

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет
«Дніпровська політехніка»

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

(інститут)

ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИЙ

(факультет)

Кафедра ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

(повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

кваліфікаційної роботи ступеню бакалавр

(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Штирхуна Артема Сергійовича

(ПІБ)

академічної групи 141-17-1

(шифр)

спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(код і назва спеціальності)

спеціалізації

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(офіційна назва)

на тему Зниження втрат електроенергії від нелегального підключення та методи

вирішення проблеми

(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи розділів:	<u>Ковальов О.Р.</u>			
Вступ:	<u>Ковальов О.Р.</u>			
Технологічний розділ	<u>Ковальов О.Р.</u>			
Спеціальний розділ	<u>Ковальов О.Р.</u>			
Економічний розділ	<u>Тимошенко Л.В.</u>			
Охорона праці	<u>Столбченко О.В.</u>			

Рецензент				
-----------	--	--	--	--

Нормоконтролер	<u>Олішевський Г.С.</u>			
----------------	-------------------------	--	--	--

ЗАТВЕРДЖЕНО:

завідувач кафедри
електроенергетики

_____ (повна назва)

_____ (підпис)

Папаїка Ю.А.
(прізвище, ініціали)

«_____» _____ 20__ року

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу
ступеню Бакалавра
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студенту Штирхун А.С. академічної групи 141-17-1
(прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 141 «Електроенергетика електротехніка та електромеханіка»
(код і назва спеціальності)

спеціалізації _____

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(офіційна назва)

на тему Зниження втрат електроенергії від нелегального підключення та методи вирішення проблеми

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 12.04.2021 № 201-с

Розділ	Зміст	Термін виконання
Технічний розділ	Основні види втрат електроенергії в міських розподільчих мережах	4.05.2020-11.05.2020
Спеціальний розділ	Аналіз нелегальних підключень та методи вирішення проблеми	12.05.2020-31.05.2020
Економічний	Економічна оцінка проекту.	01.06.2020-07.06.2020
Охорона праці	Розрахунок захисного заземлення. Виявлення небезпечних та шкідливих факторів	08.06.2020-17.06.2020

Завдання видано _____ Ковальов О.Р.
(підпис керівника) (прізвище, ініціали)

Дата видачі _____

Дата подання до екзаменаційної комісії _____

Прийнято до виконання _____ Штирхун А.С.
(підпис студента) (прізвище, ініціали)

Реферат

Пояснювальна записка містить 80 сторінок, 13 рисунків, 7 таблиць, 17 джерел.

Об'єкт досліджу: міські розподільчі мережі

Мета роботи: зниження втрат електроенергії від нелегального підключення та знаходження методів вирішення проблем.

В кваліфікаційній роботі було виявлено методи незаконного підключення до мереж

В технічному розділі описано загальні відомості про втрати у мережі та методи нелегального підключення до міських електричних мереж.

В спеціальному розділі виявлено методи які сприяють зменшенню втрат від нелегальних підключень

В розділі охорони праці викладено основні правила електробезпеки в електроустановках, приведено правила пожежної безпеки, розраховано захисне заземлення.

В економічному розділі розраховано капітальні заміну повітряної лінії, амортизаційні відрахування.

Зміст

Вступ.....	6
1 Технологічний розділ.....	8
1.1 Основні види втрат електроенергії в міських розподільчих мережах.....	9
1.2 Втрати холостого ходу.....	13
1.3 Навантажувальні втрати електроенергії.....	16
1.4 Кліматичні втрати електроенергії.....	17
1.5 Комерційні втрати електроенергії.....	19
1.6 Причини виникнення комерційних втрат електроенергії.....	21
2 Спеціальний розділ.....	32
2.1 Аналіз нелегальних підключень та методи вирішення проблеми.....	33
2.2 Рейдові бригади.....	35
2.3 Нелегальне підключення через ввідний автомат.....	41
2.4 Лічильники АСКОЕ.....	44
2.5 Трансформатори струму.....	44
2.6 Повітряні лінії.....	46
2.7 Реконструкція повітряної лінії ПрАТ ПЕЕМ «Центральна енергетична компанія»	48
3 Економічний розділ.....	57
3.1 Вступ.....	58
3.2 Розрахунок капітальних витрат.....	59
3.3 Розрахунок експлуатаційних витрат.....	63

3.3.1 Розрахунок амортизаційних відрахувань.....	63
3.3.2 Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт.....	64
3.4 Економічні показники проекту.....	65
4 Охорона праці.....	67
4.1 Загальні відомості.....	68
4.2 Опис шкідливих та небезпечних факторів.....	71
4.3 Протипожежні заходи.....	73
4.4 Оцінка впливу на навколишнє середовище.....	73
4.5 Заземлення.....	74
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	77

Вступ

Фактичні втрати електроенергії в електричних мережах - один з найважливіших показників ефективності і рентабельності роботи мережі. Зниження втрат електричної енергії - один із шляхів і реальних джерел надходження грошових коштів, які спрямовуються на розвиток електричних мереж, на підвищення надійності та якості електропостачання споживачів.

Аналіз літературних джерел і практичні дані показують, що недосконалість законодавчо - правової бази, відсутність у мережі підприємств з прямими договірними відносинами по енергопостачанню з споживачами, недостатнє фінансування та неможливість значного збільшення штату співробітників, які контролюють електроспоживання, зростання несанкціонованого споживання електричної енергії обмежує можливості компаній постачальників у виявленні та усунення причин виникнення комерційних втрат електроенергії.

Актуальність даної роботи пов'язана зі значним поширенням досліджуваного явища і полягає в необхідності розробки заходів щодо зниження фактичних втрат від нелегального підключення в електричних мережах.

Об'єкт досліджень - районні розподільні електричні мережі

Предмет досліджень - методи аналізу та оцінки фактичних та технологічних втрат в електричних мережах, а саме незаконних підключень до мережі та методи боротьби з ними

Мета роботи полягає в аналізі структури і подальшій оцінці втрат в електричних мережах для вироблення методів їх зменшення

Завдання кваліфікаційної роботи:

- виділити методичні аспекти аналізу та оцінки фактичних

втрат в електричних мережах;

- виконати аналіз технологічних втрат в електричній мережі;
- виконати аналіз структури втрат в електричній мережі;
- виконати оцінку комерційних втрат в електричній мережі;
- запропонувати заходи щодо зниження комерційних втрат в

електричних мережах

- методи боротьби з нелегальними підключеннями

У роботі застосовуються методи комплексного дослідження фактичних втрат в електричних мережах, такі, як аналіз динаміки реалізації електричної енергії з поділом її на відпуск електроенергії в мережу і відпуск споживачам, зіставлення динаміки фактичних втрат і нормативних втрат з динамікою відпуску електроенергії в мережу, аналіз і оцінка структури комерційних втрат в динаміці, виявлення причин підвищених комерційних втрат з детальним аналізом. Практична значимість роботи полягає в тому, що вона може бути запропонована постачальникам електроенергії, організаціям як методика оцінки і розробки заходів щодо зниження комерційних втрат.

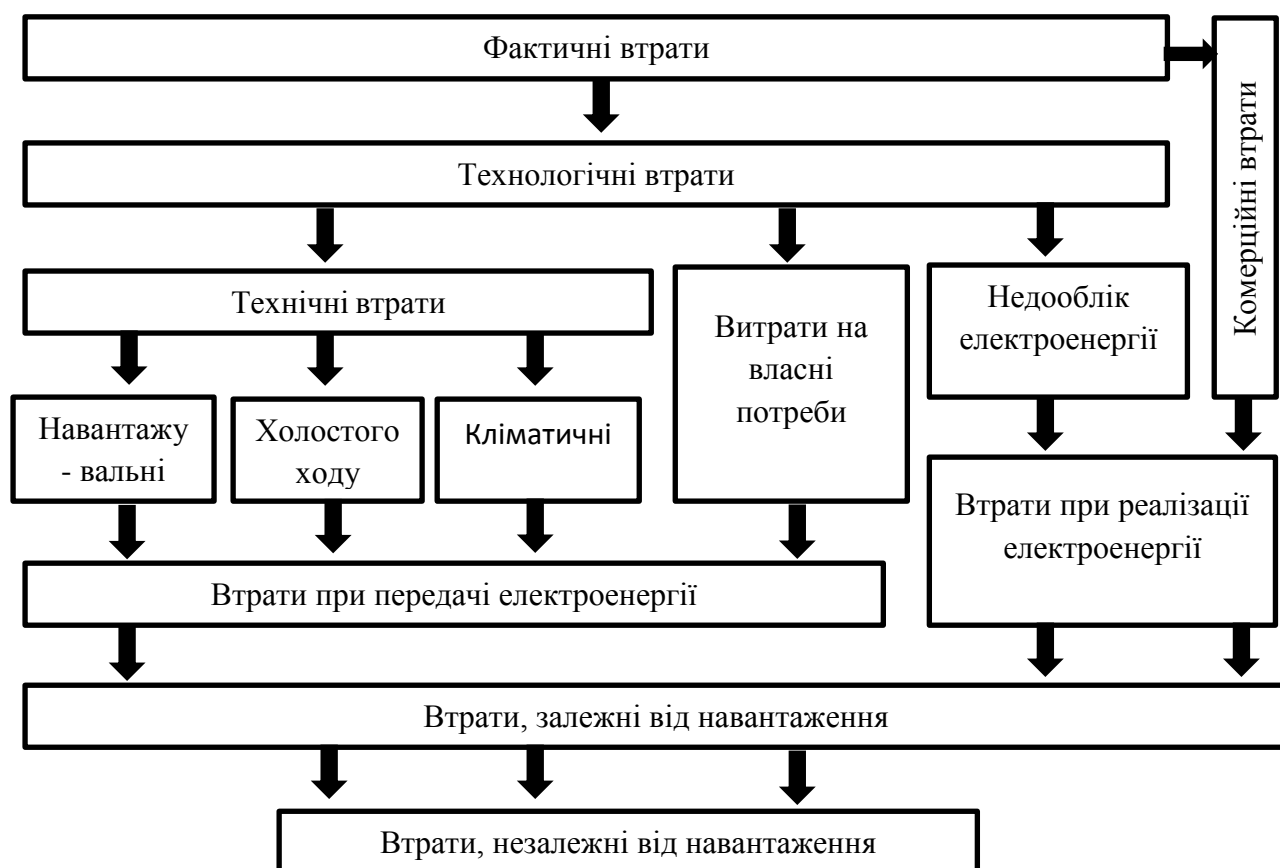
1 Технологічний розділ

1 Основні види втрат електроенергії в міських розподільчих мережах.

Втрати електричної енергії при передачі виникають в будь-якому сегменті електричної мережі. Для розуміння складових втрат в таких сегментах і оцінки необхідного проведення того чи іншого заходу, спрямованого на зниження втрат, виконується аналіз структури втрат електричної енергії.

На сьогоднішній день офіційно прийнята загальна структура втрат енергії в електричних мережах, яка показана на рис. 1.1.

Рисунок 1.1 Структура втрат електричної енергії в розподільних мережах



Фактичні, або, як їх ще називають, звітні втрати електричної енергії $W_{\text{звіт}}$, знаходять як різницю електричної енергії, що надійшла в мережу і реалізованої електричної енергії з мережі споживачам. Фактичні втрати електричної енергії включають в себе наступні складові:

- витрата електроенергії на роботу обладнання, встановленого на підстанціях і забезпечує передачу електроенергії;
- втрати в елементах мережі, мають виразно фізичний характер;
- похибки фіксації приладами обліку електроенергії;
- розкрадання електроенергії, несплату або неповну оплату показань лічильників і т.д.

Поділ втрат на складові виконується за різними критеріями:

- по групам елементів;
- за класами напруги;
- за характером втрат (змінні, постійні);
- по виробничим підрозділами

Фактичні втрати можуть бути розділені на чотири складові по фізичну природу і специфіку методів визначення кількісних значень:

1) технічні втрати електроенергії W_T , обумовлені фізичними процесами в лініях і електрообладнанні, що відбуваються при передачі електроенергії по електричних мережах;

2) витрата електроенергії на власні потреби підстанцій $W_{\text{вп}}$, який необхідний для забезпечення функціонування технологічного обладнання підстанцій, а на деяких з них і життєдіяльності обслуговуючого персоналу. У більшості випадків такі витрати фіксується приладами обліку, встановленими на трансформатори власних потреб (ТВП) з метою достовірності обсягів споживання;

3) втрати електричної енергії, обумовлені інструментальними похибками (низький клас точності приладів обліку) їх вимірювання $W_{\text{вим}}$;

4) комерційні втрати електроенергії W_k , обумовлені розкраданнями електроенергії, невідповідністю показань лічильників при оплаті за електроенергію побутовими споживачами та іншими причинами в сфері організації контролю, значення яких визначаються по наведеній нижче формулі

$$\Delta W_k = \Delta W_{\text{звіт}} - \Delta W_T - \Delta W_{\text{ВП}} - \Delta W_{\text{вим}} \quad (1.1)$$

Перші три складові структури втрат характеризуються технологічними потребами процесу транспортування електричної енергії по мережі і технічного обліку її відпустки і надходження. Сума цих складових і є технологічні втрати. Остання (четверта) складова в наведеній вище формулі - комерційні втрати, яка являє собою "людський фактор", що включає в себе всі його прояви: умисне розкрадання електроенергії недобросовісними споживачами за допомогою зміни роботи приладу обліку і недоплату фактичних показань лічильників, підключення проводів до приладу обліку.

Втрати електричної енергії можуть бути фізичного і економічного характеру. Фізичними втратами електричної енергії можна назвати суму комерційних втрат, технічних втрат, а також витрати електроенергії на власні потреби підстанцій. Зазначені складові в дійсності пов'язані з фізикою розподілу електричної енергії по мережі. При цьому перша складова фізичних втрат відноситься до технології контролю кількості переданої електроенергії, а друга і третя - до технології передачі електроенергії по мережах.

Економіка характеризує втрати, як обсяг електроенергії, на який його зареєстрований корисний відпуск споживачам виявився менше обсягу електроенергії, виробленого на своїх електростанціях і закупленого у інших її виробників. В даному випадку зареєстрований корисний відпуск електричної енергії не тільки той обсяг, грошові кошти за який дійсно надійшли на розрахунковий рахунок енергопостачальної організації, а й той, на який виставлені рахунки (споживання енергії зафіксовано). На відміну від цього фактичні покази приладів обліку, що фіксують споживання енергії побутовими споживачами, невідомі. Корисний відпуск електроенергії побутовим споживачам визначається безпосередньо по оплаті, яка надійшла за місяць, тому до таких втрат можна віднести всю недоплачену енергію.

Витрата електричної енергії на власні потреби підстанцій, так само як і витрата в елементах мереж на передачу іншій частині електроенергії споживачам нічим не відрізняється.

Недооблік обсягів корисного відпуску електричної енергії так само є важливою економічною втратою, як і дві зазначені вище складові. Те ж можна сказати і про розкрадання електричної енергії. Таким чином, з економічної точки зору, всі чотири згадані вище складові втрат однакові.

Технічні втрати електричної енергії включають в себе наступні структурні складові:

- втрати холостого ходу, які, в свою чергу, включають в себе втрати електроенергії в силових трансформаторах, що компенсують пристроях (КУ), трансформаторах напруги і в ізоляції кабельних ліній;
- навантажувальні втрати в обладнанні підстанцій, що включають втрати в лініях, силових трансформаторах, а також втрати в вимірювальних трансформаторах струму і вторинних ланцюгах вузла обліку електроенергії. Всі ці елементи включаються в послідовний ланцюг лінії, тому втрати в них залежать від протікає через них потужності;

- кліматичні втрати, що складаються з двох видів втрат: втрати на корону і втрати через струмінь витоків по ізоляторах повітряних ліній (ПЛ) і підстанцій.

Технічні втрати в розподільних електричних мережах енергопостачальних організацій (енергосистем) розраховуються за трьома діапазонами напруги:

- в електричних мережах високої напруги 35 кВ і вище;
- в розподільних мережах середньої напруги 6 (10) кВ;
- в розподільних мережах низької напруги 0,4 кВ.

Експлуатовані мережевими організаціями розподільні електричні мережі 0,4-6 (10) кВ, характеризуються значною часткою втрат електроенергії в сумарних втратах по всьому ланцюгу транспортування електроенергії від джерел до електроустановок споживачів. Це пояснюється особливостями побудови, функціонування, організацією експлуатації даного виду мереж: великою кількістю сегментів, розгалуженістю електричних схем, недостатньою забезпеченістю приладами обліку трансформаторних підстанцій, відносно малою завантаженням елементів.

В даний час в кожній мережевої організації технічні втрати в мережах 0,4-6 (10) кВ розраховуються щомісячно та сумуються за рік. Дані, отриманих значень втрат, застосовуються для подальшого розрахунку планованого нормативу втрат електричної енергії на наступний рік.

Розглянемо докладніше структурні складові технічних втрат електричної енергії.

1.2 Втрати холостого ходу

Для електричних розподільних мереж 0,4-6 (10) кВ складові

втрат холостого ходу включають:

- втрати електричної енергії холостого ходу в силовому трансформаторі, що визначаються за час T по формулі, тис. кВт * год:

$$\Delta W_x = \frac{\Delta P_x}{U_H} * \int_0^T U^2(t) dt, \quad (1.2)$$

де P_x - втрати потужності холостого ходу трансформатора при номінальній напрузі U_H ;

$U(t)$ - напруга в точці підключення трансформатора в момент часу t .

- втрати в компенсуючих пристроях (КП), що залежать від типу пристрою. У розподільних мережах 0,4-6 (10) кВ використовуються в основному батареї статичних конденсаторів (БСК). Втрати в них визначають на основі відомих питомих втрат потужності $\Delta P_{БСК}$, кВт / квар:

$$\Delta W_{БСК} = \Delta P_{БСК} * \Delta W_{QБСК}, \quad (1.3)$$

Де $W_{БСК}$ - реактивна енергія, вироблена батареєю конденсаторів за розрахунковий період. Зазвичай $W_{БСК} = 0,003$ кВт квар.

Втрати в трансформаторах напруги. Втрати активної потужності в трансформаторі напруги складаються з втрат в самому трансформаторі напруги і у вторинній навантаженні:

$$\Delta P_{ТН} = \Delta P_{1ТН} * \Delta P_{2ТН}, \quad (1.4)$$

Втрати в самому трансформаторі напруги $\Delta P_{1ТН}$ складаються в основному з втрат в сталевому магнітопроводі трансформатора. Вони збільшуються з ростом номінальної напруги і для однієї фази при номінальній напрузі чисельно приблизно рівні номінальній напрузі мережі. В розподільних мережах напругою 6 (10) кВ вони складають близько 6-10 Вт.

Втрати у вторинному навантаженні $\Delta P_{2ТН}$ залежать від класу точності трансформатора напруги $K_{ТН}$. Причому, для трансформаторів напругою 6(10) кВ ця залежність лінійна. При номінальному навантаженні для трансформатора напруги даного класу напруги $\Delta P_{2ТН} \sim 40\text{Вт}$. На практиці вторинні кола трансформаторів напруги часто перевантажуються, тому зазначені значення необхідно множити на коефіцієнт завантаження вторинної ланцюга ТН $\beta_{2ТН}$. З огляду на вищевикладене, сумарні втрати електроенергії в ТН і навантаженні його вторинному ланцюзі визначають за формулами, тис. кВт * год:

$$\Delta W_{ТН} = (U + \beta_{2ТН} * \Delta P_{2ТН} * K_{ТН}) * T * 10^{-6}, \quad (1.5)$$

Втрати в ізоляції кабельних ліній, що визначаються за формулою,

кВт * год:

$$\Delta W_{КАБ} = T * b_c * U^2 * \text{tg}\varphi * L_{КАБ}, \quad (1.6)$$

Де b_c – ємкісна провідність кабеля, Сім/км;

U – Напруга, кВ;

$L_{\text{КАБ}}$ – довжина кабеля, км;

$\text{tg}\varphi$ - тангенс кута діелектричних втрат, який знаходимо за формулою:

$$\text{tg}\varphi = (0,003 + 0,0002 * T_{\text{СЛ}}) * (1 * \alpha_{\tau} * T_{\text{СЛ}}) \quad (1.7)$$

де $T_{\text{СЛ}}$ - кількість років експлуатації кабелю;

α_{τ} - коефіцієнт старіння, що враховує старіння ізоляції протягом експлуатації. Те, що відбувається при цьому збільшення тангенса кута діелектричних втрат відображаються другими дужками формули.

1.3 навантажувальні втрати електроенергії

Втрати енергії в проводах, кабелях і обмотках трансформаторів пропорційні квадрату протікає по ним струму навантаження, і тому їх називають навантажувальними втратами. Струм навантаження, як правило, змінюється в часу, і навантажувальні втрати часто називають змінними.

Навантажувальні втрати електроенергії включають:

Втрати в лініях і силових трансформаторах, які в загальному вигляді можна визначити за формулою, тис. кВт * год:

$$\Delta W_{\text{пер}} = 3 * R * \int_0^T I^2(t) dt = 3 * \Delta t * \sum_{i=1}^{T/\Delta t} I_i^2, \quad (1.8)$$

Де $I(t)$ - струм елемента в момент часу t ;

Δt - інтервал часу між останніми вимірами.

Втрати в трансформаторах струму. Втрати активної потужності в трансформаторах струму і його вторинному ланцюзі визначають сумою трьох складових: втрат в первинній ΔP_1 і вторинній ΔP_2 обмотках і втрат в навантаженні вторинного ланцюга ΔP_{H2} . Нормоване значення навантаження вторинного ланцюга більшості трансформаторів струму напругою 10 кВ і номінальним струмом щонайменше 2000 А, що складають основну частину всіх трансформаторів струму, що експлуатуються в мережах становить 10 ВА при класі точності трансформаторів струму K_{TT} 0,5 і 1 ВА при K_{TT} 1,0.

Для втрат електроенергії в трансформаторах струму одного приєднання, тис. кВт * год за розрахунковий період тривалістю T , днів:

$$\Delta W_{TT} = (a+b*\sqrt{K_{TT}}) * \beta_{TT\Delta T\Delta}^2 * T * 10^{-6}, \quad (1.9)$$

Де $\beta_{TT\Delta T\Delta}$ - коефіцієнт еквівалентного струмового завантаження трансформаторів струму;

а й b - коефіцієнти залежно питомих втрат потужності в трансформаторах струму і в його вторинному ланцюзі ΔP_{TT} , Що має вигляд:

$$\Delta P_{TT} = 2*[40+2*(6+0,5*15\sqrt{K_{TT}})] = 104+30\sqrt{K_{TT}}, \quad (1.10)$$

1.4 Кліматичні втрати електроенергії

Зміна кліматичної обстановки навколишнього середовища незмінно впливає на розрахункові величини втрат електроенергії. Розмір споживання електричної енергії, який визначає потоки потужності в гілках і напруга в

вузлах мережі, прямо пропорційно залежить від умов довкілля. В умовах різкого зростання споживання електричної енергії, особливо в зимовий і літній періоди, а також збільшення витрат електричної енергії на власні потреби головних знижувальних підстанцій веде до збільшення втрат в мережі в цілому. Однак в даному випадку на розмір втрат впливає один чинник, який врахувати досить просто, це температура повітря.

Крім зазначеного фактора на величину втрат надавати можуть погодні прояви, такі як сухий сніг, дощ і паморозь. Дані погодні прояви істотно впливають на величини втрат, викликані коронуючими розрядами, що виникають на високовольтних проводах ліній електропередачі. У літературі вони зазвичай носять назву втрати на корону. Причина виникнення коронуючих розрядів полягає у великій напруженості електричного поля на їх поверхні.

Також варто врахувати, що стан електрообладнання, зокрема ізолятори повітряних ЛЕП, також значно впливає на вклад в результуючий показник втрат, так як при вологій погоді, особливо при тумані, коли відсутні опади у вигляді дощу, змиває пил і бруд з ізоляторів, на поверхні виникає токопроводящая среда, (електроліт), який є причиною зростання струму витоку. Ці процеси носять тимчасовий непостійний, але активний характер. Саме тому вони є прямий складової втрат електроенергії, які не підлягають точному обліку. Розміри цих втрат визначаються на підставі методик розрахунку виходячи з кліматичних особливостей регіону.

Кліматичні втрати включають:

Електричні втрати, що виникають при коронірованні на повітряних лініях електропередачі, основну залежність які мають не стільки від погоди, скільки від конструктиву обраного провідника, а саме від перетину значення робочої напруги. Існує залежність, відповідно до якої чим менше перетин ПЛ і вище

значення робочої напруги, тим більше питома напруженість на поверхні лінії і тим більше рівень досліджуваних втрат.

Значення питомих втрат при різних або мінливих погодних умовах розраховують, вдаючись до експериментальних методик і методів дослідження. Що ж стосується втрат від струмів витоку по порцеляновим конструкціям ізоляторів повітряних ЛЕП, то дані втрати також визначаються відповідно до кліматичної зони досліджуваного району і нормуються в залежності від ступеня забрудненості атмосфери.

Активна потужність, що виділяється на одному ізоляторі розраховується за формулою:

$$P_{i3} = \frac{U_{i3}^2}{R_{i3}} \quad (1.11)$$

Де U_{i3} - напруга, що припадає на ізолятор, КВ

R_{i3} - його опір, кОм.

Втрати від струмів витоку по ізоляторах повітряної ЛЕП, розраховуються за формулою, тис. кВт * год:

$$\Delta W_{i3} = \frac{U_{ном}^2}{3 * R_{i3} * N_{i3}} * T_{вл} * N_{гир} * 10^{-3}, \quad (1.12)$$

Де $T_{вл}$ - тривалість в розрахунковому періоді вологої погоди (туман, роса і дощі);

$N_{гир}$ - число гірлянд ізоляторів.

1.5 Комерційні втрати електроенергії

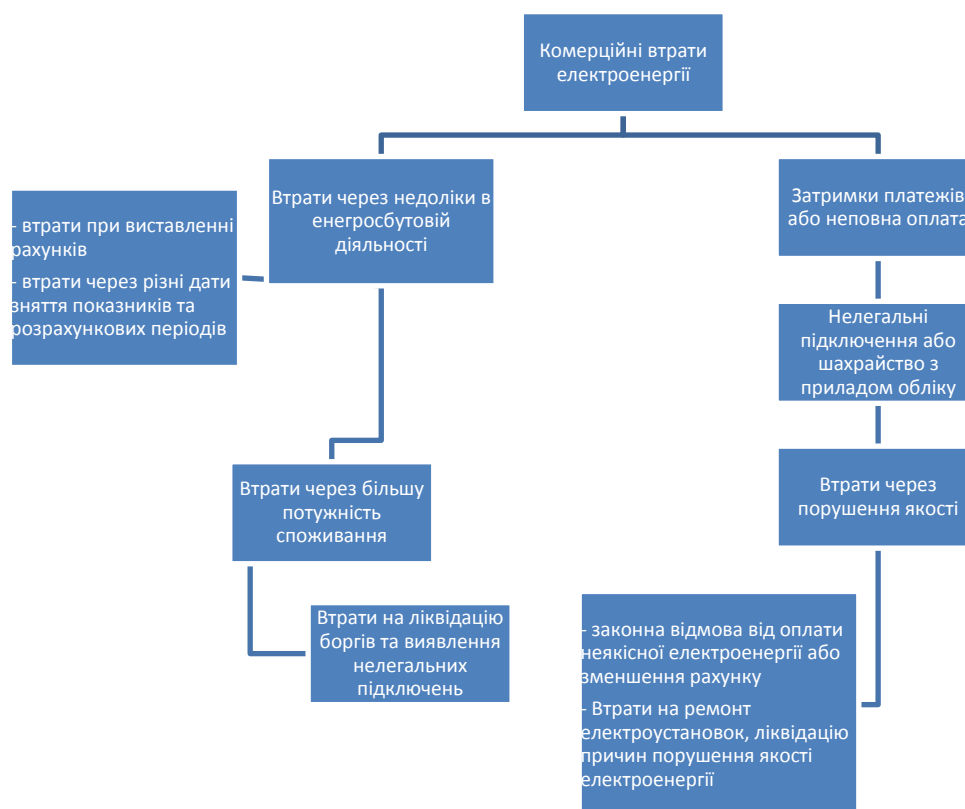


Рисунок 1.2 - Структура комерційних втрат електроенергії

До основного виду втрат, що впливає на вклад в результуючий показник втрат електричної енергії можна віднести комерційні втрати в мережах різного класу напруги. Особливо до таких мереж можна віднести розподільні мережі 0,4 кВ.

Даний вид втрат не класифікується і не відноситься до втрат, які включаються в загальний норматив втрат електричної енергії. Розрахунковим шляхом їх можна визначити як різницю між фактичними і технологічними втратами електроенергії. Фінансове навантаження, яка лягає на організації з розподілу електроенергії, не компенсується тарифним регулюванням.

Даний вид втрат в більшій частині свідчить про те, що частина електроенергії використано споживачами, але це споживання не зафіксовано і не підтверджено документально. Іншими словами цей вид втрат пов'язаний

з розкраданням електроенергії в процесі транзиту та передачі електроенергії законослужняним споживачам. У зв'язку з чим, частина обсягу переданої електроенергії не врахована, як віддача з розподільних мереж споживачам, а, отже, рахунок за неї нікому пред'явлено бути не може.

Варто зазначити, що комерційні втрати на відміну від усіх інших є як фінансовими витратами, так і недоотриманого або упущеної матеріальною вигодою підприємств з розподілу електроенергії. Саме тому власники мереж, які є гравцями електроенергетичного ринку, як ніхто інший зацікавлені в адекватному і точному підході до обліку електричної енергії у споживачів, чіткому і фіксованому розрахунку обсягах електроспоживання на межах балансової та експлуатаційної відповідальності.

1.6 Причини виникнення комерційних втрат електроенергії

Розмір значення фінансових втрат від розкрадання електрики при несанкціонованому технологічному приєднання до електромереж знаходиться в залежності від значень структурних характеристик, таких як баланс електроенергії. Для того щоб визначити розмір комерційних втрат від втрат електричної енергії за конкретний період часу, потрібно на початку сформулювати баланс електроспоживання досліджуваного ділянки електромережі, кваліфікувати фактичні витрати і вирахувати все складові елементи технологічних втрат електричної енергії.

Вироблена аналітична робота по формуванню структури втрат і вичленовуванню з них комерційних дасть можливість виявити передбачувані місця на схемі розподільної мережі, де здійснюється нелегальне споживання електроенергії, а згодом локалізувати дані ділянки і вжити превентивних заходів по їх попередженню, а, отже, знизити рівень втрат в цілому.

Досліджувані головні групи фінансових витрат мережеских організацій - комерційних втрат електричної енергії:

1. Інструментальні, причиною яких є помилкові дані в процесі вимірювань споживання електроенергії.

Кожен прилад обліку електричної енергії має свою похибку вимірювань. Хоча похибки приладів і пристроїв жорстко регламентовані, в процесі їх функціонування інструментальна похибка може змінюватися, в залежності від навколишнього середовища. Вона також залежить від технічних даних пристроїв фіксації електроспоживання та справжніх умов експлуатації.

Навіть з огляду на той факт, що прилади та пристрої обліку електричної енергії технічно відповідають чинним законодавчим та нормативно-технічним документам, похибка приладів обліку відносять не до технологічних, а до комерційних втрат, а весь розмір недообліку енергії є фінансовим навантаженням мережеских організацій.

Найбільш значимі причини, що призводять до виникнення «Інструментальних» втрат, які лягають фінансовим тягарем на компанії з електропостачання, полягають в наступному:

- наявність навантаження на вторинні кола ТТ і ТН, які перевищують тривало-допустимі значення перевантаження;
- порівняно невисокий $\cos\varphi$;
- тривалість впливу на вузол обліку магнітних або електромагнітних полів різної частоти;
- несиметрія навантаження по фазах;
- неприпустиме зниження значень напруги у вторинних вимірювальних ланцюгах;

- порушення температурного режиму роботи приладів обліку, особливо, коли вони встановлені на вулиці без обігріву;
- низька чутливість приладів обліку електричної енергії;
- невідповідність встановлених трансформаторів струму току навантаження споживача електричної енергії;
- високі технологічні похибки індукційних приладів обліку електричної енергії.

Крім зазначеного вище на кінцевий підсумок вимірювань надають вплив наступні моменти, присутність яких свідчить про те, що в розподільчих підприємствах рівнем контролю стану і коректності роботи застосовуваних пристроїв і комплексів обліку електричної енергії служать:

- виробили, встановлений заводом - виробником, термін служби роботи вимірювальних установок;
- дефекти або несправність приладів обліку електричної енергії;
- допущені при монтажі пристроїв фіксації споживання електричної енергії помилки (рис. 1.3), в т.ч. некоректні схеми їх включення в роботу, монтаж вимірювальних ТТ з різними коефіцієнтами трансформації і т.п



Рисунок 1.3 Неправильна установка трансформаторів струму

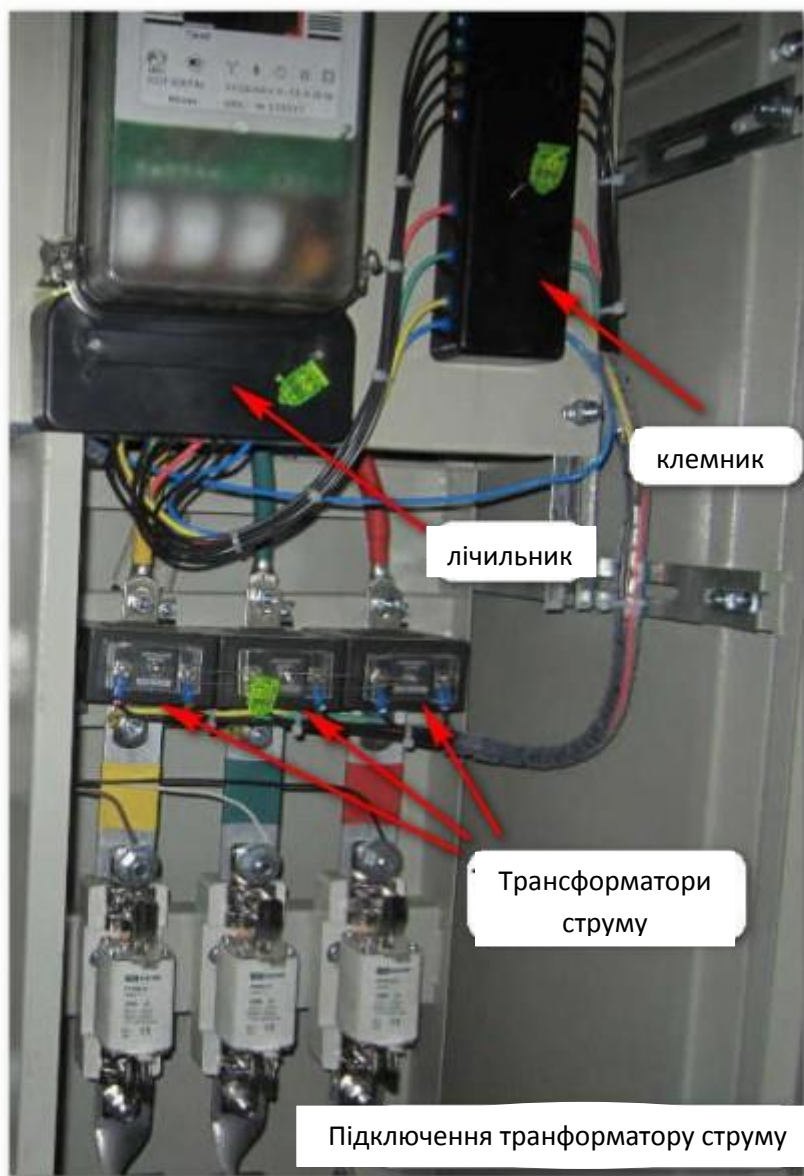


Рисунок 1.4 Правильна установка трансформаторів току



Рисунок 1.5 Неправильне підключення приладу обліку

За цей час в експлуатації функціонують архаїчні, вичерпавши індивідуальний ресурс встановлений виробником, індукційні електричні лічильники класу 2,5. При цьому дані прилади обліку електричної енергії використовуються як у фізичних осіб, так і у юридичних.

Функціонування індукційних приладів обліку електричної енергії класом точності 2,5 обмежений першим міжпіврічним періодом. В 01.07.97 виробництво приладів обліку електричної енергії класом точності 2,5 зупинено.

В даний час випуск їх зупинений, перевірку не виробляють. Періодичність повірки для однофазного індукційного приладу обліку

електричної енергії не менше шістнадцять років, а трифазного - чотири роки. Внаслідок цього, трифазні індукційні прилади обліку електричної енергії класу точності 2,5 поза законом для фізичних і юридичних осіб уже кілька років.

2. Помилки в точній фіксації значень споживання електричної енергії споживачами полягають в наступному:

– неточне відображення даних про фактичні показання приладів обліку електричної енергії на різних інтервалах процесу передачі, розподілу і постачання електроенергією. До цього моменту можна віднести помилкові дії при знятті показань з приладів обліку електричної енергії, неточне надання даних про фактичне споживання електричної енергії з боку споживача, помилки оператора або системи при здійсненні введення інформації в бази зберігання та переробки даних.;

– відсутність інформації або наявність помилкової інформації про використовуваних приладів обліку електричної енергії, розрахункових коефіцієнтах, тарифів при фіксації даних двотарифними лічильниками електричної енергії та їх фактичним даними. Помилки мають місце бути навіть при укладанні контракту на здійснення електропостачання, а ще при неточному внесення інформації в бази обробки даних, їх несвоєчасної коригування і т.п. До цього моменту можна також віднести інциденти підміни пристроїв обліку електричної енергії без складання відповідних актів огляду електроустановок, в тому числі приладу обліку електричної енергії, коефіцієнтів трансформації ТТ;

– невирішені договірні відносини в частині електропостачання та надання послуг з передачі електричної енергії в точках поставки, пристроїв обліку електричної енергії та використовуваних методів і методик розрахунку втрат в електротехнічному обладнанні і струмоведучих лініях електропередачі при їх монтажі не на межі балансової та експлуатаційної відповідальності. Схожі за своїм змістом ситуації мають місце бути і часто

призводять до неточностей при проведенні розрахунків, особливо в тому випадку, коли відбувається зміна права власності або зміна власника об'єкта, проведення реструктуризації організацій споживачів електричної енергії. Також до цього моменту можна віднести «бездоговірне» споживання електричної енергії при здійсненні несанкціонованого технологічного приєднання споживача до електричних мереж мережевої організації третіми особами і, відповідно, неможливість адекватного обліку електричної енергії в «сірих» точках поставки електроенергії;

- відсутність можливості у мережевих організаціях в одноразовості зняття даних з пристроїв обліку електричної енергії як у покупців, так і всередині мережевих організацій по всіх наявних точок підключення електричної енергії;

- різночасність тимчасових інтервалів виявлення і включення раніше неврахованих обсягів електричної енергії в загальні дані по всім наявним обсягам її передачі;

- організація вузлів обліку електричної енергії не на кордоні балансової та експлуатаційної відповідальності електромереж, некоректності і неточності використовуваних методик розрахунку втрат електроенергії в структурних струмопровідних елементах електромережі від розмежування балансової та експлуатаційної відповідальності до точки, в якій відбувається збір даних про фактичне споживання електричної енергії, або неможливість застосування даних методик через їхню відсутність для здійснення «дорозрахунків» комерційних втрат електрики;

- розрахунок обсягів відпущеної електричної енергії споживачам як фізичним, так і юридичним особам, математичними наближеними алгоритмами при недоступності для перевірки, ідентифікації вузлів обліку електричної енергії або ж у разі його виходу з ладу;

- відсутність повної укомплектованості пристроями обліку електроенергії на межах балансової та експлуатаційної відповідальності

електричних розподільних мереж, в тому числі мова йде про багатоквартирних житлових будинках;

– наявність великої кількості старих безхазяйне електричних мереж різного класу напруги і відсутність організації робочого процесу по виявленню їх власників і узаконення з ними відносин;

– використання даних, отриманих математичним шляхом, за часовий період недообліку електричної енергії при виході з ладу вузлів і пристроїв обліку електричної енергії .

3 Нелегальне споживання електроенергії

До наданої категорії можна віднести «розкрадання» електричної енергії, до яких відносять несанкціоноване технологічне приєднання до електромереж, а, отже, включення споживачів в обхід вузлів обліку електричної енергії, додатково можливі різні варіанти технічних рішень втілені в життя за приладами обліку електричної енергії з метою заниження показів спожитої енергії. До даної категорії можна буде назвати порушення термінів надання повідомлень в енергопостачальну компанію про поломки пристроїв обліку електричної енергії, особливо комерційного.

У більшості випадках в мережевих організаціях на частку несанкціонованого електроспоживання припадає вагома, значна частина всіх фінансових втрат особливо в розподільних мережах напругою 0,4 кВ в приватному секторі. Не рідкісні випадки виявлення розкрадання електричної енергії організаціями малого і середнього бізнесу.

Розміри крадіжки електричної енергії збільшуються в міру зниження температури навколишнього середовища або в жарку погоду, що власне говорить тому, що лєвова частка неврахованої споживаної електричної енергії використовується на опалення і кондиціонування.

Так як фінансові витрати, засновані на комерційних втрати, - розрахункове значення, акумульоване арифметично, то відхилення по знаходженню технологічних витрат електричної енергії мають пряму залежність від розмірів величин комерційних втрат. Неточності в розрахунках при визначенні фактичних технологічних втрат можуть бути пояснені тим, що використовується в різних методиках і алгоритмах розрахунку вихідні дані потребують уточнення та адаптації. Адекватність вироблених розрахунків втрат електричної енергії, заснованих на оперативних методиках або ж на обліку часу доби, значно вище і точніше в порівнянні з методиками середніх навантажень. Також варто врахувати, що справжні технічні характеристики складових елементів системи електропостачання нерідко відрізняються від довідкових та паспортних значень, використовуваних при розрахунках, власне, що безпосередньо пов'язано з тривалістю експлуатації електротехнічного обладнання.

Дані про характеристики існуючих режимів роботи системи електропостачання та електротехнічних комплексів, наведених витратах на електричну енергію на власні потреби також мають високу частку похибки і не є абсолютно достовірними. всі зазначені відхилення формують загальну величину технологічних втрат електричної енергії. Зі збільшенням точності оброблюваної інформації за технологічними втрат електричної енергії, підвищується адекватність розрахунку результуючих комерційних втрат електричної енергії.

Висновки до розділу 1:

- 1) наведено ряд факторів, що впливають на технічні та комерційні втрати електричної енергії в міських розподільчих мережах;
- 2) наведена структура фактичних і докладніше розписана структура комерційних втрат електроенергії;

3) проведено аналіз способів розкрадання електроенергії в побутовому і дрібномоторному секторах споживачів. Уточнена їх структура.

2 Спеціальний розділ

2.1 Аналіз нелегальних підключень та методи вирішення проблеми

Комерційні втрати електричної енергії, викликані несанкціонованим споживанням (розкраданням) електричної енергії, є суттєвою складовою сумарних комерційних втрат. Вони обумовлені зростанням тарифів на електроенергію, низьким рівнем платоспроможності населення, відсутністю відповідної законодавчої бази, недосконалістю засобів обліку, і, як наслідок, їх незахищеністю від несанкціонованого впливу з метою розкрадання електроенергії.

Але, в свою чергу, економія електроенергії у деяких недобросовісних споживачів означає розкрадання електроенергії. Так, наприклад, у вересні 2020 року втрати електроенергії від відпустки в мережу корисного відпуску склали 12%. Ці втрати, як було зазначено вище, діляться на технологічні втрати і комерційні втрати. Технологічні втрати склали 9% від відпуску електроенергії в мережу. Все інше відноситься до комерційних втрат, які склали 3 % від відпустки електроенергії в мережу. Такі втрати і є розкраданням електроенергії.

За результатами аналізу електроспоживання визначено розподіл комерційних втрат по місяцях протягом календарного року. Аналіз динаміки зміни комерційних втрат дозволив визначити характер їх розподілу. Аналіз втрат показав, що стійко високий рівень комерційних втрат утримується в період з жовтня по квітень включно. У період з квітня по листопад відбувається істотне зниження втрат з мінімально стійким рівнем. Все це свідчить про явне сезонному характері розподілу комерційних втрат електроенергії протягом року.

Організаційні:

- недостатнє освітлення в ЗМІ цілей і завдань зниження наднормативних

втрат, очікуваних і отриманих результатах;

- недосконалість законодавчої бази в частині залучення до відповідальності осіб, які вчиняють прями розкрадання енергоресурсів і несанкціонований доступ до приладів обліку.
- низький рівень відповідальності споживачів за порушення правил користування електричною енергією.

Технічні:

- високий ступінь зносу (в середньому 64%) основних виробничих фондів (кабельних ліній, повітряних ліній, силових трансформаторів, і т.п.) і як наслідок досить високий рівень аварій, ремонтів, відмов обладнання, що призводить до зростання технічних втрат;
- невисокий технічний рівень існуючих систем обліку енергоресурсів, їх фізичний і моральний знос, невідповідність сучасним вимогам;
- обмежене використання автоматизованих систем обліку енергоресурсів;
- відсутність належної системи достовірного обліку обсягів покупки, вироблення і видобутку енергоресурсів;
- недосконалість автоматизованих баз даних споживачів енергоресурсів (юридичних і фізичних осіб) з прив'язкою до ділянок розподільних мереж для контролю динаміки обсягу споживання енергоресурсів і визначення їх відповідності динаміці обсягів покупки, вироблення і видобутку енергоресурсів;
- відсутність системного енергетичного обстеження розподільних електричних мереж і їх окремих ділянок; технічного стану приладів обліку; належного фінансування заходів щодо зниження втрат.

Економічні:

- недостатнє фінансування заходів, спрямованих на реконструкцію, технічне переозброєння і розвиток розподільних мереж, введення в

роботу енергозберігаючого обладнання.

Основними причинами виникнення наднормативних втрат електроенергії є:

- 1) недостатній і недостовірний облік розподіляються енергоресурсів;
- 2) втрати, що виникають через похибки систем обліку електричної енергії, що характеризуються:
 - класами точності трансформаторів струму, трансформаторів напруги і електролічильників;
 - недовантаженням, перевантаженням, роботою з ненормованим коефіцієнтом потужності;
 - несправними електролічильниками, трансформаторами струму і напруги;
 - помилками у знятті показань лічильників;
- 3) втрати через розкрадань електричної енергії, а саме:
 - несанкціоновані підключення споживачів до електричних мереж
 - порушення цілісності вторинних ланцюгів і приладів обліку;
 - передачею недостовірних даних приладів обліку;
 - застосування магнітів з метою заниження витрат електроенергії;

2.2 Рейдові бригади

Для швидкого виявлення незаконних підключень до мережі у кожній організації з розподілу електроенергії повинна бути рейдова бригада. Рейдова бригада – це мінімум три особи, дві з яких повинні мати третю групу з електробезпеки. Бригада призначена виявляти незаконні підключення, ліквідувати їх та складати акт про порушення.

самовільне підключення - несанкціоноване (непогоджене) оператором системи підключення (у тому числі після відключення) електроустановок, струмоприймачів або електропроводки до електричної мережі, що є підставою для оформлення акта про порушення та визначення обсягу необлікованої електричної енергії внаслідок такого підключення;

Складений акт здається відповідальній особі в РЕМ, яке веде облік актів і яка зобов'язана вжити акт і зафіксувати факт його складання в "Журналі обліку актів про порушення ПКЕЕН", а також переглянути правильність складання Акту і завізувати його.

У разі виявлення відповідальною особою РЕМ будь-яких недоліків в оформленні акта, останні вживають заходів щодо усунення недоліків або складають на ім'я начальника РЕМ відповідну доповідну записку, в якій вказують на конкретні недоліки і вносять свої пропозиції щодо конкретного акту.

Комісія з розгляду актів про порушення ПКЕЕН створюється розпорядженням по РЕМ і повинна складатися не менше ніж з трьох осіб з числа ІТП або кваліфікованих фахівців.

Розпорядженням по РЕМ призначається голова комісії і її члени.

Під час відсутності голови комісії - обов'язки покладаються на його заступника, про призначення якого необхідно вказати в розпорядженні про створення комісії.

Згідно з постановою «Про затвердження Правил роздрібного ринку електричної енергії» від 14.03.2018

8.4.2. Визначення обсягу та вартості необлікованої електричної енергії здійснюється оператором системи на підставі акта про порушення, складеного у порядку, визначеному цими Правилами, у разі виявлення таких порушень:

1) порушення цілісності пломб, цілісності пломбувального матеріалу, на якому встановлені пломби (дріт, кордова нитка тощо), порушення цілісності гвинтів, на яких закріплено пломбувальний матеріал (далі - пошкодження пломб), або відсутність на засобах вимірювальної техніки пломб з відбитками тавр про їх повірку чи пломб з відбитками тавр оператора системи або інших заінтересованих сторін, установлених на кріпленнях кожуха лічильника електричної енергії (за умови наявності акта про пломбування, складеного в порядку, установленому Кодексом комерційного обліку, або іншого документа, який підтверджує факт пломбування і передачу на збереження засобів вимірювальної техніки, установлених пломб, та за умови втручання споживача в роботу засобів вимірювальної техніки);

2) пошкодження або відсутність пломб з відбитками тавр оператора системи чи інших заінтересованих сторін, установлених на засобах (вузлах) вимірювальної техніки в місцях, указаних в акті про пломбування, складеному в порядку, визначеному Кодексом комерційного обліку, або в іншому документі, який підтверджує факт пломбування і передачу на збереження засобів вимірювальної техніки та установлених пломб (крім пломб, установлених на кріпленнях кожуха лічильника електричної енергії);

3) пошкодження (розбите скло, пошкодження цілісності корпусу лічильника тощо) або відсутність засобів вимірювальної техніки (за умови наявності акта про пломбування, складеного в порядку, установленому Кодексом комерційного обліку, або іншого документа, який підтверджує передачу на збереження засобів вимірювальної техніки, та у разі пошкодження засобів вимірювальної техніки за умови втручання споживача в роботу засобів вимірювальної техніки), інші дії споживача, які призвели до зміни показів засобів вимірювальної техніки (використання фазозсувного трансформатора, постійних магнітів (у разі невстановлення на/в лічильник індикаторів), пристрою випромінювання електромагнітних полів тощо);

4) фіксація індикаторами впливу на лічильник електричної енергії постійного (змінного) магнітного або електричного полів (далі - фіксація індикаторами впливу фізичних полів), пошкодження або відсутність індикаторів (за умови наявності акта про пломбування, складеного в порядку, визначеному Кодексом комерційного обліку, або іншого документа, який підтверджує факт встановлення та передачі на збереження індикаторів);

5) самовільне підключення електроустановок, струмоприймачів або електропроводки до електричної мережі без порушення схеми обліку;

6) самовільне підключення електроустановок, струмоприймачів або електропроводки до електричної мережі оператора системи з порушенням схеми обліку;

7) самовільне підключення електроустановок, струмоприймачів або електропроводки до електромережі, що не є власністю оператора системи, з порушенням схеми обліку;

8) використання «штучного нуля», що призвело до споживання необлікованої електричної енергії;

9) пошкодження або відсутність пломб на засобах вимірювальної техніки, що вимірюють обсяг електричної енергії, розподіленої мережами споживача (основного споживача), пошкодження (розбите скло, пошкодження цілісності корпусу лічильника тощо) зазначених засобів вимірювальної техніки (за наявності акта про пломбування, складеного в порядку, визначеному Кодексом комерційного обліку, який підтверджує факт пломбування і передачу на збереження засобів вимірювальної техніки та установлених пломб), інші дії споживача, які призвели до зміни показів цих засобів вимірювальної техніки.

8.4.7. Розрахунок вартості необлікованої електричної енергії здійснюється виходячи з:

вартості середньомісячних витрат оператора системи на купівлю однієї кіловат-години (кВт·год) електричної енергії на компенсацію незапланованих втрат електричної енергії, її передачі та розподілу у період порушення споживачем цих Правил (Π , грн/кВт·год);

величини розрахункового добового обсягу споживання електричної енергії ($W_{\text{доб}}$, кВт·год);

кількості днів, протягом яких споживання електричної енергії здійснювалося з порушенням вимог цих Правил (D , день).

Кількість днів, протягом яких споживання електричної енергії здійснювалося з порушенням цих Правил, розкладається на складові відповідно до кількості днів (D_i , день) у кожному календарному місяці (ціновому періоді), протягом яких споживання електричної енергії здійснювалося з порушенням цих Правил, таким чином, щоб виконувалось рівняння

$$D = \sum_{i=1}^n D_i, \quad (2.1)$$

де n - кількість календарних місяців (цінових періодів), протягом яких споживання електричної енергії здійснювалося з порушенням цих Правил.

Вартість необлікованої електричної енергії ($V_{\text{но}}$, грн) розраховується за формулою

$$V_{\text{но}} = \sum_{i=1}^n W_i \cdot \Pi_i, \quad (2.2)$$

де Π_i - середня вартість витрат оператора системи на купівлю однієї ловат-години (кВт·год) електричної енергії на компенсацію незапланованих втрат електричної енергії, її передачі та розподілу

отягом i -того календарного місяця (цінового періоду)

рн/кВт·год), яка визначається виходячи з:

періоди (місяці) до 01 січня 2019 року - тарифів на електричну

енергію для населення або роздрібних тарифів на електричну

енергію (залежно від категорії споживачів), які діяли протягом i -

го календарного місяця (цінового періоду), грн/кВт·год;

періоди (місяці) з 01 січня 2019 року до 30 червня 2019 року -

суми середньої ціни купівлі електричної енергії оператором

системи на Оптовому ринку електричної енергії та тарифу на

послуги з розподілу електричної енергії (для споживача

відповідного класу напруги) протягом i -того календарного місяця

(цінового періоду), грн/кВт·год;

періоди (місяці) з 01 липня 2019 року - суми середньої ціни

купівлі електричної енергії оператором системи на балансуєчому

ринку та тарифів на послуги з передачі та розподілу електричної

енергії (для споживача відповідного класу напруги) протягом i -того

календарного місяця (цінового періоду), грн/кВт·год.

В разі приєднання електроустановки споживача до електричних

мереж оператора системи передачі тариф на послуги з розподілу

енергії приймається рівним нулю;

W_i - обсяг споживання електричної енергії, що відповідає i -тому

календарному місяцю (ціновому періоду), кВт·год, що

розраховується за формулою

$$W_i = W_{\text{доб}} \cdot D_i, \quad (2.3)$$

де $W_{\text{доб}}$ - розрахункова величина добового споживання електричної

енергії, кВт·год;

Ді - кількість днів, визначена відповідно до рівняння 1 цієї глави.

Оператор системи щомісяця оприлюднює в засобах масової інформації та/або на власному офіційному веб-сайті інформацію про середню ціну купівлі електричної енергії на балансуєчому ринку протягом календарного місяця (Ц, грн/кВт·год).

Під час проведення розрахунку вартості необлікованої електричної енергії не враховується наявність у споживача пільг з оплати спожитої електричної енергії

2.3 Нелегальне підключення через ввідний автомат

Проаналізувавши мережі роздрібногo ринку, ми виявили недоліки у приладах обмежуючих потужність, через те що вони не пломбуються у захисному корпусі, до них дуже легко підключитися.

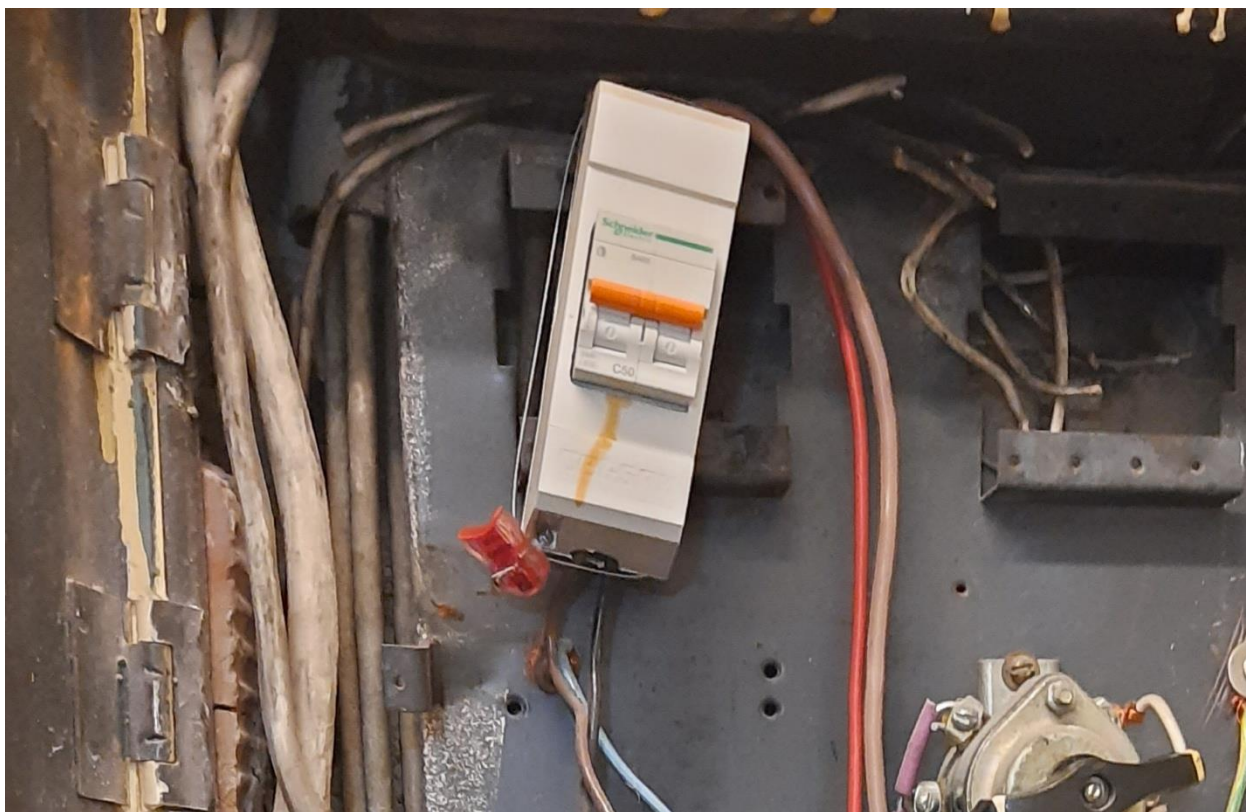
Пломбований корпус унеможлиблює стороннє підключення до клеми автомату без пошкодження цілісності пломби або захисного корпусу.

На рисунках 2.1 та 2.2 показана різниця між автоматами з корпусом і без нього.

Рисунок 2.1 Опломбування автоматів обмеження потужності без захисного корпусу



Рисунок 2.2 Опломбування автомату обмеження потужності у захисному корпусі



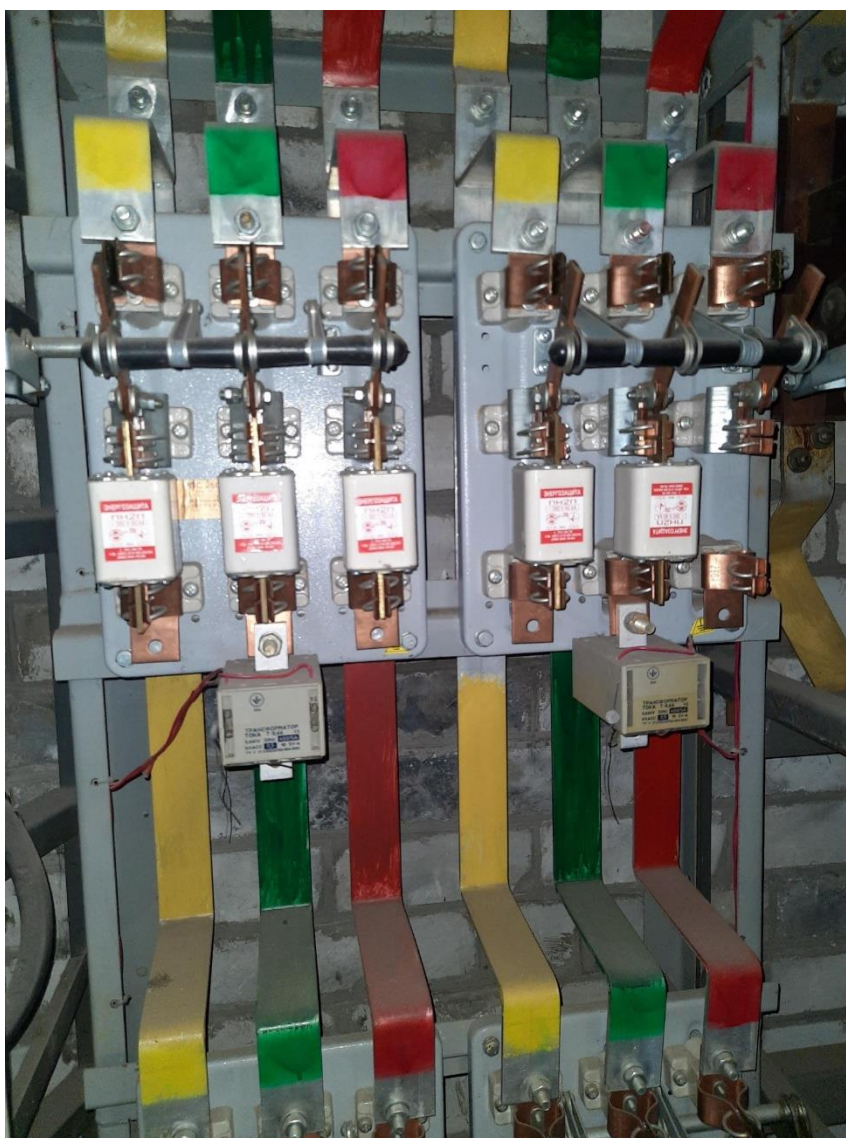
2.4 Лічильники АСКОЕ

Впровадження АСКОЕ (Автоматизована система контролю та обліку електроенергії), є найефективнішим методом в зменшенні комерційних втрат електричної енергії, будучи комплексним вирішенням основних ключових завдань і забезпечуючи достовірне (Фактичне) і дистанційне отримання інформації від кожного електролічильника, здійснюючи постійний контроль роботи приладів обліку. Також, ускладнюється несанкціоноване підключення до електричних мереж, і помітно підвищується виявлення «вогнищ» втрат в короткі терміни з мінімальними витратами. Основним обмежуючим фактором широкого застосування автоматизації обліку електроенергії є висока вартість АСКОЕ. Впровадження таких систем розумно здійснювати поетапно, в першу чергу, визначаючи ті вузли електричної мережі, в яких втрати електроенергії вище нормованих і установка АСКУЕ буде економічно ефективним проектом.

2.5 Трансформатори струму

Для обліку електроенергії в трифазних ланцюгах застосовуються лічильники особливої конструкції, що реєструють її витрата по кожній з фаз. Особливості робочих режимів в силових лініях змушують застосовувати для зняття показань спеціальні перетворювачі - трансформатори струму (ТС). Пряме підключення трифазного лічильника, наприклад, в такий ланцюг допускається лише за однієї умови. Наявність обмежень пояснюється тим, що протікають в контрольованій лінії струми не повинні перевищувати граничного значення в Амперах на який розраховано лічильник. Якщо значення більше ніж граничне лічильника, то прилад обліку треба підключати через трансформатор струму.

Рисунок 2.3 Підключення трансформаторів струму на шини



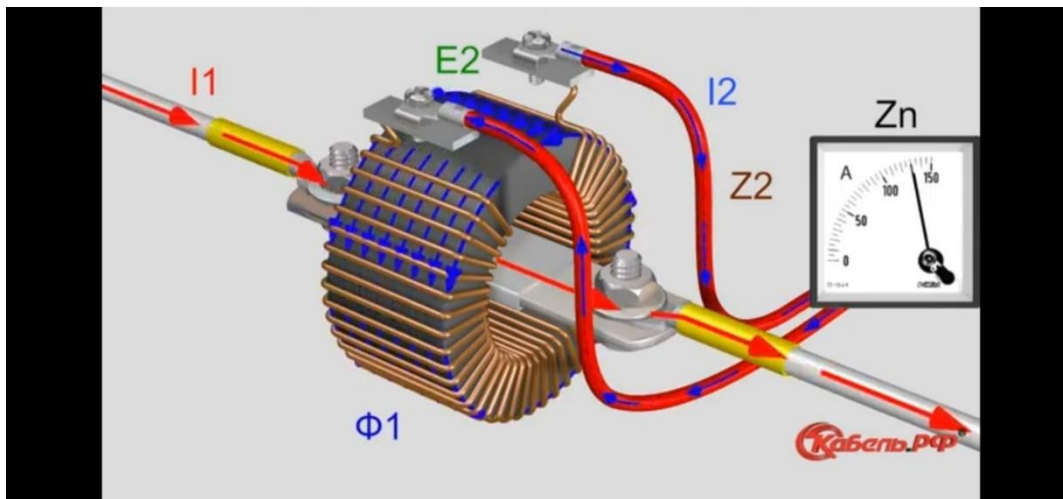


Рисунок 2.4 трансформатор струму

Трансформатори струму без приладу обліку у нормальному стані заглушені перемичкою, якщо підключити лічильник та не зняти перемичку, то прилад обліку буде рахувати значно менші дані. Для унеможливлення цього, трансформатор струму пломбують.

2.6 Повітряні лінії

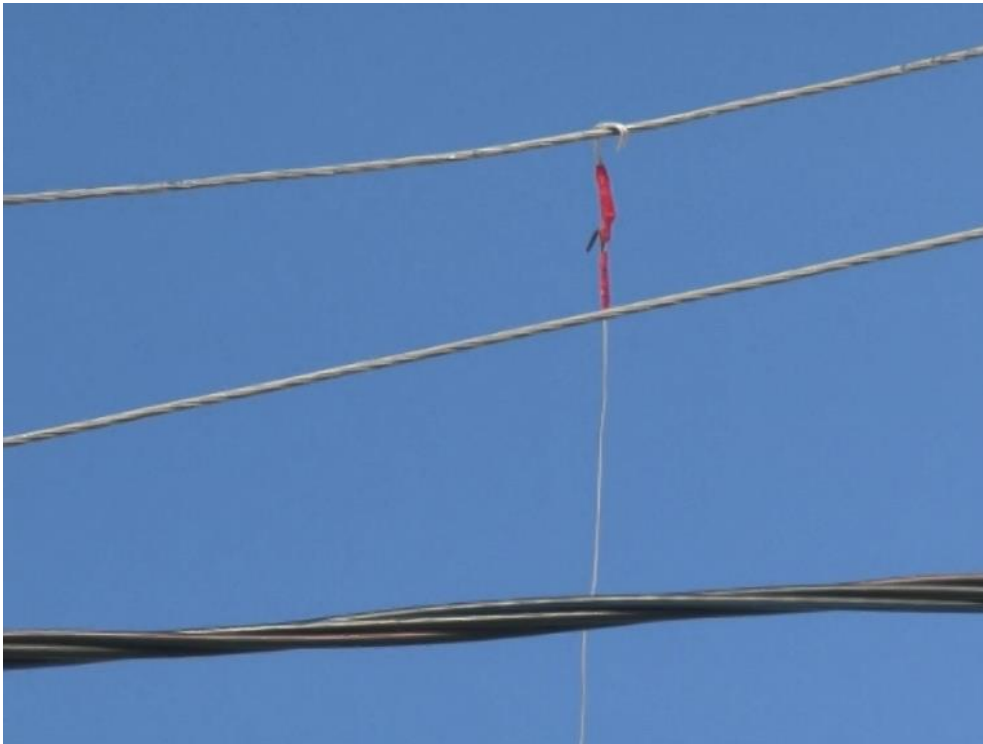
Явище атмосферної корозії за рахунок поверхневого руйнування металу в довгостроковій перспективі призводять до зменшення діаметра алюмінієвих проводів (або окремих провідників багатодротяних проводів) і, відповідно, до зменшення ефективного перерізу проводів повітряних ЛЕП. Швидкість хімічної корозії визначається, перш за все, властивостями виникає при корозії плівки на поверхні металу, характер якої визначається хімічним складом забруднення атмосфери, а також температурою. Атмосферна корозія алюмінію проводів повітряних ліній призводить до зменшення діаметра алюмінієвої жили проводу, в свою чергу значення діаметра дроту впливає на значення поздовжнього активного опору ЛЕП і практично не робить на значення реактивного опору лінії електропередач. Встановлено закон зміни поздовжнього активного опору повітряних ліній, відповідно до якого значення збільшення активного опору проводів залежать від тривалості

експлуатації повітряної лінії, значень стандартних діаметрів дротів, які формують провід, і ступеня зміни діаметра дроту дроти від корозії за один рік (швидкості корозії).

Для умов України швидкість корозії для алюмінію слід приймати в діапазоні 1,75- 3.5 мкм / рік (для сільських і міських районів). При цьому поздовжнє активний опір фазних алюмінієвих проводів, що складаються з дротів мінімального стандартного діаметра (1,7 мм) за 30 років експлуатації може (при максимальній швидкості корозії) збільшитися на 30%, а за 70 років – подвоїтися (100%). Для проводів з максимальним діаметром дротів (4,1 мм), ступінь наростання поздовжнього опору зменшується, і при тій же швидкості корозії складе: для 30 років експлуатації - 12%; для 70 років експлуатації - 26%. Навантажувальні втрати в повітряних ЛЕП протягом терміну їх експлуатації змінюються за тим же законом, що і поздовжні активні опори.

Дуже часто на «голі» лінії ПЛ незаконно підключаються за допомогою «Гаків» це один з найстаріших та найлегших способів крадіжки електроенергії.

Рисунок 2.5 Незаконне підключення до ПЛ за допомогою «гаків»



Щоб унеможливити крадіжку, треба замінювати «голий» провід на СПП (Самоутримний ізольований провід)

2.7 Реконструкція повітряної лінії ПрАТ ПЕЕМ «Центральна енергетична компанія»

При розробці проекту використані наступні нормативні документи:

- ДБН В.2.5-23:2010. Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення.;
- ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010. Захист від небезпечних геологічних процесів, шкідливих експлуатаційних впливів, від пожежі. Будівельна кліматологія;
- ДСТУ 4743:2007. Проводи самоутримні ізольовані та захищені для повітряних ліній електропостачання;

Технічні дані існуючої ПЛ-0,4кВ

Повітряна лінія з диспетчерським найменуванням «ПЛ-0,4 кВ КТП-11к РБ-2»

розташована у м. Дніпро, ДнРЕМ, рік введення в експлуатацію -2011, використовується для електропостачання абонентів. За результатом обстеження технічного стану потребує реконструкції. Повітряна лінія складається з таких ділянок : від КТП-11к РБ-2 до опори № 5 (СІП 4x95– не потребує заміни), від ОП № 5 до ОП№10, від ОП № 10 до ОП№28, від ОП № 10 до ОП №50, від ОП № 45 до ОП №44 (неізолюваний провід А-50) потребує реконструкції і розглядається даним проектом.

Таблиця 2.1 Технічні дані існуючої лінії

Поз.	Найменування	Од.вим.	Кількість
1	Загальна кількість опор:	шт	50
2	Кількість опор, що підлягає заміні одностоякових одностоякових з одним підкосом одностоякових з двома підкосами		- - -
3	Марка існуючого проводу, що підлягає заміні		А-50
4	Кількість проводу в однопровідному вимірі, що підлягає демонтажу	км	4300
5	Довжина траси, що підлягає реконструкції	км	1075
6	Характеристика споживачів:		побутові
7	Кількість споживачів 1-ф:	шт	42
8	Кількість споживачів 3-ф	шт	14

Основні показники реконструкції ПЛ-0,4кВ

Робочим проектом «Реконструкція ПЛ-0,4 кВ КТП-11к РБ-2 м. Дніпро, ДнРЕМ» передбачені наступні види робіт:

- демонтаж неізолюваного проводу А-50 магістральної повітряної лінії від ОП № 5 до ОП№10, від ОП № 10 до ОП№28, від ОП № 10 до ОП №50, від ОП № 45 до ОП №44 - демонтаж траверс;
- прокладку проєктованої лінії живлення проводом самоутримним ізолюваним марки СІПн-4 4х95, СІПн-4 4х70, СІПн-4 4х25;
- відновлення повторного заземлення нульового проводу;

Після реконструкції зберігаються підключення до лінії всіх існуючих абонентів за діючими договорами.

Для захисту від грозових перенапруг в проєкті передбачити встановлення на опорах №1,27,50 обмежувачів перенапруги з проколюючими затискачами в кожен фазу повітряної лінії 220В з підключенням до проєктованого контуру заземлення опори опором не більше 30-ти Ом по п.2.4.38 ПУЕ: 2017.

ПЛ-0,4 кВКТП-11к РБ-2 повинна мати заземлювальні пристрої призначені для захисту від атмосферних перенапруг . Опір кожного з цих заземлювальних пристроїв має бути не більше ніж 30 Ом, а відстань між сусідніми заземлювальними пристроями - не більше ніж 100 м, що задовольняє вимогу п.2.4.40 ПУЕ: 2017.

«Нульовий» провідник СІП підлягає заземленню згідно вимог п.2.4.35 ПУЕ: 2017 тільки на опорах, що мають контури заземлення. Проєктом передбачено відновлення контуру повторного заземлення опор № 1,5,10,14,18,22,27,32,36,39,42,46,50 опором не більше 30-ти Ом по п.2.4.40 абз.2 ПУЕ - 2017.

Відповідно до п.2.4.43 ПУЕ-2017 на початку і в кінці кожної магістралі на опорах №1,10,27,50 необхідно встановлювати затискачі для переносного заземлення.

Допускається спільний підвіс самоутримних ізолюваних проводів з лініями зв'язку, інтернету і телемеханіки з витримкою габариту в прогоні і на опорах не менше 0,5 м згідно п.2.4.78 ПУЕ до: 2017.

В кінці повітряної лінії провідники захищаються захисними ковпачками для запобігання можливості ураження електричним струмом і проникнення вологи в жилу провідника. Кріплення проводу СІП виконати з витримкою мінімально дозволеної відстані в нижній точці провисання не менше 5м від поверхні землі згідно п.2.4.50 ПУЕ до: 2017.

Процес будівництва та експлуатації лінії для передачі і розподілу електроенергії на напругу 0,4 кВ. є безвідходним і не супроводжується шкідливими викидами в навколишнє природне середовище (як повітряну так і водну), а рівень шуму і вібрації, які можуть створюватися обладнанням, не перевищують допустимих величин за ДБН В.1.1-31:2013. У зв'язку з цим проведення повітря-охоронних заходів і заходів щодо зниження рівня виробничого шуму і вібрацій цим проектом не передбачається.

Робочим проектом реконструкції ПЛ-0,4 кВ передбачена заміна проводів в існуючих прольотах без установки опори. Існуючі прольоти були сформовані в межах допустимих габаритів, визначених закріпленням опор в ґрунті в звичайних умовах будівництва при сейсмічності 6 балів (згідно таблиці А,1 додатку А та карт ЗСР-2004 ДБН В.1.1-12:2014 будівництво у сейсмічних районах України та ДСТУ Б.В.1.1-28:2010 «Шкала сейсмічної інтенсивності»).

Монтаж опор виконується з улаштуванням свердловин методом буріння. Глибина свердловин підбирається у відповідності з фізичними характеристиками ґрунтів, тиском від швидкісного напору вітру, товщини стінки ожеледі, ваги проводів і підтримуючий арматури. Висота надземної частини опор 8м. За час експлуатації ПЛ кліматичні і геологічні параметри не змінилися. При заміні проводів підлягають перевірці параметри, пов'язані зі зміною ваги проводу і навантажень за вітром і ожеледі.

Згідно таблиць розрахункових навантажень для проведення проводу СІПн-4 4x95, Посібника для проектування інституту «Укрсільенергопроект» (м.Київ, 2012р., 3-тя редакція) та рекомендацій типового проекту повторного застосування серії №5269 для залізобетонних стійок прямокутного перетину

з міцністю на злам 2,0 т.м довжиною 9,5м (типу СВ95-2 в нашому випадку) максимальний розмір прольоту не повинен перевищувати 50 м.

Згідно даних, наведених для визначення падіння напруги в лінії, габарити існуючих прольотів знаходяться в межах від 15 м до 30 м і не перевищують гранично допустимі величини.

Стан залізобетонних опор №1-50 при натурному обстеженні на стадії підготовки дефектного акту і огляду на стадії розробки проєкту визначений як задовільний та не потребує заміни.

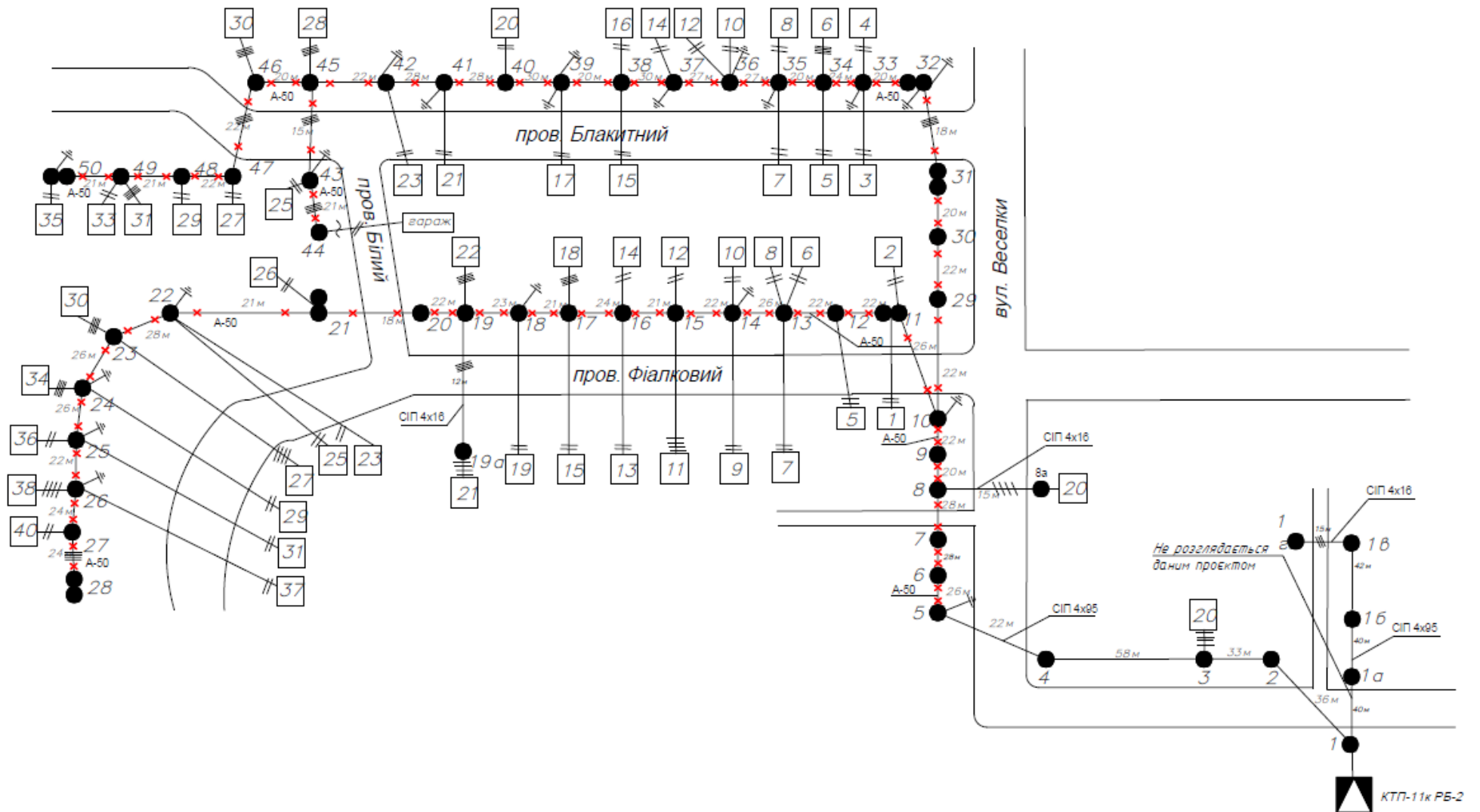


Рисунок 2.6 Реконструкція ПЛ-0,4 кВ КТП-11к РБ-2 м. Дніпро, ДНРЕМ

1. Розрахунок струму живильної лінії.

1. Розрахунок струму живильної лінії від РБ-2 ТП-11к виконаємо для магістралі від вивідної опори до найбільш віддаленого споживача. Дана магістраль складається з 3-х ділянок повітряної лінії, що підлягають заміні, до неї підключено 56 абонентів. Із загальної кількості 42 абоненти підключено до напруги 220В, 14 абонентів - на 380 В.

Розрахункова потужність для магістралі визначається за методикою ДБН В.2.5-23:2010 «Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення».

Навантаження 56-и будинків (220В) приймаються згідно таблиці 3.1 розділу 3 ДБН В.2.5-23: 2010 як 1-й вид житла з 1-м рівнем електрифікації, по 1,183 кВт з урахуванням інтерполяції. Для 2-х будинків (380В) навантаження приймаються за таблицею Д.1 (Орієнтовні пітомі розрахункові навантаження жител 3-го виду (котеджів) - 2,45 кВт. Загальне розрахункове навантаження магістралі $P_{заг.} = 1,183 \times 42 + 2,45 \times 14 = 83,986$ кВт,

Максимальний розрахунковий струм $I_{мах} = P_{мах} / U_n \times \sqrt{3} \times \cos f = 83,986 / 0,38 \times 1,73 \times 0,96 = 133,078$ А.

де: $U_n = 0,38$ кВ напруга лінії

$\sqrt{3}$ - коефіцієнт на використання трифазної мережі

$\cos f = 0,96$ коефіцієнт реактивної складової споживачів

Пропускна здатність магістралі згідно табл.1.3.40 ПУЕ: 2017 для проводу марки СІПн-4 4х50 для прокладки по повітрю – 195 А, тобто вище максимального струму розрахованого навантаження 133А.

Перетин магістральної жили ізолюваного проводу 50 мм² відповідає навантаженню, має пропускну здатність не менше дроту, що заміннюється.

Допустиме струмове навантаження кабелю СІПн-4 4х95 відповідає максимальному струму розрахованого навантаження і не вимагає заміни.

2. Перевірка перетину по втраті напруги.

Розрахунок магістралі для ізолюваного проводу 50 мм² (ділянка №4) по

втраті напруги виконано підсумовуванням по кожному відрізьку, з урахуванням довжини лінії і кількості абонентів.

Втрата напруги складе: $0,02 \times P_{\max} \times L / S, \%$

де: P_{\max} , кВт - розрахункова потужність на ділянці

L - довжина ділянки лінії, м

S - перетин фазної жили, мм²

ділянка №1-мережа від КТП-11к до вивідної опори №1, 83,986 кВт, 11м кабель СПН-4 4х95 $0,02 \times 83,986 \times 11 / 95 = 0,195 \%$ ділянка №2 - мережа від вивідний опори №1 до опори №5, 1 абонент (380В), 149 м дріт 4х95: $0,02 \times 1 \times 2,45 \times 149 / 95 = 0,077 \%$ ділянка №3 - відгалуження від оп. №5 до оп.№10, 124 м дріт 4х95, 0 (220В), 1 (380В), $0,02 \times (1 \times 2,45) \times 124 / 95 = 0,062 \%$

ділянка №4 - відгалуження від оп. №10 до оп.№28, 397 м дріт 4х50: 21 (220В) +8 (380В), $0,02 \times (21 \times 1,183 + 8 \times 2,45) \times 397 / 50 = 6,581 \%$

Для найбільш віддаленого споживача:

$0,195 + 0,077 + 0,062 + 6,581 = 6,915 \%$

Загальне допустиме падіння в мережі не повинно перевищувати 6%.

Розрахункове значення більше дозволеного, тобто переріз проводу магістралі незадовільний. Перетин магістральної жили ізолюваного проводу 50 мм² не відповідає розрахунку магістралі по втраті напруги. Розрахунок магістралі для ізолюваного проводу 70 мм² (ділянка №4) по втраті напруги виконано підсумовуванням по кожному відрізьку, з урахуванням довжини лінії і кількості абонентів.

Втрата напруги складе: $0,02 \times P_{\max} \times L / S, \%$

де: P_{\max} , кВт - розрахункова потужність на ділянці

L - довжина ділянки лінії, м

S - перетин фазної жили, мм²

ділянка №1-мережа від КТП-11к до вивідної опори №1, 83,986 кВт, 11м кабель СПН-4 4х95 $0,02 \times 83,986 \times 11 / 95 = 0,195 \%$ ділянка №2 - мережа від вивідний опори №1 до опори №5, 1 абонент (380В), 149 м дріт 4х95: $0,02 \times 1 \times$

$2,45 \times 149/95 = 0,077 \%$ ділянка №3 - відгалуження от оп. №5 до оп.№10, 124 м дрiт 4x95, 0 (220В), 1 (380В), $0,02 \times (1 \times 2,45) \times 124/95 = 0,062 \%$

ділянка №4 - відгалуження от оп. №10 до оп.№28, 397 м дрiт 4x70: 21 (220В) +8 (380В), $0,02 \times (21 \times 1,183 + 8 \times 2,45) \times 397/70 = 4,700 \%$

Для найбільш віддаленого споживача: $0,195 + 0,077 + 0,062 + 4,700 = 5,034\%$

Перетин магістральної жили ізолюваного проводу 70 мм² відповідає розрахунку магістралі по втраті напруги. Перетин магістральної жили ізолюваного проводу 70 мм² відповідає розрахунковому навантаженню, має пропускну здатність не менше розрахункового навантаження дроту, що замінюється.

Пропускна здатність магістралі згідно табл.1.3.40 ПУЕ: 2017 для проводу марки СІПн-4 4x70 для прокладки по повітрю - 240А, тобто вище максимального струму розрахованого навантаження 133 А.

Граничні відхилення напруги (ДСТУ 3466) на виводах приймачів електричної енергії згідно з ГОСТ 13109 повинні бути в нормальному режимі не більше 5%, в інших режимах 10%. При цьому втрати напруги в лінії 0,38 кВ в максимальному режимі навантаження до місця приєднання найдалшого споживача не більше 6% (ГКД 34.20.175-2002). Розрахункове значення менше дозволеного, тобто переріз проводу магістралі задовільний.

Для зменшення нелегальних підключень було прийнято рішення про винесення всіх приладів обліку на фасад будівель та розміщення їх у шафах для лічильників з подальшим опломбуванням для унеможливлення зовнішнього механічного впливу. Лічильники змінити на прилади обліку АСКОЕ для автоматичної передачі даних.

3 Економічний розділ

3.1 Вступ

У дипломній роботі передбачається заміна повітряної лінії 0,4 Кв на певному участку електричної мережі, також винесення приладу обліку з приміщення будинку на його фасад з заміною приладу обліку для автоматичної передачі даних.

Для вирішення проблем що розглядаються в проекті, необхідно розробити заходи, які дозволять:

- Зменшити технічні втрати на лінії;
- зменшити комерційні втрати на лінії шляхом зменшення нелегальних підключень;
- планово оновити повітряну лінію
- об'єднати передавання показів лічильників за допомогою автоматизованої системи
- зменшити втрати електричної енергії за допомогою автоматизованої системи комерційного обліку

Заміна повітряної лінії с неізолюваного провідника на самоізолюваний провід (СІП) дає можливість зменшити технічні втрати електроенергії за рахунок менших втрат у мережі та втрат на нагрів провідника у холодну пору року, та зменшити кількість незаконних підключень за рахунок «накидувань крюків» на неізолюваний провідник.

Винесення приладів обліку з приміщення будинку на його фасад ми зменшимо кількість незаконних підключень до приладів обліку за рахунок унеможливлення відкрити зовнішню комірку приладу (буде опломбовано)

Встановлення лічильників, які відповідають сучасним досягненням технологій дозволить виконувати точний облік електричної енергії, а також передавати покази автоматично без участі контролерів та інспекторів.

3.2 Розрахунок капітальних витрат

Розрахунок капітальних витрат на заміну повітряної лінії та заміну приладів обліку виконуємо за показниками вартості запропонованого обладнання.

Капітальні витрати на здійснення запропонованого варіанту розраховуються за формулою:

$$K = K_{об} + Z_{тзс} + Z_{мн} + Z_{пр} \quad (3.1)$$

де $K_{об}$ – вартість обладнання, тис. грн;

$Z_{тзс}$ – транспортно-заготівельні і складські витрати, тис. грн;

$Z_{мн}$ – витрати на монтаж-налагоджувальні роботи, тис. грн;

$Z_{пр}$ – інші одноразові вкладення грошових коштів, тис.грн.

Розрахунок вартості обладнання наведено в таблиці 3.1 згідно даних заводів-виробників та представників ринку електрообладнання.

Таблиця 3.1. Розрахунок капітальних витрат

№	Найменування	Питомі капітальні витрати грн./шт	Кількість, шт/м	Капітальні витрати, грн
1	Контролер збору даних	16800	1	16800
2	Прилад обліку NІК 2104 AP2T.1802.MC.11	1920	50	96000
3	Провід ізольований з алюмінієвою жилою, 4x95	220	4000	880000
4	Заземлювач	200	50	10000
5	Провід ізольований з алюмінієвою жилою, 4x70	167	300	50100
6	Гак	58	100	5800
7	Стрічка СОТ	21	400	8400
8	Затискач прокол	30	200	6000
9	Шафа для приладу обліку	400	50	20000

$$K_{об.} = 1\,093\,100 \text{ грн}$$

Таблиця 3.2 – Транспортно-заготівельні витрати.

Найменування	Місце відправлення вантажа	Вартість доставки, грн.
Однофазні лічильники	м.Київ	5000
Контролер збору даних	м. Київ	400
Провід ізольований з алюмінієвою жилою, 4х95	м.Дніпро	2000
Провід ізольований з алюмінієвою жилою, 4х70	м.Дніпро	500
Заземлювач	м.Дніпро	700
Гак	м. Харків	800
Стрічка СОТ		
Затискач прокол		
Шафа для приладу обліку	м.Київ	2000
Загальна вартість доставки: 11 400 грн		

Складські витрати враховуються у вигляді місячної арендної плати у розмірі 3 тис.грн

Тоді транспортно-заготівельні і складські витрати складатимуть, тис. грн:

$$Z_{\text{тзс}} = 11,4 + 3 = 14,3 \text{ тис.грн}$$

Витрати на монтажну-налагоджувальні роботи:

Таблиця 3.2. Потреба в основних механізмах і машинах

Найменування машин і механізмів	Індекс (марка)	Потреба будівництва
Кран автомобільний	КС-2561Д	1
Автомобіль для перевезення людей	ГАЗ66-02	1
Бурильно-кранова машина	БМ-303	1
Вишка телескопічна	АГП-22	1
Агрегат зварювальний	АСБ-300	1

Обсяг підготовчих робіт для даного будівництва не є значним та не враховується при визначенні загальної тривалості будівництва.

Згідно інформації підрядної організації до складу штатної відомості зайнятих на будівництві ПЛІ-0,4 кВ входять:

- електrolінійщик – 5 осіб;
- машиніст автокрана – 1 особа;
- електрозварювальник – 1 особа;
- тракторист – 1 особа;
- машиніст бура – 1 особа;

Одночасно на будівельному майданчику будуть знаходитись не більше 6 працюючих. Поданий перелік професій, зайнятих на будівництві відповідно до графіку руху робочих кадрів на об'єкті в складі ПВР згідно з ДБН А.3.2-2-2009.

$$Z_{\text{мн}} = \sum (Ч_i \cdot a_i \cdot t_i) \cdot K_d \cdot K_{\text{см}} \cdot K_{\text{пр}}, \quad (3.2)$$

де $Ч_i$ – чисельність працівників i -го розряду, необхідних для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), чол.;

a_i – годинна тарифна ставка працівника i -го розряду, грн.;

t_i – час, необхідний для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), год.;

K_d – коефіцієнт, що враховує розмір доплат;

$K_{\text{см}}$ – коефіцієнт, що враховує єдиний соціальний внесок;

$K_{\text{пр}}$ – коефіцієнт, що враховує інші витрати на здійснення монтажних (налагоджувальних) робіт.

$$Z_{\text{мн}} = (6 \cdot 55 \cdot 500) \cdot 1,25 \cdot 1,3 \cdot 0,8 = 214,5 \text{ тис. грн}$$

В інших одноразових вкладеннях грошових коштів ($Z_{\text{пр}}$) потрібно розрахувати вартість спеціального одягу та взуття для робітників, тис.грн:

$$Z_{\text{пр}} = 9 \cdot 1400 = 12,6 \text{ тис. грн}$$

Капітальні витрати будуть дорівнювати:

$$\begin{aligned} K &= K_{\text{об}} + K_{\text{тр}} + Z_{\text{м(н)}} = 1093100 + 14300 + 214500 + 12600 = \\ &= 1334500 \text{ грн} = 1334,5 \text{ тис. грн} \end{aligned}$$

3.3 Розрахунок експлуатаційних витрат

Річні експлуатаційні витрати:

$$C = C_a + C_t + C_e + C_{\text{спр}}, \text{ грн.} \quad (3.3)$$

де C_a – амортизаційні відрахування;

C_t – витрати на технічне обслуговування й поточний ремонт устаткування та мереж;

C_e – вартість електроенергії, що буде споживана об'єктом проектування або втрат електроенергії;

$C_{\text{спр}}$ – інші експлуатаційні витрати.

$$C = 66,73 + 12,6 = 79,3 \text{ тис. грн.}$$

3.3.1 Розрахунок амортизаційних відрахувань

Річні амортизаційні відрахування C_a на основні фонди обчислюються по балансовій вартості обладнання та мінімальному (регламентованому) терміну експлуатації.

Обладнання відноситься до 4 групи, з мінімальним корисним терміном експлуатації 5 років.

$$\Phi_a = \Phi_{\text{п}} - Л, \quad (3.4)$$

де $\Phi_{\text{п}}$ – первісна вартість об'єкта основних засобів;

$Л$ – розрахункова ліквідаційна вартість основних засобів.

При прямолінійному методі амортизації, ліквідаційну вартість вважаємо рівною нулю.

$$\Phi_a = 1334,5 - 0 = 1334,5 \text{ тис. грн.}$$

Норма амортизації, %:

$$H_a = \frac{\Phi_{п-Л}}{\Phi_{п*Т_{п}}} \cdot 100\% \quad (3.5)$$

де $T_{п}$ – амортизаційний період.

$$H_a = \frac{1334500}{1334500 \cdot 5} \cdot 100\% = 20 \%$$

Річні амортизаційні відрахування, тис.грн:

$$AO = \frac{\Phi_{п*H_a}}{100}, \quad (3.6)$$

$$AO = \frac{1334500 \cdot 19,18}{100} = 266,9 \text{ тис. грн.}$$

Розрахунок капітальних витрат на електрообладнання та амортизаційних відрахувань наведено в таблиці 3.2. Дані для розрахунків приведено на основі прайс-листів заводів-виробників та представників ринку електрообладнання.

Таблиця 3.3 – Розрахунок амортизаційних відрахувань.

Найменування	Капітальні витрати, тис. грн	Норма амортизації, %	Сума амортизації, тис. грн.
Об'єкт: повітряна лінія 0.4кВ	1334,5	20	266,9

3.3.2 Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт

Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт електротехнічного обладнання, включають витрати на матеріали, визначено у

відсотках від капітальних витрат.

Витрати на технічне обслуговування та поточний ремонт:

$$I_e = I_{0л} + I_{0пс},$$

де $I_{0л}, I_{0пс}$ – витрати на ремонт і обслуговування ліній

$$I_{0л} = 0,03 \cdot K_{л} = 0,03 \cdot 0 = 0 \text{ тис. грн};$$

$$I_{0пс} = 0,05 \cdot K_{пс} = 0,05 \cdot 1334,5 = 66,73 \text{ тис. грн.};$$

$$I_{e+a} = (I_{0л} + I_{0пс}) = (0 + 66,73) = 66,73 \text{ тис. грн.}$$

3.4 Економічні показники проекту

Таблиця 3.4 – Економічні показники проекту.

Найменування показника	Одиниці виміру	Проектний варіант
Капітальні витрати	тис.грн	1334,5
Сумарні експлуатаційні витрати	тис.грн	79,3
Технічне обслуговування і поточний ремонт	тис.грн	66,73
Амортизаційні відрахування	тис.грн	266,9

Висновки по розділу

На основі технічних даних щодо прийнятого у спеціальному розділі основного електрообладнання повітряної лінії електропостачання виконано розрахунки капіталовкладень в проект реконструкції, які складуть 1334,5 тис. грн., та експлуатаційні витрати при обслуговуванні даної системи, які становлять 66,73 тис. грн. При цьому вартість втрат електричної енергії складе 1939,5 тис. грн.

4 Охорона праці

4.1 Загальні відомості

Інструкція з охорони праці під час спорудження або заміни повітряних ліній електропередач

1) До виконання робіт з монтажу ліній електропередачі допускаються робітники не молодше 18 років, які пройшли:

- попередній медичний огляд та визнані придатними виконувати електромонтажні роботи на висоті;

- навчання в навчальних закладах для виконання робіт з підвищеною небезпекою (у професійно-технічних училищах, навчально-курсівих комбінатах, центрах підготовки та перепідготовки робітничих кадрів, в організаціях) за затвердженою програмою;

- навчання та перевірку знань з електробезпеки;

- спеціальне навчання та атестацію з питань пожежної безпеки;

- вступний інструктаж у відділі охорони праці;

- первинний інструктаж безпосередньо на робочому місці.

2) Робітники повинні бути проінструктовані щодо розпорядку на робочому місці, порядку переміщення по території об'єкта, про місце відпочинку під час технологічних та обідньої перерв, порядок закінчення роботи.

3) Перед початком робіт в комплексній бригаді проводиться первинний інструктаж з безпечного виконання робіт з основної та суміжних професій та ознайомлення з правилами надання першої допомоги.

4) Допущені мають виконувати тільки ті роботи, про безпечне виконання яких вони проінструктовані безпосередньо керівником.

5) Особи з простудними і хронічними захворюваннями верхніх дихальних шляхів до роботи з монтажу ліній електропередачі не допускаються.

5) Бригади, які виїжджають на спорудження ліній електропередачі, повинні мати набір необхідних засобів першої медичної допомоги та запаси питної води.

6) Верхолазні роботи можуть виконувати тільки лінійні електромонтери, які мають розряд не нижче IV.

7) Чи не дозволяється спорудження ліній електропередачі в грозу, злива, туман, під час снігопаду та ожеледиці, при вітрі силою 3 бали при установці опор і силою 6 балів - при монтажі проводів.

8) При силі вітру 6 балів (12 м / с) роботи зі спорудження ліній електропередачі припиняються, автокрани та автовишки приводяться в транспортне положення.

9) Робітники, які виконують роботи по спорудженню повітряних ліній електропередач, забезпечуються спецодягом та спецвзуттям:

- костюм бавовняний або комбінезон -1 раз в 12 місяців;
- куртка бавовняна на утепленій підкладці -1 раз в 36 місяців;
- штани робочі на утепленій підкладці - 1 раз в 36 місяців;
- черевики шкіряні або чоботи кирзові - 1 раз в 12 місяців;
- рукавиці робочі комбіновані - до повного зносу.
- окуляри захисні - до повного зносу.

Будівництво ділянок повітряних ліній поблизу діючих, що знаходяться під напругою, повинно виконуватись із дотриманням нормованих відстаней від проводів до працюючих машин і механізмів, їх належного заземлення та інших заходів, що забезпечують безпеку виконання робіт. В тих випадках, коли вимоги щодо відстані від елементів діючих електроустановок, що знаходяться під напругою, до працюючих механізмів виконати неможливо,

необхідно відключати і заземляти ці електроустановки. Кількість, тривалість і час таких відключень повинні бути вказані в проекті провадження робіт і погоджені енергопостачальною організацією.

Перелік основних нормативних документів:

- Закон України «Про охорону праці» від 21.11.02 р. №229 – IV.
- ПУЕ:2017 Правила улаштування електроустановок
- ДБН А.2.2-3:2014 «Склад та зміст проектної документації на будівництво».
- НПАОП 40.1-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок.
- НПАОП 40.1-1.07-01 Правила експлуатації електрозахисних засобів.
- ГКД 34.20.507-2003 Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила.
- ДБН А.3.1-5-2016 Управління, організація і технологія. Організація будівельного виробництва.
- ДСТУ Б В.1.1-36:2016 «Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою».
- ДБН В.1.2.-14-2009 Загальні принципи забезпечення надійності та конструктивної безпеки будівель, споруд, будівельних конструкцій і основ.
- ДБН В1.1-7-2016 Пожежна безпека об'єктів будівництва.
- ДБН В.1.2-9-2008 «Основні вимоги до будівель і споруд. Безпека експлуатації».
- ДСТУ Б А.3.2-13:2011 «Будівництво. Електробезпечність. Загальні вимоги».
- НПАОП 45.2-7.01-97 «Про забезпечення надійності й безпечної експлуатації будівель, споруд та інженерних мереж».

- НПАОП 0.00-3.09-05 «Норми безплатної видачі спеціального одягу, спеціального взуття та інших засобів індивідуального захисту для працівників електроенергетичної галузі».

- НПАОП 0.00-5.23-01 «Інструкція з безпечного виконання зварювальних робіт в електромонтажному виробництві».

- ДБН А.3.2-2-2009 «Охорона праці і промислова безпека у будівництві».

4.2 Опис шкідливих та небезпечних факторів

Охорона праці і техніка безпеки в будівництві та в експлуатації об'єктів, що проектуються забезпечуються відповідністю всіх прийнятих рішень згідно вимог ПБЕ і ДБНА.3.2-2-2009 „Система стандартів безпеки праці Промислова безпека у виробництві”, що враховують умови безпеки праці, попередження виробничого травматизму, професійних захворювань, пожеж і вибухів, захист людей від ураження електричним струмом. Для обслуговування електричних мереж допускається особи не молодше 16 років, що пройшли медичний огляд, навчання та атестацію в установленому порядку відповідно до НПАОП.0.00- 4.12-05 «Типове положення про порядок навчання і перевірки знань з питань охорони праці», Закон України «Про охорону праці» від 14.10.1992р. №2694-ХІІ, 21.11.2002 №220-IV (редакція 12 липня 2017р.), та мають посвідчення кваліфікаційної комісії на право обслуговування електрообладнання та мереж.

- застосування типових конструкцій опор ліній електропередачі; органом влади у сфері охорони здоров'я України. уст-ройства”; яких закладені принципи охорони праці;

- високий ступінь механізації будівельно-монтажних робіт. проводів до працюючих машин і механізмів, їхнього щодо забезпечення безпечного протікання виробничого процесу. знаходяться під напругою, забороняється

Для забезпечення охорони праці і техніки безпеки проектом передбачено:

- розміщення обладнання, що забезпечує його вільне обслуговування;
- матеріали, що використовуються дозволені до застосування центральним органом влади у сфері охорони здоров'я України
- виконання заземлюючих пристроїв елементів, електроустановок нормованої ПБЕ величиною опору і конструкцією, що відповідає вимогам СНиП 3.05.06 –85 „Електротехнические устройства”;
- величина опору ізоляції електроустаткування передбачено не менше 0,1 Ом.
- використання при виконанні будівельно-монтажних робіт машин і механізмів, у конструкції яких закладені принципи охорони праці;
- виконання будівельно-монтажних робіт відповідно до типових технологічних карт;

Будівництво ділянок лінії поблизу діючих ЛЕП, що знаходяться під напругою, повинне виконуватись відповідно до ДНАОП 1.110.-01.97 „Правила безпечної експлуатації електроустановок” і НАОП 1.1.10.-1.10-83 „Правила техніки безпеки при производстве электромонтажных работ на объектах Минэнерго” із дотриманням нормованих відстаней від належного заземлення та інших заходів щодо забезпечення безпечного протікання виробничого процесу.

Установка і робота вантажопідійомних механізмів безпосередньо під проводами ПЛ, що знаходяться під напругою, забороняється.

У тих випадках коли вимоги ДНАОП 1.110.-01.97 та НАОП 1.1.10.-1.10-83 у частині відстаней від елементів, що знаходяться під напругою

діючих електроустановок до працюючих механізмів виконати неможливо, необхідно відключати і заземлювати ці установки.

4.3 Протипожежні заходи

Пожежна безпека забезпечується застосуванням неспалимих конструкцій. В проекті не передбачається застосування вибухонебезпечних процесів та встановлення обладнання, яке при певній ситуації могло би спричинити вибух.

4.4 Оцінка впливу на навколишнє середовище

Спеціальні заходи , щодо охорони навколишнього середовища, не вимагаються – дане виробництво є безвідхідним, не створює шуму і не супроводжується шкідливими викидами в атмосферу.

Для забезпечення охорони праці і техніки безпеки необхідно також щоб будівельні і монтажні роботи та експлуатація електроустаткування здійснювалась відповідно до вимог СНиП 3.05.06-85, ДНАОП 1.110.-01.97, НАОП 1.1.10.-1.10-83.

Працівники електроенергетичної галузі повинні безоплатно забезпечуватись спеціальним одягом, спеціальним взуттям та іншими засобами індивідуального захисту згідно вимог НПАОП 0.00-3.09-05. а також засобами надання першої допомоги відповідно до НПАОП 40.1-1.07-01 «Правила експлуатації електрозахисних засобів» та НАОП 1.1.10-5.05-86 (РД 34.03.702)

Дані про пільги, допустимість праці жінок та підлітків: враховуючи умови виробництва, працівникам, що будуть експлуатувати запроектовані

споруди, пільги не передбачаються. Праця жінок в електричному полі забороняється.

Згідно «Правил безпечної експлуатації електроустановок» праця підлітків на електроустановках недопустима.

Роботи з реконструкції ПЛ виконуються на підставі розробленого підрядною організацією ПВР, що затверджений у відповідному порядку.

4.5 Заземлення

Для захисту від грозових перенапруг в проєкті передбачити встановлення на опорах №1,27,50 обмежувачів перенапруги з проколюючими затискачами в кожен фазу повітряної лінії 220В з підключенням до проєктованого контуру заземлення опори опором не більше 30-ти Ом по п.2.4.38 ПУЕ: 2017.

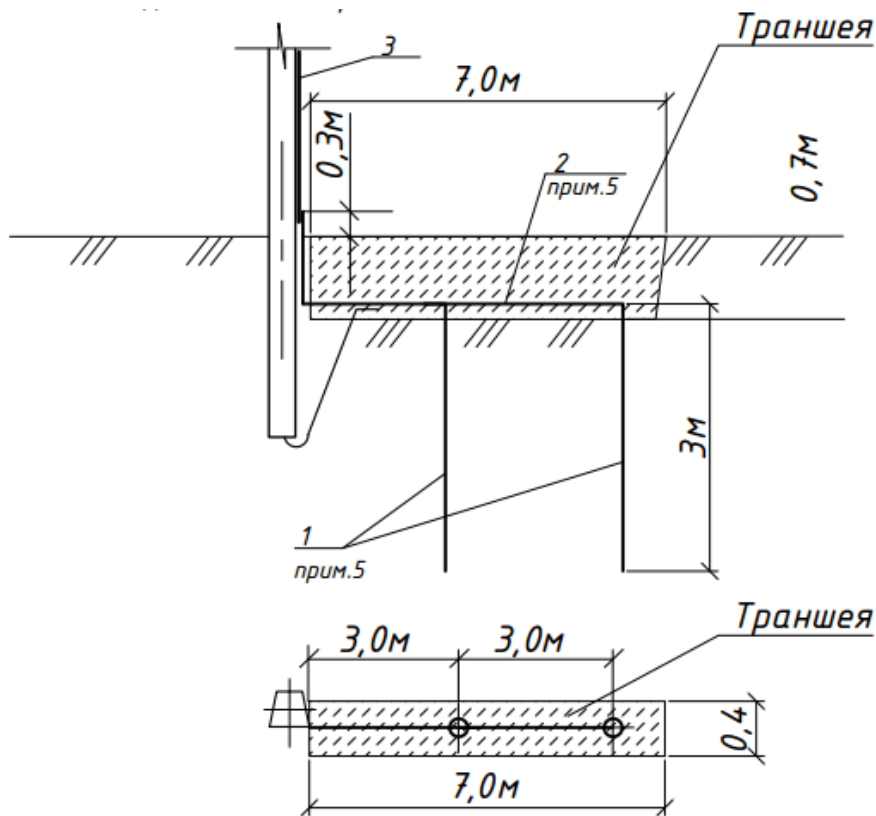
ПЛ-0,4 повинна мати заземлювальні пристрої призначені для захисту від атмосферних перенапруг. Опір кожного з цих заземлювальних пристроїв має бути не більше ніж 30 Ом, а відстань між сусідніми заземлювальними пристроями - не більше ніж 100 м, що задовольняє вимогу п.2.4.40 ПУЕ: 2017. «Нульовий» провідник СІП підлягає заземленню згідно вимог п.2.4.35 ПУЕ: 2017 тільки на опорах, що мають контури заземлення. Проєктом передбачено відновлення контуру повторного заземлення опор № 1,5,10,14,18,22,27,32,36,39,42,46,50 опором не більше 30-ти Ом по Відповідно до п.2.4.43 ПУЕ-2017 на початку і в кінці кожної магістралі на опорах №1,10,27,50 необхідно встановлювати затискачі для переносного заземлення.

В кінці повітряної лінії провідники захищаються захисними ковпачками для запобігання можливості ураження електричним струмом і проникнення вологи в жилу провідника. Кріплення проводу СІП виконати з витримкою мінімально дозвolenої відстані в нижній точці провисання не

менше 5 м від поверхні землі згідно п.2.4.50 ПУЕ до: 2017. На кожній опорі на висоті не нижче ніж 1,5 м від землі слід наносити такі постійні знаки:

- порядкове число опори та рік встановлення – на всіх опорах;
- на першій і останній опорах та на опорах, що обмежують перетини з другими лініями, додатково наносяться диспетчерська назва лінії та підстанції, від якої ця лінія відходить;
- на опорах, які встановлюють на відстані меншій ніж 4 м від кабельних ліній електропостачання, зв'язку, трубопроводів, додатково треба встановлювати (наносити) плакати або застережні знаки, на яких зазначають відстань від опори до лінії зв'язку, ширину охоронних зон і телефони власників цих споруд.

Рисунок



Заземлюючий пристрій (ЗП) виконати відповідно до вимог розділу 1.7 ПУЕ, ІЕС 62305-3. Для прокладання ЗП виконати траншею 0,7мх0,4мх7м

(1,96м3). Після закінчення робіт траншею засипати ґрунтом від розробки з ущільненням. Конструктивне виконання елементів ЗП при опорі ґрунтів $R = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, забезпечує опір заземлюючого пристрою не більше 30 Ом; Опір ЗП уточнюється на стадії монтажу шляхом лабораторних випробувань. У разі, якщо опір ЗП перевищує 30 Ом, необхідно додатково забити вертикальні електроди і довести опір ЗП до норми;

З'єднання заземлювачів між собою необхідно виконувати зварюванням в нахлест (по всьому периметру нахлеста). При цьому довжина нахлеста повинна бути рівною шести діаметрам заземлювача. Для захисту від корозії доземний провідник та заземлювач покрити бітумним лаком БТ-123 (0,54 кг на один комплект заземлення).

Таблиця 4.1 Кліматичні показники

№	Найменування	Од. вим.	кількість
1	Тиск вітру без ожеледі	Па	500
2	Тиск вітру під час ожеледі	Па	250
3	Стінка ожеледі	мм	19
4	Район ожеледиці	-	3
5	Вага ожеледі	Н/м	15
6	Максимальна температура повітря	°С	+38
7	Мінімальна температура повітря	°С	-36
8	Середньорічна температура повітря	°С	+9
9	Температура повітря при ожеледі	°С	-5
10	Середня тривалість гроз на рік	годин	70

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

- 1) «Правила устройства электроустановок», «Энергия», 1987
- 2) Про затвердження Правил роздрібного ринку електричної енергії
- 3) Герасимова, В.Г. Электротехнический справочник Т.3. Кн. 1. Производство, передача и распределение электрической энергии/ В.Г. Герасимова, А.Ф. Дьякова, А.И. Попова и др. – М.: МЭИ, 2002. – 964 с
- 4) Степкина, Ю.В. Высоковольтное оборудование станций и подстанций: учеб. пособие. - Тольятти: ТГУ, 2006. - 49 с.
- 5) Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений. Учебник. - М.: Форум, 2014. - 416 с.
- 6) Галанов, В.П. Влияние качества электроэнергии на уровень ее потерь в сетях. - Электрические станции, 2001, №5, с.54-63.
- 7) Васильева, Т.Н. Надежность электрооборудования и систем электроснабжения. - М.: Горячая линия-Телеком, 2015. - 152 с
- 8) Овчинников, А. Потери электроэнергии в распределительных сетях 0,38 - 6 (10) кВ. - Новости ЭлектроТехники, 2003, №1, с.15-17.
- 9) Энергоучет АСКУЭ современного предприятия: [Электронный ресурс]. М., 2015. URL: <http://www.eu.sama.ru/>. (Дата обращения 05.07.2015).
- 10) <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0312874-18#Text>
- 11) О потерях электроэнергии [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.energobit.net/poter.html> (дата обращения: 19.05.2017).
- 12) Коммерческие потери электроэнергии в электрических сетях [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.news.elteh.ru/arh/2002/16/09.php> (дата обращения: 16.05.2017).
- 13) Загорский, Я. Т. Границы погрешности измерений при расчетном и техническом учете электроэнергии / Я. Т. Загорский, Е. В. Комкова // Электричество, 2011. – № 8. – С. 14–17.

14) Галыгина, О. С. О некоторых аспектах учета и потерь электроэнергии в предприятиях электросетей / О. С. Галыгина, В.Ф. Заугольников // Энергетик, 2008. – № 5. – С.19–21.

15) Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении [Текст]. – М. : Издательство НЦ ЭНАС, 2007. – 112 с.

16) Энергосбережение, коммерческие потери электроэнергии и их снижение [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.energosber18.ru> (дата обращения: 25.05.17).

17) Методология энергетических обследований электрических сетей [Электронный ресурс]. – Режим доступа : http://www.energo/load/metodiki/metodologija_energeticheskikh_obsledovaniy_elektricheskikh_setej (дата обращения: 16.05.2017).

Додатки

Додаток А

