)); \\ Q(t) &= \Phi(p(t), q(t), U_0(t)), \end{aligned} \quad (3.26)$$

де $F(p, q)$ та $\Phi(p, q)$ – вектор функція обумовлена конфігурацією мережі і параметрами її елементів: $p(t) = (p_1(t), p_2(t), \dots, p_{n-1}(t))$; $q(t) = (q_1(t), q_2(t), \dots, q_{n-1}(t))$ – вектори активних і реактивних задаючих потужностей і вузлах; $U_0(t)$ – напруга базисного вузла.

Втрати енергії за період часу T є функціонал від реалізацій випадкових процесів навантаження. Цей функціонал є випадковою величиною. При цьому замість реалізації цієї випадкової величини пропонується визначати її математичне очікування.

$$M[\Delta W] = \int_{t_0}^{t_0+T} M[\Delta P(t)] dt, \quad (3.27)$$

де $M[\Delta P(t)]$ – математичне очікування втрат активної потужності в мережі в момент часу t . Вираз (3.27) справедливо, якщо втрати енергії як випадкова величина мають розподіл з невеликою дисперсією.

$M[\Delta P(t)]$ визначається так:

$$M[\Delta P(t)] = \frac{1}{U^2} \sum_{j=1}^{1n} R_{ij} \{ M[P_i^2(t)] + M[Q_i^2(t)] + D[P_i(t)] + \dots \}$$

$$D[Q_i(t)], \quad (3.28)$$

де $M[P_i(t)]$, $M[Q_i(t)]$, $D[P_i(t)]$, $D[Q_i(t)]$ - математичні очікування і дисперсії потоків активної і реактивної потужності в елементі i потоку t .

Математичне очікування в дисперсії потоків потужності в елементах виражаються через ймовірні характеристики що задають потужності у вузлах наступним чином [20]. Нехай $M[P(t)]$, $M[Q(t)]$ - деякі стовбці математичного очікування задаючих потужностей, а $M[p(t)]$, $M[q(t)]$ вектори - стовпці потоків потужностей в вузлах. Фіксуємо момент часу та розкладемо функції $F(p, q)$ і $\Phi(p, q)$ в ряд Тейлора в околі точки M_p і M_q :

$$F(p, q) = F(M_p, M_q) + C_M^p \left[\left(\frac{p}{q} \right) - \left(\frac{M_p}{M_q} \right) \right]; \quad (3.29)$$

$$\Phi(p, q) = \Phi(M_p, M_q) + C_M^Q \left[\left(\frac{p}{q} \right) - \left(\frac{M_p}{M_q} \right) \right]. \quad (3.30)$$

У виразах (3.29) та (3.30) ми обмежилися лінійними членами розкладання в силу того, що дисперсія задаючих потужностей невелика - $\sigma_{pj} = 5 \div 7\%$ від M_{pj} , що справедливо для вузлів навантаження і не завжди справедливо для ліній міжсистемних зв'язків.

Використовуючи вираз (3.29) та (3.30), визначимо математичне очікування P та Q

$$M[P(t)] = MF[p(t), q(t)] = F(M[p(t)], M[q(t)]). \quad (3.31)$$

Аналогічно

$$M[Q(t)] = \Phi(M[p(t)], M[q(t)]). \quad (3.32)$$

Необхідно відмітити, що вирази (3.31) та (3.32) отримуються в припущенні, що

$$\frac{\partial P_i}{\partial p_i'} \cdot \frac{\partial P_i}{\partial q_i'} \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial p_i'} \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial q_i'}$$

не залежать від p_i та q_i .

Таким чином математичне очікування перетоків потужності можуть бути наближено визначені при застосуванні в вузлах математичних очікувань задаючих потужностей [22].

3.4 Розрахунок втрат енергії імовірно – статистичним методом

Активний опір трансформаторів знайдемо з виразу:

$$R_T = \frac{l}{n} \cdot \Delta P_{\text{мног}} \cdot \left(\frac{U}{S_{\text{ном}} \cdot 10^3} \right)^2 ; \quad (3.33)$$

$$R_T = \frac{1}{2} \cdot 145 \left(\frac{150}{25 \cdot 10^3} \right)^2 \cdot 10^3$$

$$R_T = 2,61 \text{ Ом.}$$

Кількість переданої реактивної енергії за рік:

$$W_q = W \cdot \tan(\varphi), \quad (3.34)$$

$$W_q = 1,015 \cdot 10^8 \cdot \tan(29,6),$$

$$W_q = 5,663 \cdot 10^7 \text{ квар} \cdot \text{год.}$$

Мінімальна та максимальна активна потужності на стороні ВН
з рисунку 2.3

$$P_{\text{мін}} = 8 \text{ МВт,}$$

$$P_{\text{макс}} = 29 \text{ МВт.}$$

Мінімальна та максимальна реактивні потужності на стороні ВН

$$Q_{\text{мін}} = P_{\text{мін}} \cdot \tan \varphi, \quad (3.35)$$

$$\begin{aligned}
 Q_{\min} &= 8 \tan(29,6), \\
 Q_{\min} &= 4,54 \text{ Мвар.} \\
 Q_{\max} &= P_{\max} \cdot \tan \varphi, \\
 Q_{\max} &= 29 \cdot \tan(29,6), \\
 Q_{\max} &= 16,47 \text{ Мвар.}
 \end{aligned}
 \tag{3.36}$$

Допоміжні коефіцієнти для активної потужності:

$$\begin{aligned}
 \lambda_p &= \frac{P_{\text{сер}} - P_{\min}}{P_{\max} - P_{\text{сер}}}, \\
 \lambda_p &= \frac{18,67 - 8}{29 - 18,67}, \\
 \lambda_p &= 1,033.
 \end{aligned}
 \tag{3.37}$$

Допоміжні коефіцієнти для реактивної потужності:

$$\begin{aligned}
 \lambda_q &= \frac{Q_{\text{сер}} - Q_{\min}}{Q_{\max} - Q_{\text{сер}}}, \\
 \lambda_q &= \frac{10,6 - 4,53}{16,44 - 10,6}, \\
 \lambda_q &= 1,039.
 \end{aligned}
 \tag{3.38}$$

Так як $\lambda_p > 1$, $\lambda_q > 1$ то дисперсії потужностей знаходимо за наступними формулами:

Дисперсія активної потужності [22]:

$$\begin{aligned}
 D_p &= \frac{(P_{\max} - P_{\text{сер}})^2 \cdot (P_{\text{сер}} - P_{\min})^2}{(P_{\max} + P_{\text{сер}} - 2 \cdot P_{\min})^2}, \\
 D_p &= \frac{(29 - 18,67)^2 \cdot (18,67 - 8)^2}{(29 + 18,67 - 2 \cdot 8)^2}
 \end{aligned}
 \tag{3.39}$$

$$D_p = 383,602 \text{ МВт}^2.$$

Дисперсія реактивної потужності

$$D_q = \frac{(Q_{\text{макс}} - Q_{\text{сер}})^2 \cdot (Q_{\text{сер}} - Q_{\text{мін}})^2}{(Q_{\text{макс}} + Q_{\text{сер}} - 2 \cdot Q_{\text{мін}})}; \quad (3.40)$$

$$D_q = \frac{(16,44 - 10,6)^2 \cdot (10,6 - 4,53)^2}{(16,44 + 10,6 - 2 \cdot 4,53)}$$

$$D_q = 69,89 \text{ Мвар}^2.$$

Втрати електричної енергії в трансформаторах вірогіднісно - статистичним методом [22]:

$$\Delta W_{cm} = \frac{R_T}{U^2} \cdot \left[\frac{(W^2 + W_p^2) \cdot 10^{-3}}{T_B} + (D_p + D_q) \cdot T_B \cdot 10^3 \right]; \quad (3.41)$$

$$\Delta W_{cm} = \frac{2,61}{150^2} \cdot \left[\frac{(1,015 \cdot 10^8 + 5,663 \cdot 10^5) \cdot 10^{-3}}{8760} + (383,602 + 69,89) \cdot 8760 \cdot 10^3 \right],$$

$$\Delta W_p = 6,397 \cdot 10^5 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Кількість переданої активної енергій за рік:

$$W_{cm} = (8 \cdot 5 + 11,5 + 12 + 14 + 15,5 \cdot 2 + 17,5 \cdot 2 + 20,5 \cdot 2 + 21 + 23 + 24,5 + 27 \cdot 4 + 29 \cdot 3) \cdot 365$$

$$W_{cm} = 1,635 \cdot 10^8 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Річні втрати електроенергії у відсотках:

$$W_{cm} = \frac{\Delta W_{cm} \cdot 100}{W_{cm}}; \quad (3.42)$$

$$W_{cm} = \frac{6,397 \cdot 10^5 \cdot 100}{1,635 \cdot 10^8},$$

$$W_{cm} = 0,39\%.$$

Таким чином, річні втрати електричної енергії в двотрансформаторній підстанції за різними методами складають:

- за часом максимальних втрат: $\Delta W_M = 8,515 \cdot 10^5$ кВт·год
- по середньому навантаженню: $\Delta W_{сер} = 1,064 \cdot 10^6$ кВт·год
- імовірносно-статистичним методом: $\Delta W_{cm} = 6,397 \cdot 10^5$ кВт·год.

Відносні розбіжності розрахунків по відношенню до ймовірносно-статистичного методу:

$$\delta_M = \frac{(\Delta W_M - \Delta W_p) 100}{\Delta W_p}; \quad (3.43)$$

$$\delta_M = \frac{(8,515 \cdot 10^5 - 6,397 \cdot 10^5) 100}{6,397 \cdot 10^5}$$

$$\delta_M = 33,1\%.$$

$$\delta_{сер} = \frac{(\Delta W_{сер} - \Delta W_p) 100}{\Delta W_p}; \quad (3.44)$$

$$\delta_{сер} = \frac{(1,064 \cdot 10^6 - 6,397 \cdot 10^5) 100}{6,397 \cdot 10^5}$$

$$\delta_{сер} = 66,3\%.$$

Знаходимо вартість втрат за часом максимального навантаження B_M , по середньому навантаженню $B_{сер}$ та імовірносно - статистичним методом B_p :

$$B_M = \Delta W_M \cdot T = 8,515 \cdot 10^5 \cdot 1,4 \cdot 10^{-3} = 1192,1 \text{ тис.грн};$$

$$B_{сер} = \Delta W_{сер} \cdot T = 1,064 \cdot 10^6 \cdot 1,4 \cdot 10^{-3} = 1489,6 \text{ тис.грн};$$

$$B_{cm} = \Delta W_{cm} \cdot T = 6,397 \cdot 10^5 \cdot 1,4 \cdot 10^{-3} = 895,58 \text{ тис.грн},$$

де T - тариф на електроенергію для першого класу напруги, $T = 1,4$ грн/кВт·год.

Таким чином, було розраховано річні втрати енергії у двотрансформаторній підстанції за часом максимальних втрат, по середньому навантаженню та вірогідно- статистичним методами.

Показано, що статистичний метод дає змогу охарактеризувати сумарний вплив всіх випадкових чинників і їх мінливості на роботу трансформаторної підстанції.

Розраховано розбіжності при застосуванні всіх методів.

Знайдено вартість втрат по кожному методу.

3.5 Підвищення енергоефективності підстанції

Для підвищення енергоефективності підстанції планується зменшити пікове навантаження з 11 МВт до 9 МВт за рахунок наступних споживачів:

- Ферма «Світанок»;
- Підприємство заготівлі зерна;
- Гаражний кооператив;
- Свиноферма;
- Цементний завод.

Середньозважений добовий графік навантаження на стороні НН 10 кВ зображено на рисунку 3.2.

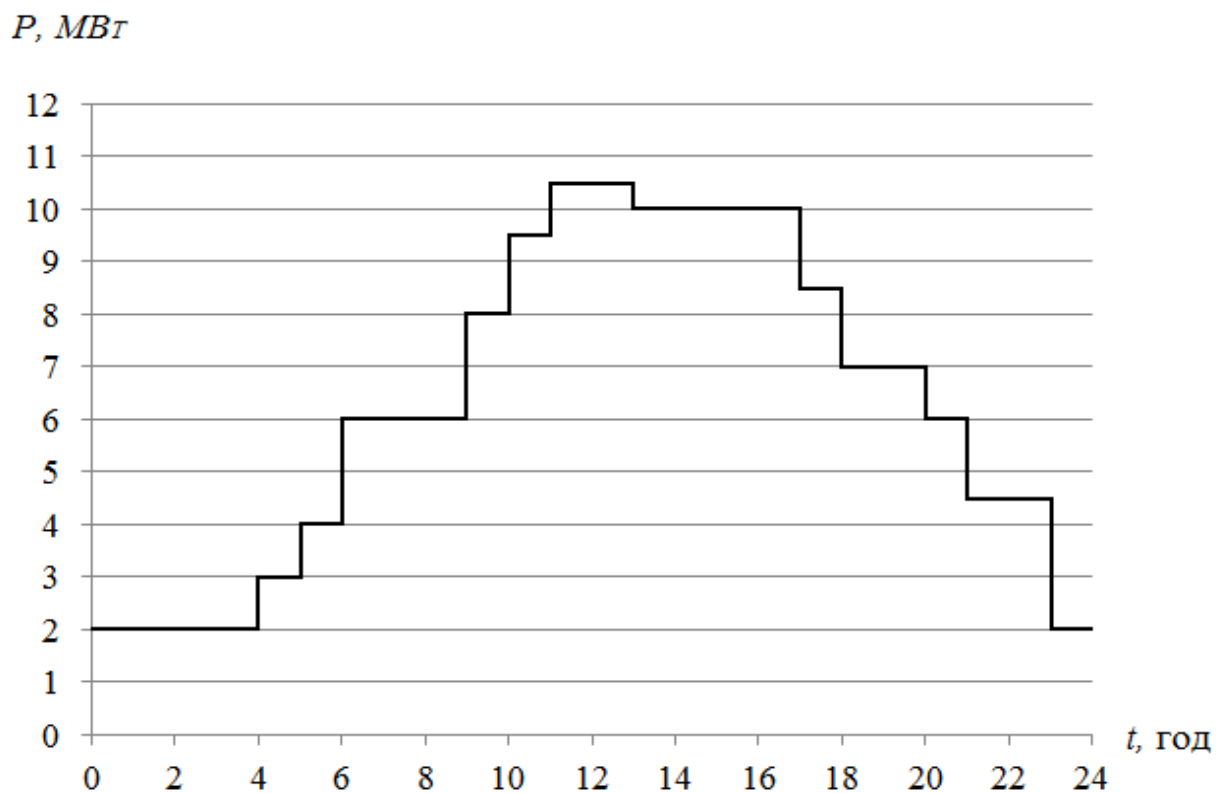


Рисунок 3.2 - Графік навантаження на стороні НН 10 кВ

Розподілення потужності кожні півгодини ($\sum ni=48$ год.) задаємо у вигляді послідовності варіант x_i і відповідних їм частот n_i (таблиця 3.1).

Таблиця 3.1 - Варіанти та частоти розподілення потужності на стороні НН

Варіанта, x_i	2	3	4	4,5	6	7	8	8,5	9	9,5	10	10,5
Частота, n_i	10	2	2	4	8	4	2	2	6	2	2	4

Середньозважений добовий графік навантаження на стороні ВН 150 кВ зображено на рисунку 3.3.

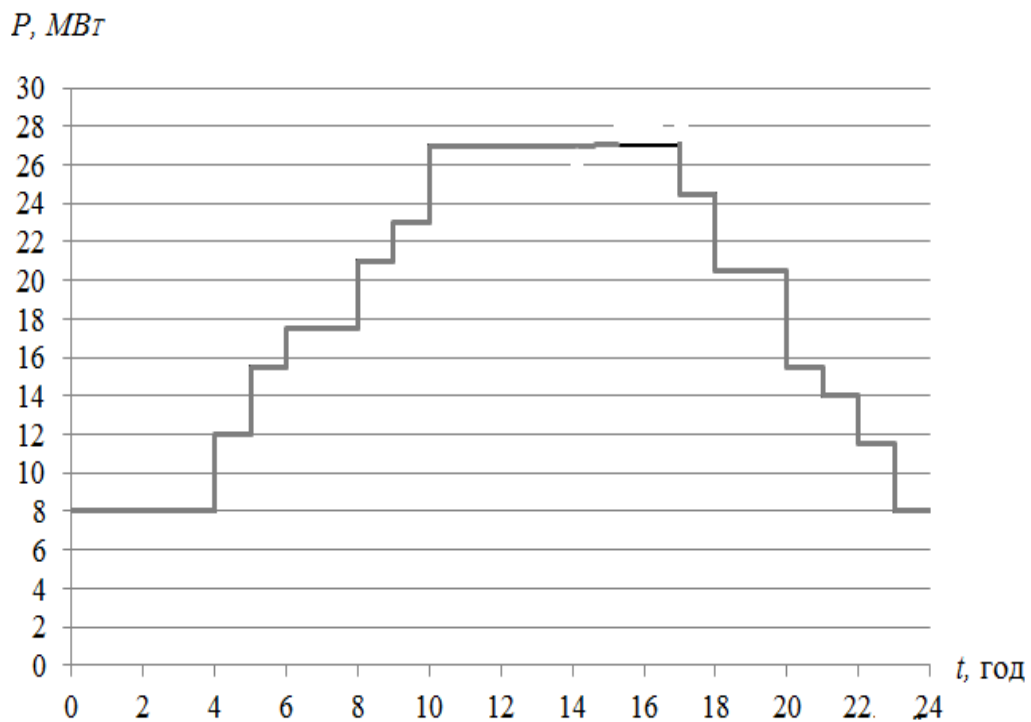


Рисунок 2.3 - Сумарний графік навантаження

Розподілення потужності кожні півгодини ($\sum ni = 48$ год.) задаємо у вигляді послідовності варіант x_i і відповідних їм частот n_i (таблиця 3.2).

Таблиця 3.2 - Варіанти та частоти розподілення потужності на стороні ВН 150 кВ

Варіанта, x_i	8	11,5	12	14	15,5	17,5	20,5	21	23	24,5	27
Частота, n_i	10	2	2	2	4	4	4	2	2	2	14

Далі розрахунки ведуться згідно формул (2.1- 2.7).

Кількість переданої активної енергії за рік:

$$W_M = P_{\text{макс}} \cdot T_{\text{макс}} \cdot 10^3, \quad (3.45)$$

$$W_M = 27 \cdot 3500 \cdot 10^3,$$

$$W_M = 9,45 \cdot 10^7 \text{ кВт год.}$$

Кількість переданої реактивної енергії за рік:

$$W_q = W \cdot \tan(\varphi), \quad (3.46)$$

$$W_q = 9,45 \cdot 10^7 \cdot \tan(29,6)^\circ,$$

$$W_q = 5,368 \cdot 10^7 \text{ квар год.}$$

Мінімальна та максимальна активна потужності на стороні ВН
з рисунку 2.3

$$P_{\text{мін}} = 8 \text{ МВт,}$$

$$P_{\text{макс}} = 27 \text{ МВт.}$$

Мінімальна та максимальна реактивні потужності на стороні ВН

$$Q_{\text{мін}} = P_{\text{мін}} \cdot \tan \varphi, \quad (3.47)$$

$$Q_{\text{мін}} = 8 \tan(29,6)^\circ,$$

$$Q_{\text{мін}} = 4,54 \text{ Мвар.}$$

$$Q_{\text{макс}} = P_{\text{макс}} \cdot \tan \varphi, \quad (3.48)$$

$$Q_{\text{макс}} = 27 \cdot \tan(29,6)^\circ,$$

$$Q_{\text{макс}} = 15,34 \text{ Мвар.}$$

Допоміжні коефіцієнти для активної потужності:

$$\lambda_p = \frac{P_{сер} - P_{мін}}{P_{макс} - P_{сер}}, \quad (3.49)$$

$$\lambda_p = \frac{18,67 - 8}{27 - 18,67},$$

$$\lambda_p = 1,28$$

Допоміжні коефіцієнти для реактивної потужності:

$$\lambda_q = \frac{Q_{сер} - Q_{мін}}{Q_{макс} - Q_{сер}}, \quad (3.50)$$

$$\lambda_q = \frac{10,6 - 4,53}{15,34 - 10,6},$$

$$\lambda_q = 1,28.$$

Так як $\lambda_p > 1$, $\lambda_q > 1$ то дисперсії потужностей знаходимо за наступними формулами:

Дисперсія активної потужності [22]:

$$D_p = \frac{(P_{макс} - P_{сер})^2 \cdot (P_{сер} - P_{мін})^2}{(P_{макс} + P_{сер} - 2 \cdot P_{мін})}; \quad (3.51)$$

$$D_p = \frac{(27 - 18,67)^2 \cdot (18,67 - 8)^2}{(27 + 18,67 - 2 \cdot 8)}$$

$$D_p = 266,3 \text{ МВт}^2.$$

Дисперсія реактивної потужності

$$D_q = \frac{(Q_{макс} - Q_{сер})^2 \cdot (Q_{сер} - Q_{мін})^2}{(Q_{макс} + Q_{сер} - 2 \cdot Q_{мін})} \quad (3.52)$$

$$D_q = \frac{(15,34 - 10,6)^2 \cdot (10,6 - 4,53)^2}{(15,34 + 10,6 - 2 \cdot 4,53)}$$

$$D_q = 56,34 \text{ Мвар}^2.$$

Втрати електричної енергії в трансформаторах вірогіднісно-статистичним методом [22]:

$$\Delta W_{cm} = \frac{R_T}{U^2} \cdot \left[\frac{(W^2 + W_p^2) \cdot 10^{-3}}{T_B} + (D_p + D_q) \cdot T_B \cdot 10^3 \right]; \quad (3.53)$$

$$\Delta W_{cm} = \frac{2,61}{150^2} \cdot \left[\frac{(9,45 \cdot 10^7)^2 + (5,363 \cdot 10^7)^2}{8760} \cdot 10^{-3} + (266,3 + 56,34) \cdot 8760 \cdot 10^3 \right],$$

$$\Delta W_{cm} = 4,175 \cdot 10^5 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Кількість переданої активної енергії за рік:

$$W_{cm} = (8 \cdot 5 + 11,5 + 12 + 14 + 15,5 \cdot 2 + 17,5 \cdot 2 + 20,5 \cdot 2 + 21 + 23 + 24,5 + 27 \cdot 7) \cdot 365$$

$$W_{cm} = 1,61 \cdot 10^8 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Річні втрати електроенергії у відсотках:

$$W_{cm} = \frac{\Delta W_{cm} \cdot 100}{W_{cm}} \quad (3.54)$$

$$W_{cm} = \frac{4,175 \cdot 10^5 \cdot 100}{1,635 \cdot 10^8}$$

$$W_{cm} = 0,26\%$$

Для підвищення енергоефективності ПС запропоновано оптимізувати навантаження на стороні 10 кВ. Це зроблено за рахунок переносу пікового навантаження на стороні 10 кВ на інші часи. Повторні розрахунки показали, що економія склала близько 222 тис. кВт·год., що в грошовому еквіваленті склала 543,9 тис. грн.

4 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ РЕМОНТУ ТА ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОГО ОБЛАДНАННЯ

4.1 Розробка графіка планово - попереджувального ремонту електрообладнання

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

- висока ступінь фізичного і морального старіння (зношення) електрообладнання (термін експлуатації якого сягає 45 років та більше);
- значні втрати електричної енергії (як чисто технічні, так і комерційні) до 15 %;
- низький рівень автоматизації об'єктів електричних мереж. Перераховані недоліки стану мережі 10(6) кВ знижують (погіршують) індекс середньої тривалості відключень (SAIDI) та індекс середньої частоти відключень у системі (SAIFI) міжнародних показників надійності електропостачання споживачів. Тому реальна тривалість перерв електропостачання в Україні сягає від 580 до 870 хвилин, тоді як у країнах ЄС – до 40 хвилин [25].

Технічний стан об'єктів електричних мереж створює передумови до аварійних відключень з тривалим знеструмленням споживачів та населених пунктів, що в свою чергу може призвести до надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру, загрози енергетичній безпеці держави, зростання соціальної напруги серед населення. На сьогодні розподільні електричні мережі напругою 10(6) кВ майже вичерпали резерв пропускну здатності, мають надзвичайно низький рівень автоматизації, дистанційне управління обмежене застосуванням застарілого обладнання в РП (ТП), мережі, як правило, дуже розгалужені, мають значну протяжність, секціонування їх практично всюди забезпечується лінійними роз'єднувачами, а застосування сучасних реклоузерів не поширене. Тобто, електричні мережі,

їх схеми та обладнання у сучасному стані концептуально не адаптовані до вимог, які стоять перед сферою енергозабезпечення.

У процесі експлуатування устаткування зношується. Але цей знос повинен бути відшкодований шляхом зміни обладнання, яке вийшло з ладу, або шляхом часткового відшкодування зносу шляхом проведення ремонту. Організація ремонтного господарства і технічного обслуговування обладнання базується на системі планово-попереджувальних ремонтів (ППР), яка успішно використовується вітчизняною промисловістю.

Основні положення цієї системи встановлені стандартами України. Для виконання всіх робіт з організації обслуговування обладнання та інших видів основних фондів на підприємстві створюється служба з ремонту відновлювальними базами, цехами, отримавши назву ремонтного господарства.

Системою ППР обладнання називається сукупність запланованих заходів з огляду обслуговування та ремонту обладнання. Основною ціллю цих заходів є запобігання прогресуючого зносу, попередження аварій, і як наслідок, підтримка обладнання у працездатному стані.

Система ППР охоплює наступні види ремонтів:

- технічне обслуговування обладнання;
- термінові огляди;
- планові ремонти.

Технічне обслуговування –це комплекс операцій з підтримки працездатності обладнання.

Сюди входить ліквідування виникаючих дрібних зіпсувань, повсякденний огляд за станом обладнання та підтримки правил його експлуатування [24].

Періодичні огляди виконуються з ціллю виявлення дефектів в роботі обладнання. Вони охоплюють: промивку обладнання, заміну масла, перевірку точності роботи, контролю, випробування і т.і.

Планові ремонти поділяють на:

- поточні, середні і капітальні.

При поточному ремонті змінюються відновлюються швидкозношувальні вузли та деталі, і виконується регулювання обладнання.

При середньому ремонті виконується заміна деталей, термін служби яких не перевищує періоду між двома середніми ремонтами. Ці ремонти виконуються без знання обладнання з фундаменту. Простій агрегату дозволяється в межах 0,6 днів на одну ремонтну одиницю.

Капітальний ремонт передбачає заміну усіх зношених деталей, повний розбір, регулювання і промивку обладнання. Це самий складний вид планових ремонтів. Усі види ремонтів виконуються спеціалізованим ремонтним персоналом.

Для визначення точного строку та виду ремонтних робіт планують графік ППР, який відображає:

- перелік всього встановленого на ділянці обладнання, його потужність та категорію ремонтної складності;
- календарні строки та вид ремонтних робіт, які виконуються на протязі календарного періоду;
- трудомісткість ремонтних робіт на ділянці.

Періодичність ремонту та трудомісткість обладнання визначаємо за довідниковими даними [21,23] та нормативами трудомісткості однієї ремонтної одиниці. Нормативи періодичності, тривалості та трудомісткості поточного та капітального ремонту енергетичного обладнання по обладнанню ПС 150 кВ наведено в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Нормативи періодичності, тривалості та трудомісткості поточного та капітального ремонту енергетичного обладнання

Найменування обладнання	Періодичність/простій, годин		Трудомісткість, людино-годин	
	Періодич- ний ремонт	Капіталь- ний ремонт	Періодич- ний ремонт	Капіталь- ний ремонт
Трансформатори ТДТН-25000/150	25920/42	103680/540	188	938
Трансформатор струму 150 кВ	25920/4	103680/12	8	24
Трансформатор струму 35 кВ	17280/2	51840/8	4	12
Трансформатор напруги 150 кВ	25920/5	103680/16	9	30
Трансформатор напруги 35 кВ	25920/4	103680/12	7	24
Вимикачі високовольтні 150 кВ	8640/12	25920/16	14	47
Вимикачі високовольтні 35 кВ	8640/8	25920/12	10	36
Вимикачі високовольтні 10 кВ	8640/4	25920/8	7	24
Роз'єднувачі 150 кВ	17280/9	51840/12	6	12
Роз'єднувачі 35 кВ	17280/4	51840/8	4	10
Розрядник ОПН 150 кВ	8640/3	69120/5	3	10
Розрядник РВС 35 кВ	8640/2	69120/4	2	8

Загальна трудомісткість, враховуючи кількість обладнання, людино-годин:

$$T = (T_{pn} \cdot 8640 / P_n + T_{pk} \cdot 8640 / P_k) \cdot n, \quad (4.1)$$

де T_{pn}, T_{pk} – тривалість поточного та капітального ремонту відповідно, годин;

P_n, P_k – періодичність поточного та капітального ремонту відповідно;

n – кількість одиниць електрообладнання.

Результати розрахунків приведено у таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 - Загальна трудомісткість ремонту

Найменування обладнання	Кількість обладнання, шт.	Загальна трудомісткість ремонтів, людино-годин
Трансформатори ТДТН-25000/150	2	281,665
Трансформатор струму 150 кВ	7	37,324
Трансформатор струму 35 кВ	11	44
Трансформатор напруги 150 кВ	2	11
Трансформатор напруги 35 кВ	2	8,666
Вимикачі високовольтні 150 кВ	2	59,333
Вимикачі високовольтні 35 кВ	7	154
Вимикачі високовольтні 10 кВ	15	225
Роз'єднувачі 150 кВ	8	40
Роз'єднувачі 35 кВ	16	58,666
Розрядник ОПН 150 кВ	14	59,5
Розрядник РВС 35 кВ	20	60
Всього	-	1039,154

Трудомісткість технічних оглядів приймається 10% від трудомісткості поточних ремонтів, а кількість – 1 раз на 2 тижні, тобто $26 \cdot 10\% = 336$ годин.

Розрахунок приведено нижче у таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 - Загальна трудомісткість техоглядів

Найменування обладнання	Загальна трудомісткість техоглядів, людино-годин
Трансформатори ТДТН-25000/150	733
Трансформатор струму 150 кВ	97
Трансформатор струму 35 кВ	114
Трансформатор напруги 150 кВ	29
Трансформатор напруги 35 кВ	22
Вимикачівисоковольтні 150 кВ	154
Вимикачівисоковольтні 35 кВ	400
Вимикачівисоковольтні 10 кВ	585
Роз'єднувачі 150 кВ	104
Роз'єднувачі 35 кВ	152
Розрядник ОПН 150 кВ	155
Розрядник РВС 35 кВ	156
Всього	2700

Сумарна трудомісткість ремонтів та техоглядів складає:

$$T_{\Sigma}=1039+2700=3739 \text{ людино-годин.}$$

4.2 Розрахунок чисельності електроремонтного персоналу

Чисельність електроремонтного персоналу розраховується за нормами обслуговування та робочими місцями.

Спискова чисельність визначається за формулою:

$$R_{cn} = \frac{T_{заг}}{\Phi_k}, \quad (4.2)$$

де $T_{заг}$ – загальна трудомісткість ремонтних робіт по графіку ППР, нормо-год;
 Φ_k – корисний фонд часу одного робітника, год.

$$\Phi_k = P_{роб} \cdot t \cdot \left(1 - \frac{k}{100}\right), \quad (4.3)$$

де $P_{роб}$ – кількість робочих днів за рік, приймаємо 251 день;

k – коефіцієнт планових невиходів на роботу (лікарняний, планова відпустка, декретна відпустка), приймаємо 8%;

t – тривалість робочої зміни, годин.

$$\Phi_k = 251 \cdot 8 \cdot \left(1 - \frac{8}{100}\right) = 1847,36 \text{ год.}$$

За формулою (4.2) визначаємо спискову чисельність:

$$R_{сп} = \frac{3739,75}{1847,36} = 2 \text{ людини.}$$

Тобто для обслуговування підстанції достатньо 2 робітника. Для цілодобового обслуговування приймаємо графік роботи – «день-ніч-48». За таким графіком необхідно створити 2 бригади, тобто необхідна кількість робітників – 4 осіб.

Розрахуємо річний фонд заробітної плати електроремонтного персоналу.

Витрати на оплату праці включають:

- основний заробіток відповідно до кваліфікації виконавців та умов праці;
- додаткову зарплату, що враховує премії, доплати за нічний час та ін. У розрахунку величину додаткової зарплати приймаємо 70% від тарифного заробітку виконавців;

- єдиний соціальний внесок ЄСВ – відрахування на соціальні заходи, у пенсійний фонд, медичне страхування, фонд зайнятості. Розміри таких

відрахувань регламентуються державою й можуть змінюватися згодом. Приймаємо дійсну величину на 2020 рік – 22% від суми основної та додаткової зарплати персоналу.

$$\Phi_{ЗП} = 1,22 \cdot 1,7 \cdot \bar{c} \cdot 12 \cdot R \quad (4.4)$$

де \bar{c} - мінімальна заробітна плата. Згідно з Законом №822-IX з 1 вересня 2020 р. вона складає 5000 грн./місяць, в погодинному перерахунку 30,3 грн./годину.

$$\Phi_{ЗП} = 1,22 \cdot 1,7 \cdot 5000 \cdot 12 \cdot 8 = 995520 \text{ грн.}$$

Методи вирішення цих завдань такі: вибір оптимальних форм ремонтного обслуговування; впровадження прогресивних методів управління ремонтами; вивчення досвіду і встановлення оптимальної періодичності проведення капітальних, середніх і поточних ремонтів; своєчасне постачання запасних частин і матеріалів; аналіз техніко-економічних показників роботи електрообладнання до та після ремонту.

4.3 Визначення кількості і вартості основних матеріалів для ремонту електричного господарства та електричних мереж

Потрібна кількість на рік основних матеріалів на ремонт і технічне обслуговування електричного обладнання та електричних мереж розраховується на підставі трудомісткості річного плану ППР і норм витрат матеріалів на 100 люд·год. трудомісткості ремонту і технічного обслуговування, наведених в [23].

Річна потреба у матеріалах для кожного виду електричного обладнання та електричних мереж цеху визначається за формулою:

$$N^i = 0,01 \cdot H^i \cdot T, \quad (4.5)$$

де N^i – норма витрат матеріалів на 100 люд·год. трудомісткості ремонту і технічного обслуговування електричного обладнання та електричних мереж цеху;

T^p – річна планова трудомісткість ремонту чи технічного обслуговування електричного обладнання та електричних мереж цеху, люд · год.

Розрахунок потрібної на рік кількості основних матеріалів на ремонт і технічне обслуговування електричного обладнання та електричних мереж та вартості основних матеріалів, необхідних на рік для ремонту електричного обладнання та електричних мереж приведений в таблиці 4.4.

Вартість основних матеріалів, необхідних для ремонту технічного обслуговування електричного обладнання та електричних мереж визначається за формулою:

$$B^i = C^i \cdot N^i, \quad (4.6)$$

де C^i – ціна за одиницю кожного виду найменування матеріалів.

Кошторис затрат на ремонт електричного обладнання складається щорічно на кожен вид ремонтних робіт і включає в себе такі статті затрат:

1. Затрати на основні матеріали
2. Основна зарплата робітників
3. Додаткова зарплата робітників
4. Нарахування на зарплату (згідно законодавства)
5. Загальновиробничі витрати
6. Адміністративні витрати

Розрахунок кошторису затрат на виконання ремонтних робіт і проведення технічного обслуговування електричного обладнання приведений в таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 - Кошторис витрат на ремонт електрообладнання

Найменування статей витрат	Всього витрат, грн.
Основні витрати на матеріали	10016
Основна та додаткова заробітна плата з нарахуваннями	995520
Загальновиробничі витрати в розмірі 120 % від фонду основної заробітної плати	1194624
Адміністративні витрати в розмірі 10 % від фонду основної заробітної плати	99552
Всього витрат	2299712
Прибуток (15%)	344957
Вартість ремонтних робіт за внутрішніми планово-розрахунковими цінами	2647554

Кошторис витрат на ремонт електроустаткування є одним з основних техніко-економічних показників ремонту та технічного обслуговування електричного обладнання.

Таблиця 4.4 - Розрахунок потрібної кількості і вартості основних матеріалів на ремонт трансформаторів

Найменування матеріалів	Один. виміру	Норма витрат матеріалів на 100 люд* годин трудомісткості			Річна потреба в матеріалах			Ціна за один. матеріалу, грн.	Вартість матеріалів, грн.		
		К	П	ТО	К	П	ТО		К	П	ТО
Силові трансформатори											
Чорні метали	кг.	15	15	1,5	36,0	36,0	4,3	10,5	416,0	416,0	49,9
Метизи	кг.	1,65	1,65	0,16	4,0	4,0	0,5	22,5	98,0	98,0	11,4
Кольорові метали і сплави	кг.	9,84	9,84	0,98	23,6	23,6	2,8	18,0	467,6	467,6	55,9
Кабельні вироби	кг.	36	36	3,6	86,4	86,4	10,4	18,0	1710,7	1710,7	205,3
	м.	1	1	0,1	2,4	2,4	0,3	4,0	10,6	10,6	1,3
Електро ізоляційні матеріали	кг.	5,89	5,89	0,59	14,1	14,1	1,7	9,0	139,9	139,9	16,8
	м.	37,15	37,15	3,72	89,2	89,2	10,7	7,0	686,5	686,5	82,5
Лакофарбові матеріали	кг.	2,8	2,8	0,28	6,7	6,7	0,8	18,0	133,1	133,1	15,9
Хімікати	кг.	5,02	5,02	0,5	12,0	12,0	1,4	9,0	119,2	119,2	14,3
Всього:									3781,6	3781,6	453,3
Не враховані матеріали									378,2	378,2	45,3
Підсумок									4159,8	4159,8	498,6

Примітка: вартість неврахованих матеріалів приймаємо в розмірі 10% від вартості врахованих матеріалів

5 ОХОРОНА ПРАЦІ

Оскільки тема дипломної роботи - «Дослідження роботи трансформаторної підстанції ПС 150-35-10 кВ ПАТ ДТЕК Дніпрообленерго, тому нижче розглянемо заходи по забезпеченню безпеки, виробничої санітарії, гігієни праці і пожежної безпеки при експлуатації трансформаторної підстанції (далі ТП 150/35/10 кВ).

На основі аналізу технологічних процесів та роботи обладнання ТП 150/35/10 кВ, згідно [30] виявлені наступні небезпечні та шкідливі виробничі фактори, здатні привести до травм або ушкодження здоров'я працівників і нанести збитки навколишньому середовищу:

- можливість випадкових торкань до частин електрообладнання, яке знаходиться під напругою;
 - помилкові дії персоналу при оперативних переключеннях;
 - пошкодження ізоляції;
 - комутаційні, імпульсні і атмосферні перенапруги;
 - прямі удари блискавки;
 - коротке замикання в електроустановках;
 - механічні травми, що можуть бути отримані від обертових частин електроприводів;
 - острі кромки, заусениці та шерохватість на поверхні інструментів та обладнання;
 - підвищена або знижена температура поверхностей обладнання, матеріалів;
 - підвищена або знижена вологість повітря;
 - підвищена або знижена температура повітря робочої зони;
 - підвищений рівень шуму та вібрації на робочому місці;
 - можливість виникнення пожежі, загоряння частин електроприводів або як наслідок не відключеного вчасно короткого замикання або їх перегріву.
- ТП 150/35/10 кВ аграрно-промислового району являє собою

електроустановку в якій, розміщене на відкритому повітрі силове електрообладнання для перетворення напруги 150 кВ в напруги 35 кВ і 10 кВ та подальшого розподілу електричної енергії по об'єктам господарювання аграрно-промислового району. Комутуюче обладнання для замикання - розмикання кіл (високовольтні масляні вимикачі та віддільники) та апарати захисту від перенапруг (вентильні розрядники) розміщені на території підстанції. Апарати обліку (лічильники з трансформаторами струму та напруги), щит контролю та елементи схем релейного захисту, керування масляними вимикачами знаходяться в приміщенні на території підстанції.

Експлуатація трансформаторної підстанції ТП 150/35/10 кВ здійснюється згідно вимог [28,29,30,31], НАПБ В.01.056-2005/111 «Правила будови електроустановок. Протипожежний захист електроустановок», ДСТУ Б В.2.5-38:2008 «Інженерне обладнання будинків і споруд. Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд (ІЕС 62305: 2006, NEQ)» та НАПБ 05.032-2002 «Інструкція з протипожежного захисту розподільних пристроїв, підстанцій та трансформаторів».

Згідно вимог [28] та [30] на території розподільчого пристрою немає жодного стороннього обладнання окрім обладнання підстанції, не допускається присутність сторонніх осіб. Територія підстанції огорожена цегляним парканом висотою 2,0 м. Двері розподільчого пристрою зачиняються на замок, ключі зберігаються у старшого в зміні оперативного робітника. Видавання та повернення ключів реєструється в оперативному журналі.

У відповідності із визначенням пункту 4.2.4 «ПУЕ» [28] підстанція – це електроустановка, яка служить для перетворювання та розподілення електроенергії і складається з трансформаторів, або других перетворювачів енергії, розподільчих пристроїв, пристроїв керування та допоміжних споруд. У відповідності із визначенням абзацу г) підпункту 2 пункту 1.1.13 «ПУЕ», приміщення закритого розподільчого пристрою підстанції, що проектується, відноситься до приміщень з підвищеною небезпекою – можливе одночасне

доторкання людини до приєднань до землі металоконструкцій будівлі, технологічним апаратам тощо, з одного боку, та к металевим корпусам електрообладнання - з іншого. У відповідності із визначенням підпункту 4 пункту 1.1.13 «ПУЕ», територія розміщення зовнішніх електроустановок, до яких відноситься відкритий розподільчий пристрій підстанції, у відношенні до небезпеки враження людей електричним струмом прирівнюються до особливо небезпечним приміщенням.

Електричне обладнання розташоване згідно п'ятого розділу «ПУЕ» п. 5.1.4 – 5.1.10 «Загальні вимоги».

Згідно вимог пункту 12.4.7 ГКД 34.20.507-2003 «ПТЕСіМ» приміщення розподільчого пристрою, в якому встановлені комірки комплектного розподільчого устаткування з елегазовим вимикачем (далі КРУЕ) або, окремо, елегазові вимикачі, а також приміщення для їх ревізії та ремонту ізолювані від інших приміщень. Стіни, підлога й стеля пофарбовані пілонепроникною фарбою або викладені кахельною плиткою.

Основним заходом з техніки безпеки на підстанції 150/35/10 кВ є заземлення. Згідно розділу 1.7 «ПУЕ» [29] на ВРП-150 кВ виконано вирівнювання потенціалів шляхом прокладання подовжніх та поперечних заземлювачів які об'єднані між собою в заземлюючу сітку з опором заземлюючого пристрою не більше 0,5 Ом.

Згідно вимог «ПУЕ» до захисного заземлення підлягають:

- металеві корпуси електричних машин, трансформаторів, апаратів, переносних електроприймачів, пускових та регулюючих реостатів, світильників та інше;
- приводів електричних апаратів, вимикачів та ін.;
- каркаси розподільчих щитів, щитів керування, шаф;
- металеві конструкції розподільчих пристроїв, кабельні конструкції, кабельні муфти, оболонки силових кабелів;
- металеві оболонки та броня нейтральних та силових кабелів, проводів напругою від 42 В змінного струму;

- електрообладнання, розташоване на рухомих частинах станків, машин, механізмів;

- залізобетонні та металеві опори на яких встановлені силові та вимірювальні трансформатори, роз'єднувачі та інші апарати.

А підпункт 5.1.2. пункту 5.1 глави 5 НПАОП 40.1-1.01-97 «ПБЕЕ» наголошує: до оперативного обслуговування електроустановок допускаються працівники, які знають їхні схеми, інструкції з експлуатації, особливості конструкції та роботи обладнання і пройшли навчання та перевірку знань.

Обслуговування ПС-150/35/10 кВ здійснюється черговим оперативним персоналом ПС, який має IV групу до та вище 1000 В з електробезпеки у відповідності до вимог НПАОП 40.1-1.21-98 «ПБЕЕС».

У відповідності до вимог підпункту 5.11 пункту 5.1. [34] оперативне обслуговування електроустановок здійснюється як місцевими оперативними чи оперативно-виробничими працівниками, за якими закріплена ця електроустановка, так і виїзними бригадами, за якими закріплена група електроустановок.

Всі оперативні переключення на ПС виконуються на чолі з працівниками 4 групи електробезпеки за бланком переключень, який складається відповідальним працівником з 5 групою електробезпеки.

Для зниження існуючої небезпеки ураження персоналу електричним струмом передбачені наступні заходи:

- використання технічно досконалого обладнання;
- розміщення устаткування, що забезпечує його вільне і зручне обслуговування;
- зводяться огороження (суцільні та сітчасті із сіткою 25×25 мм);
- застосовується подвійна ізоляція приладів – електрична ізоляція, що складається з робочої і додаткової ізоляції;
- використовуються блокування для попередження помилкових дій персоналу при переключеннях у розподільчих пристроях на підстанціях;

- струмоведучі частини розташовуються на недоступній висоті та в недоступних місцях;

- захисне заземлення ($R_{заз} \leq 0,5 \text{ Ом}$)

- з метою виявлення дефектів попередження замикань на землю та коротких замикань виконується періодичний контроль ізоляції – вимір її активного омичного опору;

- в електроустановках вище 1000 В роботи виконуються персоналом, який має 4 (до і вище 1000 В) групу з електробезпеки;

- до робіт на струмоведучих частинах електроустановок під наведеною напругою допускаються працівники, які пройшли навчання з методів безпечного проведення таких робіт, у яких перевірено знання та записано у посвідченні про надання права на проведення таких робіт.

При введенні в експлуатацію нових електроустановок або тих, що вийшли з ремонту, проводяться приймально-здавальні іспити.

Згідно розділу 5 НПАОП 40.1-1.32-01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок», територія підстанції на якій розміщено встаткування належить до пожежонебезпечної зони П-III – простір поза приміщенням, на якому перебуває горюча рідина з температурою запалення більш $+61^{\circ}\text{C}$ або тверді горючі речовини, тому ступінь захисту оболонок обладнання повинна бути не нижче IP44.

У відповідності із визначеннями ГОСТ 12.1.009-76 (1999) «ССБТ. Електробезопасность. Термины и определения», на електрообладнанні (у кількості 1126 одиниць), яким комплектується підстанція, що проектується, в наявності робоча ізоляція, додаткова ізоляція та подвійна ізоляція.

У відповідності із вимогами ГОСТ 12.2.007.0-75* (2001) «ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности», під час проектування ТП-150/35/10 кВ враховані всі вимоги щодо окремих видів пристроїв (елегазові і вакуумні вимикачі та приводи до них, роз'єднувачі і короткозамикачі та приводи до них, запобіжники, вентильні та трубчасті розрядники, трансформатори струму та напруги). По способу захисту

людину від ураження електричним струмом, електрообладнання підстанції належить до виробів I класу, оскільки має принаймні робочу ізоляцію та елемент для заземлення.

У відповідності з вимогами пункту 4.2.134 глави 4.2 «Розподільчі пристрої та підстанції напругою вище 1 кВ» «ПУЕ», відкриті РУ і ПС 20-750 кВ мають бути захищені від прямих ударів блискавки.

Згідно з ДСТУ БВ 2.5.38:2008 «Інженерне обладнання будинків і споруд. Улаштування блискавкового захисту будівель і споруд» для захисту від прямих ударів блискавки на конструкціях відкритого розподільного пристрою передбачає встановлення стрижневих блискавковідводів.

Захист будівлі закритого розподільчого пристрою і ПС, що має металеві покриття крівлі, виконується заземленням цих покриттів. За наявності залізобетонної крівлі і безперервного електричного зв'язку окремих її елементів захист виконується заземленням її арматури. Захист будівель закритих РУ і ПС, дах яких не має металевих або залізобетонних покриттів з безперервним електричним зв'язком окремих її елементів, слід виконувати стрижньовими громовідводами, або укладанням молнієприймної сітки безпосередньо на даху будівель.

У відповідності з вимогами пункту 4.2.138 глави 4.2 «ПУЕ», тросові громовідводи ПЛ 110 кВ і вище, як правило, приєднані до заземлених конструкцій відкритого розподільчого пристрою ПС. Від стійок конструкцій відкритого розподільчого пристрою ПС-110-220 кВ, до яких приєднані тросові громовідводи, мають бути виконані магістралі заземлення не менше чим по двом-трьох напрямках з кутом не менше 90° між ними. Захист від прямих ударів блискавки здійснюється грозозахисними тросами. Для території підстанції захист здійснюється блискавковідводами, які приєднані до загального контуру заземлення.

На підстанції передбачено спеціальний захист від хвиль перенапруги, що надходять з ліній, цей захист забезпечується використанням розрядниками.

У відповідності з вимогами підпункту 2.1.1 пункту 2 [35] на вимикачі і на приводі до нього в наявності показчики включеного і відключеного положення вимикача. Застосування сигнальних ламп як єдиних показчики положення вимикача не допускається. На вимикачах з вбудованим приводом або з приводом, розташованим в безпосередній близькості від вимикача і не відокремленим від вимикача суцільним непрозорим обгороджуванням, допускається установка одного показчика на вимикачі або на приводі. На вимикачах, що мають зовнішні рухливі контакти, положення яких ясно вказує на включене або відключене положення вимикача, наявність показчика на вимикачі не обов'язково.

Оперативні переключення в РП підстанції передбачено здійснювати черговим персоналом або оперативно-ремонтними за наказом, або з відома вище поставленого чергового персоналу. Щоб виключити можливість випадкових доторкань або небезпечного наближення до струмоведучих частин, згідно з проектом передбачені такі заходи:

- розподільне улаштування 10 кВ виконується в окремих металевих шафах, які замикаються і мають попереджувальні знаки. На час ремонту візки викочуються і при цьому розмикаються контакти роз'єднувача, що створює видимий розрив у колі;

- застосування електромагнітного блокування роз'єднувачів РП, яке здійснює розрив кола спеціальними контактами, що запобігає можливості нещасного випадку;

- розташування відкритих струмоведучих частин і ошиновки обладнання на нормативній висоті від поверхні землі;

Перекриття ізоляції може викликати серйозне ушкодження апаратів, відключення обладнання підстанції і тривалий простій устаткування, ушкодження устаткування підстанцій – пряма загроза нормальній роботі електричної мережі. Тому на підстанції передбачений спеціальний захист від хвиль перенапруг, що набігають з ліній. Такий захист здійснений за допомогою вентилярних і трубчастих розрядників.

У зв'язку з тим, що на підстанції може відбутися помилкова дія персоналу, передбачаються організаційні та технічні заходи щодо недопущення подібного. Для цієї мети використовується оперативне блокування. Наприклад, основні й заземлюючі ножі кожного роз'єднувача мають механічне блокування на приводі, внаслідок чого основний ніж не можна включити, якщо замкнуть заземлюючий і навпаки.

Захисне заземлення споруд здійснюється за допомогою одного спільного заземлюючого пристрою. В якості заземлюючих пристроїв використовуються природні та штучні заземлювачі – вертикальні – сталі стержні діаметром 16 мм довжиною 3 м, що забиваються у землю і з'єднані сталеву смугою $40 \times 4 \text{ мм}^2$. У кожному спорудженні виконана основна система зрівнювання потенціалів, що реалізована шляхом приєднання до головної заземлюючих шин електроустановки наступних провідних частин: захисних провідників, заземлювальних провідників пристроїв захисного і блискавки захисного заземлень, металевих частин систем вентиляції та кондиціонування, основних металевих частин будівельних конструкцій та металевих оболонок і екранів кабелів.

Розрахунок заземлення.

Вихідні дані: $P_{nc} = 240 \text{ м}$.

В якості штучних заземлювачів використовую: для вертикального занурення в землю – сталі стержні діаметром 16 мм.

Для горизонтальної укладки – сталі смуги товщиною 4 мм. Довжина вертикальних електродів $L = 3 \text{ м}$; верхній кінець вертикального заземлювача заглиблений на $t = 0,7$; відстань між електродами орієнтовано $d_g = 5 \text{ м}$.

Удільний опір ґрунтів $S_{y\delta} = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$

Опір розтікання струму в землі для одного вертикального електроду:

$$R_{oob} = \frac{\rho_{n.g} \cdot K_{ng}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot t + 1}{4 \cdot t - 1} \right), \quad (5.1)$$

де $\rho_{n.g}$ - питомий опір ґрунту, $\text{Ом} \cdot \text{м}$;

K_{ne} – підвищуючий коефіцієнт, $K_{ne} = 1,4$;

l – довжина вертикального заземлювача, м;

d – діаметр вертикального заземлювача, м;

t – відстань від поверхні землі до середини електроду, м.

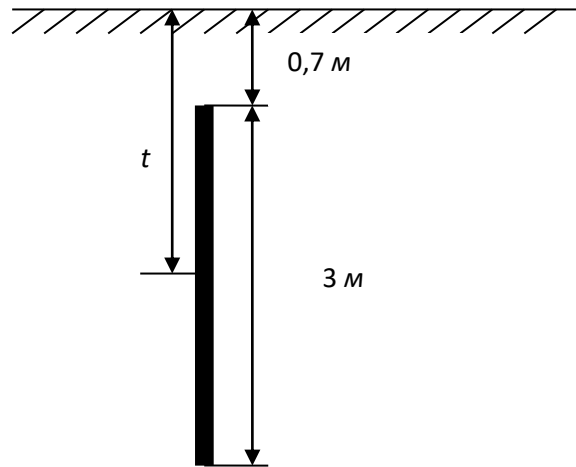


Рисунок 5.1 – відстань від поверхні землі до середини електрода

$$R_{расч} = \frac{100}{2} \cdot \frac{1,4}{3,14} \cdot \frac{1}{5} \cdot \left(\lg \frac{2}{0,016} + \frac{1}{2} \lg \frac{4}{4} \cdot \frac{3,2+1}{3,2} \right) = 30,53 \cdot \text{Ом} \quad (5.2)$$

Приймаємо 26 електродів з коефіцієнтом використання 0,58 і розраховуємо опір розтікання струму від усіх вертикальних електродів:

$$R_{ce} = \frac{R_{огг}}{n_e \cdot K_e} \quad (5.3)$$

де n_e – кількість електродів;

K_e – коефіцієнт використання

$$R_{ce} = \frac{30,53}{26 \cdot 0,58} = 2,02 \text{ Ом.}$$

Опір сталюї горизонтальної полоси:

$$R_{z.n} = \frac{\rho_n}{2} \frac{K_{nn}}{\pi l} \ln \frac{2}{b} \frac{l'^2}{t} \quad \text{Ом.} \quad (5.4)$$

де l'^2 - довжина полоси, м;

K_{nn} – підвищуючий коефіцієнт сталюї полоси;

b – ширина полоси, м;

t – відстань від поверхні землі до середини полоси, м.

$$R_{z.n} = \frac{100}{2} \frac{2}{3,14 \cdot 240} \ln \frac{2}{0,04} \frac{240^2}{0,72} = 2,017 \quad \text{Ом.}$$

Знаходимо дійсний опір сталюї полоси з урахуванням коефіцієнта використання $K_{en} = 0,3$

$$R'_{z.n} = \frac{R_{z.n}}{K_{en}} = \frac{2,017}{0,3} = 6,72 \quad \text{Ом.}$$

Визначаємо повний опір контура:

$$R_3 = \frac{R_{ocв}}{R_{ocв} + R'_{z.n}} = 1,55 > 0,5 \quad \text{Ом}$$

Розраховуємо опір вертикального електрода враховуючи що опір $R_3 = 0,5$ Ом.

$$R'_{ocв} = \frac{R'_{z.n} \cdot R_3}{R_{z.n} \cdot R_3} = \frac{6,72 \cdot 0,5}{6,72 \cdot 0,5} = 0,54 \cdot \text{Ом.}$$

Кількість необхідних вертикальних заземлювачів:

$$N'_{\text{ез}} = \frac{R_{\text{осв}}}{K_{\text{е}} R'_{\text{осв}}} = \frac{30,53}{0,58 \cdot 0,54} = 97,47 \text{ шт.}$$

Приймаємо $N_{\text{ез}} = 98$ електродів

Робимо перевірку:

$$R'_{\text{осв}} = \frac{30,53}{0,58 \cdot 98} = 0,53 \text{ Ом.}$$

$$R_3 = \frac{0,53 \cdot 6,72}{0,53 + 6,72} = 0,49 < 0,5 \text{ Ом.}$$

Виходячи з розрахунків опір пристрою заземлення задовольняє вибору.

В електромережах (понад 1000 В), а саме в закритому розподільному пристрої шину обирають за струмом короткого замикання (з тим, щоб вона нагрівалась при короткому замиканні не більше як до 400°C). Для внутрішнього контуру застосовується стрічка площею 100 мм². Розміщують контур за всім периметром приміщення. Проводять контур по стінках на висоті від підлоги 200 мм. Внутрішній і зовнішній контури з'єднують в двох місцях. Розміщене у приміщенні устаткування підключається до внутрішнього контуру. Підключення виконують зварюванням та болтовими з'єднаннями (на устаткуванні контактні площадки). Вибір елементів для заземлення виконано відповідно до ГОСТ 12.2.007.0-75* (2001) «ССБТ. Вироби електротехнічні. Загальні вимоги безпеки».

Заходи щодо забезпечення виробничої санітарії і гігієни праці для трансформаторної підстанції ТП 150/35/10 кВ промислового району, розроблені відповідно до вимог ГН 3.3.5-8.6.6.1-2002 «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу».

Враховуючі наявні шкідливі виробничі фактори, відповідно до вимог ДСП 173-96 «Державні санітарні правила планування та забудови населених пунктів», підстанція як промисловий об'єкт не класифікується. Але згідно вимог ДСП 173-96 «Державні санітарні правила планування та забудови населених пунктів» та ДБН 360-92* «Містобудування. Планування та забудова міських і сільських поселень», розмір її санітарної зони складає 25м.

Метеорологічні умови в робочій зоні приміщення підстанції – температура повітря, відносна вологість повітря й швидкість його переміщення відповідають вимогам ДСН 3.3.6-042-99 «Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень» і ГОСТ 12.1.005-88 (1991) «ССБТ. Общие санитарно–гигиенические требования к воздухурабочей зоны». Роботи на підстанції за енергозатратністю належать до категорії середньої важкості Пб, тому, для постійних робочих міст, передбачені наступні оптимальні метеорологічні умови:

- в холодний період року: температура повітря 18-20 °С; відносна вологість: оптимальна 40-60 %, припустима 75 %; швидкість переміщення повітря не більше 0,2 м/с;

- в теплий період року: температура повітря 21-23 °С; відносна вологість: оптимальна 40-60 %, припустима 75 %; швидкість переміщення повітря не більше 0,3 м/с;

Для забезпечення цих параметрів використовуються наступні заходи: застосування вентиляції і раціонального опалення, кондиціонування повітря. Нормативними документами є СНиП 2.04.05-91*У «Отопление, вентиляция, кондиционирование» та ГОСТ 12.4.02175* «ССБТ. Системы вентиляционные .Общитребования».

Приміщення в якому встановлені комірки КРУЕ, обладнані припливно-витяжною вентиляцією з відсмоктуванням повітря знизу. Приміщення з комірками КРУЕ обладнані пристроями, що сигналізують про недопустиму концентрацію електрики й автоматично вмикають припливно-витяжну

вентиляцію. При вході, в приміщенні розподільчого устаткування (далі - РУ) з елегазовими вимикачами або КРУЕ, встановлені покажчики стану вентиляції та пристрої, що дають змогу включати вентиляцію. Прибирання приміщень КРПЕ проводиться мокрим або вакуумним способом.

У відповідності із визначенням абзацу в) підпункту 3.1 пункту 3 ДБН В.2.5-28-2006 «Інженерне обладнання будинків і споруд. Природне і штучне освітлення», освітлення підстанції, що проектується, виконується суміщеним. Відповідно із вимогами абзацу в) пункту 3.3, нормовані значення КПО для виробничих приміщень приймаються як для суміщеного освітлення: для I розряду зорової роботи $e_n = 1,2\%$, для II - $e_n = 1\%$, для III - $e_n = 0,7\%$.

Згідно вимог ДБН В.2.5-28-2006 «Інженерне обладнання будинків і споруд. Природне і штучне освітлення», внутрішнє освітлення закритого розподільчого пункту підстанції виконується люмінесцентними лампами. Зовнішнє освітлення відкритого розподільчого пристрою виконується лампами розжарювання. Освітлення безпеки (аварійне освітлення) створює на робочих поверхнях у виробничих приміщеннях і на території підприємств, які потребують обслуговування при відключенні робочого освітлення, найменшу освітленість 5%, яка нормується для робочого освітлення від загального, але не менше 2 лк в середині приміщення і не менше 1 лк - для територій підприємств. При цьому створює найменшу освітленість всередині будинків більше 30 лк при розрядних лампах і більше 10 лк при лампах розжарювання допускається за наявності відповідних обґрунтувань. Для аварійного освітлення (освітлення безпеки) застосовуються лампи розжарювання [31].

У відповідності до вимог ДСН 3.3.6.039-99 «Державні санітарні норми виробничої та локальної вібрації» та ГОСТ 12.1.012-90 «Вибрація. Общие требования безопасности» на ПС захист від вібрації здійснюється за рахунок установки трансформаторів, на фундаменти. Максимальний рівень загальної вібрації на території ПС становить 80 дБ, що не перевищує ГДР 92 дБ.

У відповідності із визначеннями та вимогами НРБУ-97 «Норм радіаційної безпеки України» і ОСПУ-2005 «Основні санітарні правила забезпечення радіаційної безпеки України», знижувальна підстанція для електропостачання промислового району не є джерелом радіаційного випромінювання, тому спеціальні заходи захисту персоналу не передбачені.

Під час роботи (експлуатації) знижувальної підстанції не утворюються промислові відходи (тверді відходи, промислова каналізація, газообразні викиди), процес утилізації (очищення стоків, фільтрації газоподібних сумішів) яких може впливати на повітряне середовище, водний басейн, повітряне середовище. У відповідності до вимог пункту 4.2.200 глави 4.2 «ПУЕ», на підстанції, що проектується, маслогосподарство або маслосклади не споруджуються. Доставка сухого масла на підстанцію, що проектується, здійснюється в пересувних ємностях або автоцистернах з централізованих масляних господарств. Відпрацьоване трансформаторне масло регенерується для повторного використання. Процес здійснюється на спеціально відведених для цього територіях централізованих масляних господарств.

У відповідності до вимог пунктів 3.2.2 та 3.2.3 НАПБ 05.032-2002 «Інструкція з протипожежного захисту розподільних пристроїв, підстанцій та трансформаторів», для запобігання розтіканню масла й поширенню пожежі в разі пошкодження маслонаповнених трансформаторів із масою масла більше 1 т в одиниці (одному баку) виконані маслоприймачі, масловідводи й маслосбірники. Об'єм маслоприймача розрахований на одночасне приймання 100 % масла, яке вміщується в корпусі трансформаторів [29].

Постійний персонал, що заходиться на підстанції у одну робочу зміну складає 2-х осіб (всі – особи чоловічої статі). У склад санітарно-побутових приміщень підстанції, що проектується, входять гардеробна, душова, уборна (туалетна кімната, обладнана рукомийником), пристрій питного водопостачання (кулер для приготування холодної та гарячої питної води).

У відповідності до вимог пункту 2.6 СНиП 2.09.04-87* «Административные и бытовые здания», в гардеробних кількість відділень в

шафах (або гачків вішалок для домашнього та спеціального одягу) у проекті прийняті рівним до облікової чисельності працюючих (чотири зміни по дві особи). Забезпечено зберігання верхнього одягу для застосування в умовах відкритого простору (для обслуговування відкритого розподільчого пристрою та виконання оперативних перемикачів в умовах відкритого простору – «на відкритому повітрі»).

З аналізу речовин і матеріалів, що використовуються в роботі обладнання трансформаторної підстанції, згідно НАПБ Б.03.002-2007 «Норми визначення категорій приміщень, будинків і зовнішніх установок з вибухопожежної і пожежної безпеки» та СНиП 2.09.02-85* «Производственные здания», підстанція з установленим на ній обладнанням належить до категорії «В» з пожежної небезпеки.

Відповідно до категорії виробництва з пожежної небезпеки підстанції «В» і вимогами ДБН В.1.1.7-2002 «Пожежна безпека об'єктів будівництва» та НАПБ В.01.056-2005/111 «Правила будови електроустановок. Протипожежний захист електроустановок», підстанція з установленим на ній обладнанням має ступінь вогнестійкості II, оскільки покрівля будівель, підлога та двері виконані з негорючих речовин.

У відповідності до вимог пункту 5.9 ДБН В.1.1.7-2002 «Пожежна безпека об'єктів будівництва» евакуаційні виходи підстанції, що проектується, ведуть:

- для першого поверху - назовні безпосередньо або через коридор, вестибюль, сходову клітку;

- для цокольного, підвального, підземного поверхів - назовні безпосередньо, через сходову клітку або через коридор, який веде до сходової клітки, що має вихід назовні безпосередньо або ізольований від розташованого вище поверху.

У відповідності із визначенням п. 2.29 (табл. 2) СНиП 2.09.02-85* «Виробничі будівлі» максимальне видалення від найбільш віддаленого робочого місця до найближчого евакуаційного виходу, при щільності людського потоку (більше однієї людини до трьох) в загальному проході – складає 25 метрів.

До будівель і споруд забезпечуються під'їзди пожежних машин. Важливим заходом забезпечення пожежної безпеки є організація пожежної охорони об'єкта, яка передбачає профілактичні та оперативні заходи.

Обладнання, силові та освітленні мережі підстанції, відповідають вимогам пожежної безпеки, оскільки виконані відповідно до вимог НПАОП 40.1-1.32-01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок», та мають ступінь захисту оболонок (ізоляції) - IP44, відповідно до пожежанебезпечної зони П-III.

На підстанції згідно вимог НАПБ А.01.003-2009 «Правила улаштування та експлуатації систем оповіщення про пожежу та управління евакуацією людей в будинках та спорудах» та пункту 1.6.14 ДБН В.2.5-13-98* «Інженерне обладнання будинків і споруд. Пожежна автоматика будинків і споруд» передбачені системи пожежної сигналізації у приміщенні чергового персоналу. Для цього типу оповіщення використовуються: пристрій світлозвуковий «Тортила», встановлений над дверима модуля ОПУ, а також оповіщувач світлозвуковий «Тортила» С-05С-220 з написом «вихід», встановлений над дверима в модулі ОПУ.

Пожежна безпека приміщень, де розташовані силові трансформатори, забезпечується наступними заходами:

- під трансформаторами насипають чистий гравій і роблять маслоприймні ями;
- відповідно до вимог «ПУЕ» вибираються електричні відстані між струмоведучими та заземленими частинами;
- приміщення комплектуються первинними засобами пожежогасіння.
- згідно НАПБ Б.03.002-2004 «Типові норми належності вогнегасників» приміщення, в яких розміщені трансформатори комплектуються двома вогнегасниками ОУ-80, ящиком з піском місткістю 1 м³ та лопатою;
- встановлюються високовольтні запобіжники, що запобігають виникненню аварійних режимів роботи апаратури, які можуть призвести до пожежі.

ВИСНОВКИ

1. Виконано статистичний аналіз навантаження трансформаторної підстанції. Перевірка нульової гіпотези про нормальне розподілення генеральної сукупності за критерієм Пірсона показала, що вона залежить від рівня значимості α .

2. Виявлено, що закон розподілення навантаження на трансформаторній підстанції близький до нормального.

3. Знайдено рівняння лінійної регресії між навантаженням на стороні СН та НН, що дає змогу спрогнозувати роботу підстанції.

4. Виявлено, що найбільш доцільним методом розрахунку прогнозованих втрат електричної енергії в трансформаторах є імовірно – статистичний, а за середнім навантаженням – неприйнятний, так як дає завищені показники до 66,3 %. Втрати за імовірно – статистичним методом склали 639,7 тис. кВт·год., річні втрати активної енергії у відсотках склали 0,39%.

5. Запропоновано скоригувати графік навантаження на стороні НН, завдяки зниженню максимального навантаження на стороні 10 кВ. Повторні розрахунки показали, що економія склала 222 тис. кВт·год. В грошовому еквіваленте 543,9 тис. грн.

6. Розраховано техніко – економічні показники ремонту електроустаткування трансформаторної підстанції за статтями та вартість всіх ремонтних робіт, які склали 2648 тис. грн.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Ермилов, А. А. Электроснабжение промышленных предприятий/ А. А. Ермилов. — М.: Энергоатомиздат, 1983. — 208.
2. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций: учебник/Л.Д. Рожкова, В.С.Козулин, Москва. Энергоатомиздат. 1987г.- 246с.
3. Правила улаштування електроустановок. Четверте видання, перероблене й доповнене — Х.: Вид-во «Форт», 2011.— 736 с.
4. Гмурман В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика. Гмурман В.Е. — М.: Высш. Школа, 2000. — 480 с.
5. Мілютіна, О.С. Статистичний аналіз графіків навантаження трансформаторної підстанції/ О.С. Мілютіна, С.А. Левченко // Вісник НТУ «ХП». Серія: Механіко – технологічні системи та комплекси. – Харків : НТУ «ХП», 2017.- No 16 (1238). – С. 48-53./ Бібліогр.: 10 назв.- ISSN 2079-5459
6. Липкин, Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок М.: Высшая Школа, 1990. - 363 с
7. Воротницкий, В.Э. Нормирование и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях: результаты, проблемы, пути решения. ОАО «НТЦ электроэнергетики».; ВНИИЭ; 2007. – 256с
8. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть станций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов.Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – 4-е изд., перераб. и доп. – М.:Энергоатомиздат, 1989.- 608с.
9. Железко Ю.С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. - М.: НУ ЭНАС, 2002. - 280с.
10. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов.- М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592с.

11. Техника высоких напряжений. Учебник для студентов электротехнических и электроэнергетических специальностей вузов. Под общей ред. Д.В. Разевига. Изд. 2-е, перераб. и доп. М.: Энергия, 1976. – 573с.

12. Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. -176с.

13. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем / В.Э Воротницкий, Ю.С. Железко, В.Н. Казанцев и др.: Под ред. В.Н. Казанцева. М.: Энергоатомиздат, 1983. – 268с.

14. Цирель Я.А., Поляков В.С. Эксплуатация силовых трансформаторов на электростанциях и в электросетях. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отделение, 1985.-264с.

15. Блок В.М. Электрические сети и системы: Учеб. пособие для электроэнергет. спец. вузов. – М.: Высш. шк., 1986. – 430с.

16. Боровиков В.А. и др. Электрические сети энергетических систем. Учебник для техникумов. Изд. 3-е, переб. Л.: «Энергия», 1977. – 392с.

17. Воротницкий В.Э., Калинкина М.А. Расчет, нормирование и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях. Учебно-методическое пособие. 2-е изд. - М.: ИПК госслужбы, 2002. - 57 с.

18. Правила технической эксплуатации и правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: Атомиздат, 1974 –352с.

19. Фёдоров А.А. «Основы по электроснабжению промышленных предприятий». –М.: Энергия, 1978.

20. Шапиро, И.З. Вероятностно – статистические модели для определения и прогнозирования потерь энергии в распределительных сетях 6-10 кВ.- Известия вузов. Энергетика. 1978 №4, с. 15-20.

21. Ящура, А. И. Система технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования. Справочник. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. – 504 с.

22.Воротніцкій, В.Е. Програма розрахунку технічних втрат потужності та електроенергії в розподільних мережах 6 - 10 кВ. - Електричні станції, 1999,В.Е. Воротніцкій, С.В. Заслонов, М .А. Калінкіна № 8, с.38-4

23. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1991.– 178 с.

24. Охрана труда в электроустановках: Учебник для вузов / под. ред. Б.А.Князевского. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 336с.

25. ГОСТ12.0.00374(1999) «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» Введ. 01.01.1976 -85с.

26. Методичні рекомендації до виконання та оформлення дипломних робіт(проектів) першого (бакалаврського) рівня вищої освіти для студентів, які навчаються за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» всіх форм навчання. О. І.Коваленко, Л. Р. Коваленко, Л. Ю. Осипова. – Запоріжжя, ЗДІА, 2017 –60 с.

27. ГКД 341.004.00194 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 6-750 кВ» Введ. - Х.: Видавництво «ІНДУСТРІЯ» 2011.- 345с.

28. Харечко, Ю.В. Основы заземления электрических сетей и электроустановок зданий. 6-е изд., перераб. и доп. – М.: ПТФ МИЭЭ, 2012. – 304 с.

29. ГКД 34.20.507 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила» Введ 2003 -К.:Вид. Об'єднання енергетичних підприємств «галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики» - 597с.

30. НПАОП 40.1-1.01-97 «Правила безпечної експлуатації електроустановок»

31. «Вимоги до окремих видів пристроїв» ГОСТ 12.2.007.3-75 (2001) «ССБТ. Электротехнические устройства на напряжение свыше 1000 В. Требования безопасности».