

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ІНСТИТУТ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ
УДК 621.316.1

ПОГОДЖЕНО

Директор ІНІ енергетики,
автоматики і енергозбереження

Капун В.В.

(підпис)

«___» _____ 2021 р.

ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ

Завідувач кафедри
електропостачання
ім. проф. В.М.Синькова

Козирський В.В./

(підпис)

«___» _____ 2021 р.

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему: «Підвищення ефективності системи електроспоживання підприємства АПК»

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(код і назва)

Спеціалізація _____ дослідницька

(назва)

Магістерська програма _____ електричні мережі і системи

(назва)

Програма підготовки _____ освітньо-професійна

(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

Виконав

Климюк Д.Б.

(підпис)

(ПІБ)

Керівник магістерської роботи

К.Т.Н., доцент

(науковий ступінь та вчене звання)

(підпис)

Омельчук А.О.

(ПІБ)

Нормоконтроль

К.Т.Н., доцент

(науковий ступінь та вчене звання)

(підпис)

Гай О.В.

(ПІБ)

Консультанти

Охорона праці, К.Т.Н., доцент

(розділ)

(науковий ступінь та вчене звання)

(підпис)

Омельчук А.О.

(ПІБ)

Економічний розрахунок, К.Т.Н., доцент

(розділ)

(науковий ступінь та вчене звання)

(підпис)

Волошин С.М.

(ПІБ)

Київ – 2021

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ІНЖЕНЕРТЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

електропостачання ім. проф. В.М.Синькова

Д.Т.Н., професор

(ступінь, звання)

Козирський В.В.

(підпис)

(ПІБ)

2021 р.

ЗАВДАННЯ

ДО ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ РОБОТИ СТУДЕНТУ

Климюк Денису Борисовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(код і назва)

Спеціалізація виробнича

(назва)

Магістерська програма електричні мережі і системи

(назва)

Програма підготовки освітньо-професійна

(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

Тема магістерської роботи «Підвищення ефективності системи електроспоживання підприємства АПК»

затверджена наказом ректора НУБіП України від 01.02.2021 р. № 175 «С»

Термін подання завершеної роботи на кафедру 21.11.15

(рік, місяць, число)

Вихідні дані до магістерської роботи, характеристика і схема розподільчої мережі 10 кВ, графіки навантаження споживачів.

Перелік питань, що підлягають дослідженню:

Розрахунок електричної мережі 0,38 кВ.

Перевірка параметрів лінії напругою 10 кВ.

Підвищення економичності електроспоживання.

Компенсація реактивної потужності в мережі господарства.

Перелік графічного матеріалу: презентація з 18 слайдів у програмному забезпеченні MS PowerPoint 2003.

Дата видачі завдання «7» серпня 2021 р.

Керівник магістерської роботи

Омельчук А.О.

(підпис)

(ПІБ)

Завдання прийняв до виконання

Климюк Д.Б.

(підпис)

(ПІБ)

ЗМІСТ

НУБІП України

РЕФЕРАТ.....

ВСТУП.....

РОЗДІЛ 1 СИСТЕМА ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ НАСЕЛЕНОГО ПУНКТУ

1.1. Характеристика електричної мережі населеного пункту.....

1.2. Потужності споживачів електричної енергії.....

РОЗДІЛ 2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 0,38 кВ.....

2.1. Розрахунок ліній електропередачі напругою 0,38 кВ....

2.2. Обґрунтування параметрів трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ...

2.3. Перевірка електричної мережі 0,38 кВ на зниження напруги при запуску асинхронного двигуна.....

РОЗДІЛ 3 ПЕРЕВІРКА ПАРАМЕТРІВ ЛІНІЇ НАПРУГОЮ 10 кВ.....

3.1. Розрахунок навантаження ділянок лінії 10 кВ.....

3.2. Розрахунок струмів короткого замикання.....

3.3. Вибір електричного обладнання комірки відхідної лінії 10 кВ.....

3.4. Вибір релейного захисту лінії електропередачі напругою 10 кВ.....

РОЗДІЛ 4 ПІДВИЩЕННЯ ЕКОНОМІЧНОСТІ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ...

4.1. Тарифи на електроенергію.....

4.2. Вдосконалення системи обліку електроенергії.....

4.2.1. Розрахунок ефективності впровадження багатозонного тарифу.....

4.2.2. Розрахунок плати за електроенергію за багатозонним тарифом...

РОЗДІЛ 5 КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В МЕРЕЖІ

ГОСПОДАРСТВА.....

5.1. Аналіз режиму навантаження підстанції 10/0,4 кВ.....

5.2. Розрахунок плати за перетоки реактивної потужності без КРП...

5.3. Розрахунок плати за перетоки реактивної потужності з КРП...

5.4. Графіки навантаження при компенсації реактивної потужності...

5.5. Оцінка ефективності КРП на щинах 0,4 кВ ТП.....

РОЗДІЛ 6 ЗАХОДИ ЩОДО ОХОРОНИ ПРАЦІ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ

МЕРЕЖІ.....

6.1. Аналіз можливої небезпеки в трифазній чотирипровідній

мережі 0,38 кВ з заземленою нейтраллю.....

6.2. Розрахунок заземлюючого пристрою трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ.....

6.3. Розрахунок блискавкозахисту трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ.....

6.4. Аналіз небезпеки при обслуговуванні електроустаткування.....

ВИСНОВКИ.....

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ЖЕРЕЛ.....

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

ВСТУП

За встановленою сумарною потужністю, кількістю використаного електрообладнання сільське господарство ще недавно переважало більшість інших галузей господарства України.

Незважаючи на масові негативні наслідки реформування багатьох галузей економіки і, зокрема, сільського господарства, енергетики повинні бути готовими до якісної зміни енергетичної бази сільськогосподарських і, в першу чергу, переробних підприємств, зміни темпів зростання електроспоживання і зростання навантаження в електричних мережах.

Усі споживачі електроенергії першої категорії надійності електропостачання повинні мати живлення від кількох (основної і резервної) споживчих трансформаторних підстанцій, приєднаних до різних ліній електропередачі напругою 10...35 кВ, котрі в свою чергу живляться від різних районних трансформаторних підстанцій.

Впровадження нових, більш чутливих до якості електроенергії і надійності електропостачання електроприймачів, обумовлює більш жорсткі вимоги до параметрів і режимів роботи мереж. Тому технічний стан і параметри електричних мереж повинні бути оптимальними і забезпечувати нормовані показники якості і надійності електропостачання.

Енергоозборочність праці в агропромисловому виробництві у 6 разів менша ніж у промисловості, а рівень споживання електроенергії сільським населенням у побуті майже в чотири рази нижчий порівняно з міським. Поки що низькою також є експлуатаційна надійність електрообладнання. Щорічно в господарствах виходить з ладу 15-20 % наявних електродвигунів. Основна причина цього – низька якість профілактичних заходів, незадовільне технічне обслуговування, недосконалість захисту від аварійних режимів, неправильна експлуатацією та низька надійність електропостачання і якість електричної енергії (понад 80 % всіх відмов електрообладнання). Як наслідок, витрати на технічну експлуатацію за нормативний строк окупності в 4-10 разів перевищують вартість нового електрообладнання.

Для вирішення проблеми необхідно підняти на якісно новий рівень базу сільської енергетики шляхом її технічного переоснащення, прискорити розробку та виробництво нового високоефективного електротехнічного та

теплоенергетичного обладнання, приладів і засобів автоматизації. Крім того, треба вжити дієвих заходів щодо підвищення надійності електропостачання, підвищення якості електричної енергії шляхом реконструкції існуючих мереж та їх подальшого розвитку.

Актуальність теми магістерської роботи обумовлена незадовільним техніко-економічним станом системи електроспоживання об'єкту дослідження, низькою економічністю роботи системи електроспоживання господарства в сучасних умовах розвитку аграрного виробництва.

Це потребує її реконструкції шляхом збільшення потужності та впровадження енергоощадних заходів.

Метою магістерської роботи є розробка заходів щодо підвищення економічності системи електроспоживання електропостачання підприємств АПК та населеного пункту та підвищення пропускної здатності електричної мережі

Об'єктом дослідження є процеси передачі і розподілу електроенергії в електричній мережі населеного пункту з агропромисловим виробництвом.

Предмет дослідження – встановлення залежності впливу параметрів електричної мережі на рівень економічності і якості електроспоживання.

РОЗДІЛ I

СИСТЕМА ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ НАСЕЛЕНОГО ПУНКТУ

1.1. Характеристика електричної мережі населеного пункту

Електропостачання населеного пункту Миролубівка Коростенського р-ну Житомирської обл. здійснюється від підстанції напругою 35/10 кВ.

В експлуатації знаходиться 8,52 км ліній 0,38 кВ, 2 щоголові ТП і 3 КТП загальною потужністю 234 кВА, електрифіковано 393 житлових будинки, 15 громадських, 8 виробничих споруд.

В с.Миролубівка радіоережа виконана на опорах спільно з існуючими лініями 0,38 кВ. Протяжність спільної підвіски становить 5,4 км.

Для захисту людей, що знаходяться в приміщеннях, від грозових перенапруг виконані заземлюючі пристрої, до котрих приєднуються всі траверси, щирі, крюки і нульовий провід, а також крюки і траверси радіотрансляційної мережі.

Відстань між заземлюючими пристроями не більше 80 м (при числі грозових годин не більше 60 год/рік).

Заземлюючі пристрої також передбачені і на опорах, від котрих виконані відгалуження до вводів в приміщення комунально-побутових споживачів та у виробничі приміщення. Також заземлюючі пристрої споруджуються на кінцевих опорах ліній на відстані від найближчого захисного заземлення не більше 50 м.

В населеному пункті Миролубівка розрахунковий питомий опір ґрунту риний $1,6 \cdot 10^4$ Ом·см.

Світильники вуличного освітлення типу СПО-200 встановлені на опорах на висоті 6,5 м.

Управління вуличним освітлення здійснюється в автоматичному режимі за допомогою фотореле.

Облік активної енергії здійснюється на стороні нижчої напруги кожної ТП 10/0,4 кВ, а також в кожному житловому будинку, громадському приміщенні, а також у виробничих приміщеннях, приєднаних до мереж зі змішаним навантаженням.

Таблиця 1.1

Характеристика системи електроспоживання с. Миролубівка

1	Кількість будинків	395
---	--------------------	-----

2	Кількість ТП-10/0,4 кВ	Всього	з них	
			МТП існ./проект	КТП існ./проект

Продовження табл. 1.1

3	Річне споживання електроенергії, тис.кВт·г	6150
4	в тому числі:	620
	а) на виробничі потреби	
	б) на комунально-побутові потреби	5500
5	Питоме споживання електроенергії	
	а) на виробничі потреби на 1 га пашні	-
	б) на комунально-побутові потреби на 1 будинок, кВт·г	1450
6	Максимальна потужність на вводи в житловий будинок, кВт	6,5
7	Розрахункові кліматичні умови	
	а) район ожеледі (товщина стінки льоду), мм	10
	б) район за вітром (швидкісний натиск вітру), кг/м ²	20
8	Тип опор	T-3-407-42 (56)
9	Загальна довжина магістралей ліній 0,38 кВ, км	9,5
	в тому числі на з/б опорах	8,5
	на дерев'яних опорах з з/б приставками	1,0
	а) новозбудованих	2,0
	б) реконструйованих	7,5
10	Протяжність відгалужень від магістралей лінії, км	5,6

Продовження табл. 1.1

11		Всього	На дерев'яних опорах з з/б приставками	На з/б опорах
	Кількість опор, шт	208	180	190
	(в тому числі) складних, шт	96	30	65
12	Кількість підставних опор, шт	15	15	-
13	Кількість вуличного освітлення, шт	115		

Продовження табл. 1.1

14	Потреба в основних матеріалах	Всього	На новозбудованих лініях		
			на 1 км на ПШ на дерев'яних опорах	на 1 км на ПШ на з/б опорах	на 1 км всього
	а) проводи алюмінієві, т	1,885	0,219	0,206	0,218

б) проводи сталі алюмінієві, т	0,72	0,08	0,09	0,083
в) залізобетон, м ³	60,16	5,3	12,8	
г) метал для ліній 0,38 кВ	3,33			

Продовження табл. 1.1

13	Кошторисна вартість електропостачання за зведеним кошторисом, тис.грн	333,9
	в тому числі буд.-монтажні роботи, тис.грн	280,3
14	Вартість по об'єктних кошторисах:	
	а) лінії 0,38 кВ (новоспоруджувані і реконструйовані), тис.грн	224,1
	б) ТП-10/0,4 кВ, тис.грн	48,4
15	Вартість будівництва 1 км лінії, тис.грн	25,80

1.2. Потужності споживачів електричної енергії

Для електропостачання населеного пункту випускною роботою передбачено розрахунок електричної мережі: лінії електропередачі напругою 0,38 кВ, споживчої трансформаторної підстанції напругою 10/0,38 кВ, а також лінії електропередачі напругою 10 кВ.

Для споживачів електричної енергії за таблицями імовірнісних характеристик навантажень споживачів [2] визначають параметри навантаження на їх вводах, котрі заносять до табл. 1.2:

– розрахункові (максимальні) активні і реактивні навантаження на вводі в денний (P_{dmax} , Q_{dmax}) і вечірній ($P_{вmax}$, $Q_{вmax}$) максимуми;

– математичні очікування (середні значення) навантажень – $M P_d$, $M Q_d$, $M P_{в}$, $M Q_{в}$;

– середні квадратичні відхилення або дисперсії σ навантажень

Якщо для окремих споживачів відоме лише одне розрахункове навантаження на вводі P_{max} , то їх денні P_{dmax} і вечірні $P_{вmax}$ навантаження визначаються за формулами

$$P_{dmax} = K_d P_{max}; \quad P_{вmax} = K_{в} P_{max}$$

де K_d , $K_{в}$ - коефіцієнти участі навантаження у денному і вечірньому максимумі:

Розрахунок потужності навантаження заданого населеного пункту методом ймовірносних характеристик.

Розрахункові активні (реактивні) денні і вечірні навантаження населеного пункту (або погодинні добові навантаження ліній електропередачі і трансформаторних підстанцій) визначаються за формулами

$$P_{\Sigma} = MP_{\Sigma} + \sqrt{\sum_i (\beta \sigma_{pi})^2}; \quad Q_{\Sigma} = MQ_{\Sigma} + \sqrt{\sum_i (\beta \sigma_{qi})^2}; \quad (2.1)$$

$$S_{\Sigma TP} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}.$$

β - коефіцієнт надійності розрахунків (якщо ймовірність не перевищення розрахункового навантаження випадковими значеннями складає 97,5...99,87%, то $\beta=2...3$).

При розрахунках потужності навантажень можна враховувати дисперсії D ($\sigma = \sqrt{D}$) навантажень i -тих споживачів для денного і вечірнього максимумів, котрі визначаються

$$DP_i = \frac{(P_{\max_i} - MP_i)^2}{2}; \quad DQ_i = \frac{(Q_{\max_i} - MQ_i)^2}{2}. \quad (2.2)$$

Сумарні величини математичних очікувань та дисперсій навантажень денного і вечірнього максимумів визначаються

$$MP_{\Sigma} = \sum_i MP_i \quad MQ_{\Sigma} = \sum_i MQ_i$$

$$DP_{\Sigma} = \sum_i DP_i \quad DQ_{\Sigma} = \sum_i DQ_i \quad (2.3)$$

До вечірнього навантаження додається навантаження вуличного та зовнішнього освітлення. Навантаження вуличного освітлення $P_{B.O.}$, кВт (освітлення вулиць з житловими будинками) визначається за формулою

$$P_{B.O.} = P_{B.H} / L_B \cdot 10^{-3} \quad (2.4)$$

$$P_{B.O.} = 6 \cdot 5600 \cdot 10^{-3} = 33,6 \text{ кВт}$$

де $P_{B.H}$ - норма вуличного освітлення [2], Вт/м ;

$L_B=5600$ м - довжина вулиць (визначається з плану населеного пункту з

урахуванням масштабу), м.

Навантаження зовнішнього освітлення $P_{з.о.}$ (територій ферм, господарчих дворів тощо) обчислюємо з розрахунку 250 Вт на одне приміщення і 3 Вт на один метр периметра території, тобто

$$P_{з.о.} = (250 N_{пр} + 3 L_{п}) 10^{-3}, \quad (2.5)$$

де $N_{пр} = 16$ шт - кількість приміщень;

$L_{п} = 600$ м - периметр території господарчого двору.

$$P_{з.о.} = 250 \cdot 16 + 3 \cdot 600 = 5,8 \text{ кВт},$$

$$P_{в.о.} + P_{з.о.} = 33,6 + 5,8 = 39,4 \text{ кВт}.$$

Годі сумарні активні, реактивні та повні навантаження всіх споживачів для денного і вечірнього максимумів

$$P_{\Sigma} = MP_{\Sigma} + \beta \cdot \sqrt{DP_{\Sigma}}; \quad Q_{\Sigma} = MQ_{\Sigma} + \beta \cdot \sqrt{DQ_{\Sigma}}; \quad (2.6)$$

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}.$$

Таблиця 2.1

Імовірнісні характеристики навантаження споживачів електричної енергії.

№ п/п	Споживач	Кількість	Денний максимум навантаження						Вечірній максимум навантаження					
			Активна			Реактивна			Активна			Реактивна		
			потужність, кВт			потужність, квар			потужність, кВт			потужність, квар		
			P_{dmax}	$\beta\sigma_p$	MP_d	Q_{dmax}	$\beta\sigma_q$	MQ_d	P_{vmax}	$\beta\sigma_p$	MP_v	Q_{vmax}	$\beta\sigma_q$	MQ_v
1	Корівник	1	6	5	1	6	5	1	6	5	1	6	5	1
2	Корівник	1	15	11,5	3,5	13	10	3	15	11,5	3,5	13	10	3
3	Корівник	1	10	8	2	8	7	1	10	8	2	8	7	1
4	Корівник	1	17	13	4	13	10	3	17	13	4	13	10	3
5	Будинок тваринників	1	3	2,8	0,2	-	-	-	5	4	1	-	-	-
6	Водонапірна башта	1	100	20	80	90	15	75	100	20	80	90	15	75
7	Пожежне депо	1	4	3,5	0,5	3	2,8	0,2	4	3,5	1	3	2,8	0,2
8	Мех. майстерня	1	10	8	2	7	3,5	1,5	5	3,5	1,5	4	3	1
9	Житловий будинок	1	4,5	4,14	0,36	1,5	1,41	0,09	7,5	6,9	0,6	1,87	1,69	0,18
10	Житлові будинки	21	2,1	1,77	0,33	1,2	1	0,20	5	4,25	0,75	2,32	1,97	0,35
11	Магазин	1	10	8	2	5	4,5	0,5	10	8	2	5	4,5	0,5
12	Житлові будинки	14	2,1	1,77	0,33	1,2	1	0,2	5	4,5	0,75	2,32	1,97	0,35
13	Лісництво	1	15	11	4	10	8	2	8	7	1	-	-	-
14	Пошта	1	7	5,5	1,5	3	3	1	3	3	0	-	-	-
15	Торгівельний комбінат	1	40	24	16	30	20	10	25	17	8	15	11	4
16	Дитячий садок	1	9	7	2	5	4,5	0,5	6	5,5	0,5	3	2,8	0,2
17	Яслі	1	9	7	2	5	4,5	0,5	6	5,5	0,5	3	2,8	0,2
18	Фельдш. акуш. пункт	1	4	3,5	0,5	-	-	-	4	3,5	0,5	-	-	-

РОЗДІЛ 2

РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 0,38 КВ

НУВБІП УКРАЇНИ

2.1. Розрахунок ліній електропередачі напругою 0,38 кВ

НУВБІП УКРАЇНИ

Вважаємо навантаження ліній напругою 0,38 кВ симетричним. При визначенні розрахункового навантаження на кожній ділянці лінії 0,38 кВ використовуємо метод імовірнісних характеристик, наведений вище. У випадках, якщо явно виражений денний або вечірній максимуми навантаження, розрахунок проводять за найбільшим з них - денним або вечірнім.

НУВБІП УКРАЇНИ

Результати розрахунку навантажень ліній 0,38 кВ заносимо у табл. 2.1.

Таблиця 2.1

Розрахунок навантажень лінії 0,38 кВ

Ділянка лінії	Денне навантаження			Вечірнє навантаження		
	P _{дΣ} , кВт	Q _{дΣ} , кВАр	S _{дΣ} , кВА	P _{вΣ} , кВт	Q _{вΣ} , кВАр	S _{вΣ} , кВА
1	2	3	4	5	6	7
Лінія 1						
1-2	17	9,6	19,5	40,5	18,9	44,7
2-3	23,16	12,68	26,4	48	21,46	52,6
3-4	31,66	17,48	36,1	68,25	30,91	74,9
4-5	40,16	22,28	45,9	88,5	40,36	97,2
5-6	53,36	31,38	61,9	95	45,6	105,3
8-7	17	9,6	19,5	40,5	18,9	44,7
10-9	21,7	11,7	24,6	33,45	16,35	37,2
7-9	38,7	21,3	44,1	73,95	35,25	81,9
9-6	92,06	52,68	106,01	168,95	80,85	187,3
6-0	92,06	52,68	106,01	168,95	80,85	187,3
Лінія 2						
7-6	113,5	100,2	151,4	111,8	100,2	150,1
6-5	117,5	100,2	154,4	118,4	100,2	155,1
5-4	125,5	108,2	165,7	126,4	108,2	166,4
4-3	145,2	125,4	191,8	146,1	125,4	192,5
1-2	35,6	28	45,3	35,6	28	45,3

Продовження табл. 2.1

	1	2	3	4	5	6	7
2-3	180,8	153,4	237,1	181,7	153,4	237,8	
3-0	180,8	153,4	237,1	181,7	153,4	237,8	
Лінія 3							
11-10	11	3,2	11,4	18,9	6,3	19,9	
10-9	19,5	8	21,1	39,15	15,75	42,2	
8-7	23,6	13,6	27,2	16,2	8,2	18,2	
7-9	43,1	21,6	48,2	53,35	23,95	60,3	
9-6	51,6	26,4	57,9	75,6	33,4	82,6	
6-5	101,5	64,7	120,4	107,6	52,9	119,9	
5-4	110	69,5	130,1	127,85	62,35	142,2	
4-3	118,5	74,3	139,9	148,1	71,8	164,6	
3-2	127,6	79,3	150,2	152,3	71,8	168,4	
2-1	150,2	92,5	176,4	163,1	71,8	178,2	
1-0	150,2	92,5	176,4	163,1	71,8	178,2	

Переріз і кількість проводів на ділянках лінії 0,38 кВ визначають методом економічних інтервалів за більшою (денною $S_{дз}$ чи вечірньою $S_{вз}$) сумарною потужністю S_{max} .

Економічні інтервали потужностей визначаються граничними величинами потужностей для двох суміжних перерізів проводу, котрі визначаються за формулою:

$$S_{г} = d \cdot U_{\phi} \cdot \sqrt{\frac{1000 \cdot E \cdot b}{\rho \cdot \tau \cdot c}} \quad (2.1)$$

де d - коефіцієнт, що залежить від типу лінії (кількості проводів ліній m):

при $m_1 = m_2 = 2$, $F_1 < F_2$, $d = \sqrt{F_1 \cdot F_2}$, при $m_1 = 2$, $m_2 = 3$ і $F_1 = F_2 = F$ $d = 0,895 \cdot F$; при $m_1 = 3$, $m_2 = 4$, $F_1 = F_2 = F$, $d = 1,56 \cdot F$; при $m_1 = m_2 = 4$, $F_1 < F_2$, $d = 3,42 \cdot \sqrt{F_1 \cdot F_2}$;

τ - фіктивний час втрат електроенергії від передачі потужності $S_{г}$, год/рік;

E - сумарний коефіцієнт, котрий об'єднує коефіцієнти амортизаційних відрахувань ($E_a = 0,075$), відрахувань на поточний ремонт ($E_{пр} = 0,008$), нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень ($E_{н} = 0,17$) і коефіцієнт оплати за інвестиції $\alpha = 2,873$:

$$E = E_a + E_{pr} + E_n \cdot \alpha, \quad (2.2)$$

b - коефіцієнт апроксимації вартості 1 км лінії з числом проводів m .

$$K = a + b \cdot m \cdot E,$$

ρ - питомий опір матеріалу проводу, (Ом·мм²)/м;

c - питома вартість електроенергії, грн/кВт·г.

Вибрані за економічним критерієм проводи потрібно перевірити за втратою напруги: фактична втрата напруги до найвіддаленішої точки мережі $\sum_{i=1}^n \Delta U_{i-n}$ не повинна перевищувати допустиму $\Delta U_{доп}$

$$\sum_{i=1}^n \Delta U_{i-n} < \Delta U_{доп}. \quad (2.3)$$

Фактична втрата напруги (ΔU) на $(i-n)$ ділянці лінії визначається за формулою

$$\Delta U_{i-n} = \frac{P_{i-n} \cdot R_{i-n} + Q_{i-n} \cdot X_{i-n}}{U_{ном}}, \quad (2.4)$$

де P_{i-n} , Q_{i-n} - розрахункові активна та реактивна потужності $(i-n)$ ділянки лінії, кВт, кВАр;

R_{i-n} , X_{i-n} - активний та реактивний опори $(i-n)$ ділянки лінії, Ом.

$$R_{i-n} = r_{0i-n} \cdot l_{i-n}; \quad X_{i-n} = x_{0i-n} \cdot l_{i-n}, \quad (2.5)$$

r_{0i-n} , x_{0i-n} - питомі активний та реактивний опори проводу $(i-n)$ ділянки лінії, Ом/км;

$U_{ном}$ - номінальна напруга лінії, кВ.

Втрата напруги у відсотках від номінальної величини визначається:

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{U_{ном}} \cdot 100, \quad (2.6)$$

Таблиця 2.2

Результати вибору марки і перерізів проводів лінії 0,38 кВ

Ділян	Навантаження	Довжина	Провід
-ка	P_{Σ} , кВт	ділянки, км	
			Q_{Σ} , кВАр

Лінія 1				СПІ-3х50+70
1-2	40,5	18,9	0,4	
2-3	48	21,6	0,4	
3-4	68,25	30,9	0,38	
4-5	88,5	40,36	0,3	
5-6	95	45,6	0,23	
8-7	40,5	18,9	0,14	
10-9	33,45	16,35	0,23	
7-9	73,95	35,25	0,92	
9-6	168,95	80,85	0,85	
6-0	168,95	80,85	0,13	
Лінія 2				СПІ-3х50+70
7-6	118,4	100,2	0,4	
6-5	118,4	100,2	0,09	
5-4	126,4	108,2	0,2	
4-3	146,1	125,4	0,18	
1-2	35,6	28	0,2	
2-3	181,7	153,4	0,2	
3-0	181,7	153,4	0,9	
Лінія 3				СПІ3х50+70
11-10	18,9	6,3	0,11	
10-9	39,15	15,7	0,13	
8-7	16,2	8,2	0,32	
7-9	55,35	23,9	0,4	
9-6	75,6	33,4	0,4	
6-5	107,6	52,9	0,17	
5-4	127,8	62,3	0,06	
4-3	148,1	71,8	0,11	
3-2	152,3	71,8	0,13	
2-1	163,1	71,8	0,47	
1-0	163,1	71,8	1,04	

Аналіз розрахунків показав, що фактична втрата напруги в лініях 2 і 3 напругою 0,38 кВ перевищує допустиму втрату напруги. Окрім того, навантаження головних ділянок цих ліній перевищує економічно граничну величину для запропонованих проводів СПІ 3х50+70.

Тому, з метою зменшення втрат напруги в лініях №2 і №3 напругою 0,38 кВ і забезпечення нормованого відхилення напруги у споживачів (особливо віддалених), а також з метою зменшення втрат електроенергії в цих лініях електропередачі необхідно здійснити реконструкцію мережі.

2.2. Обґрунтування параметрів трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ

Кількість трансформаторних підстанцій у населеному пункті

$$n_{ТП} = \sqrt{\frac{S_{\max \Sigma} \cdot \Delta F \cdot B}{\Delta U_{\text{доп}}}} \quad (2.7)$$

де $S_{\max \Sigma}$ - найбільша сумарна потужність (денна $S_{\text{дн}}$ чи вечірня $S_{\text{вв}}$) споживачів населеного пункту, кВА;

ΔF - площа населеного пункту, км²;

B - параметр, що залежить від напруги (для ТП 10/0,4 кВ $B = 0,06 \dots 0,07$ %/км);

$\Delta U_{\text{доп}}$ - допустима втрата напруги у мережі 0,38 кВ, що визначається з таблиці вибору регульованих надбавок, %.

$$n_{ТП} = \sqrt{\frac{596 \cdot 1,8 \cdot 0,06}{8}} = 2,8$$

Приймаємо для спорудження три споживчих ТП напругою 10/0,4 кВ.

Враховуючи рельєф місцевості на плані населеного пункту ТП-10/0,4 кВ розміщують з урахуванням центру навантаження, рівномірної довжини лінії 0,38 кВ, живлення споживачів однакового характеру.

Реконструкція мережі включає:

- спорудження трансформаторної підстанції ТП3-10/0,4 кВ в точці 2 лінії 2 для живлення споживачів лінії 2;

- ділянка 3-0 лінії 2 не демонтується, а залишається для резервування живлення від ТП2 з встановленням на ній лінійного роз'єднувача, котрий в

нормальному режимі буде відключений;

- спорудження трансформаторної підстанції ТП-4 напругою 10/0,4 кВ в точці 5 лінії 3 для живлення споживачів лінії 3;

- ділянка 2-0 лінії 3 не демонтується, а залишається для резервування живлення від ТП-1 з встановленням на ній лінійного роз'єднувача, котрий в нормальному режимі буде відключений.

Розмістивши ТП -10/0,4 кВ в електричній мережі населеного пункту, визначаємо траси проходження лінії 0,38 кВ забезпечивши наближену рівномірність довжини ліній 0,38 кВ.

Розрахунок кількості і потужності силових трансформаторів підстанцій здійснюємо за більшою (вечірньою) повною сумарною потужністю на шинах 0,4 кВ S_{Σ} у котра визначається методом імовірнісних характеристик згідно (2.1).

У вечірньому навантаженні ТП потрібно враховувати навантаження вуличного $P_{\text{во}}$ та зовнішнього $P_{\text{зо}}$ освітлення.

Згідно методу економічних інтервалів для підстанції приймаємо силові трансформатори типу ТМ (табл. 2.3).

Таблиця 2.3

Вибір потужності силових трансформаторів ТП-10/0,4 кВ

Лінія	Денне навантаження			Вечірнє навантаження			Ном. потужність трансформатора
	$P_{\text{дс}}$	$Q_{\text{дс}}$	$S_{\text{дс}}$	$P_{\text{вс}}$	$Q_{\text{вс}}$	$S_{\text{вс}}$	
1	92	52	106	168	80,8	187,3	$S_{\text{ном ТП2}}=160 \text{ кВА}$
2	180,8	153	237	181	153	237	$S_{\text{ном ТП3}}=250 \text{ кВА}$
3	150,2	95,5	176,4	163,1	71,8	178	$S_{\text{ном ТП4}}=160 \text{ кВА}$
Σ	423	410	589	513	305	596	

2.3. Перевірка електричної мережі 0,38 кВ на зниження напруги при запуску асинхронного двигуна

Під час пуску асинхронного двигуна з к.з. ротором відбувається зростання струму в 6...7 разів, що викликає додаткові втрати напруги та зменшення напруги до такого рівня, при якому неможливий запуск цього електродвигуна і, навіть, зупинка працюючих електродвигунів цієї лінії:

$$\Delta U_{\phi} \leq \Delta U_{\text{доп}}$$

де ΔU_{ϕ} - фактичне відхилення напруги на вводі електродвигуна (%), що визначається втратами напруги в лінії електропередачі $\Delta U_{\text{л}}$, в силовому трансформаторі підстанції $\Delta U_{\text{тр}}$, надбавкою напруги трансформатора $\Delta U_{\text{тр}}$ та відхиленням напруги на шинах ВН підстанції $\Delta U_{\text{ВН}}$:

$$\Delta U_{\phi} = \Delta U_{\text{л}} + \Delta U_{\text{тр}} + \Delta U_{\text{надб}} + \Delta U_{\text{ВН}} \quad (2.8)$$

Втрата напруги в лінії електропередачі визначається за формулою:

$$\Delta U_{\text{л}} = \Delta U + \frac{Z_{\text{л}}}{Z_{\text{л}} + Z_{\text{дв}}} \cdot 100 \quad (2.9)$$

де ΔU - втрата напруги в лінії електропередачі до пуску електродвигуна;

$Z_{\text{л}}$ - повний опір лінії, Ом;

$Z_{\text{дв}}$ - повний опір короткого замикання двигуна, Ом:

$$Z_{\text{л}} = \sqrt{(r_0 l)^2 + (x_0 l)^2} \quad (2.10)$$

де r_0, x_0 - питомий активний та індуктивний опір провoda лінії, Ом/км;

l - довжина лінії, км;

$$Z_{\text{дв}} = \frac{U \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot k_{\text{п}} \cdot I_{\text{п}}} \quad (2.11)$$

де U - лінійна напруга, кВ;

НУБІП України

$k_{дн}$ - кратність пускового струму електродвигуна;

$I_{н}$ - номінальний струм електродвигуна, А.

$\Delta U_{доп}$ - допустиме зниження напруги на ввіді асинхронного електродвигуна за умовою можливого розгону, %:

$$\Delta U_{доп} = \left(1 - \sqrt{\frac{M_{тр} + M_{зб}}{M_{пуск}}} \right) \cdot 100 \quad (2.12)$$

де $M_{тр}$ - момент зрушення робочої машини, приведений до валу двигуна;

$M_{зб}$ - необхідний надлишковий моменту при пуску ($0,25M_{н}$);

$M_{пуск}$ - пусковий момент електродвигуна.

На лінії 3 ТПЗ працює найпотужніший для даної мережі двигун АИР132М2, потужність якого 11 кВт з наступними технічними характеристиками:

НУБІП України

$n_n = 1410$ об/хв - номінальна частота обертів двигуна;

$I_{н} := 21,1$ А - номінальний струм двигуна;

$k_n := 7,5$ - кратність пускового струму двигуна;

$P_{н} := 11$ кВт - номінальна потужність двигуна;

НУБІП України

$\eta = 0,925$ - к.к.д. двигуна;

$\cos \phi = 0,89$ - коефіцієнт потужності двигуна;

$s_{н.с} := 0,06$ - номінальне ковзання електродвигуна;

$\mu_{пуск} := 1,7$ - кратність пускового моменту електродвигуна.

НУБІП України

Визначаємо надлишковий момент на валу двигуна:

$$\begin{aligned} M_{зб} &:= P_{н} \cdot 0,25 \cdot M_{н} \\ M_{н} &:= \frac{9550}{n_n} \\ M_{зб} &= 18,626 \text{ Н м.} \end{aligned} \quad (2.13)$$

Визначаємо пусковий момент $M_{п}$ на валу двигуна:

НУБІП України

Визначаємо момент зрушення $M_{зр}$ на валу двигуна:

$$M_{зр} := 14,504 \text{ Н м}$$

Визначаємо фактичну втрату $\sum P_{втр}$ на лінії електропередачі:

Визначаємо втрату напруги на i -тих ділянках лінії електропередачі з активним R_i та реактивним X_i навантаженням, даючи формулу за $N_{доп}$ пуску двигуна:

$$\Delta U_i = \frac{N_{доп} \cdot R_i}{U^2} + \frac{N_{доп} \cdot X_i}{U^2} \quad (2.14)$$

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

$$Z = 1.299 \text{ Ом.}$$

Тоді втрата напруги в лінії електропередачі під час пуску двигуна:

НУБІП України

$$\Delta U_{\text{л}} := \Delta U + \frac{Z_{\text{л}}}{Z_{\text{л}} + Z_{\text{дв}}} \cdot 100 \quad (2.18)$$

$$\Delta U_{\text{л}} = 2.317 \text{ \%}$$

Втрата напруги в силовому трансформаторі підстанції при пуску двигуна:

НУБІП України

$$\Delta U_{\text{тр}} = \frac{u_{\text{к}}}{S_{\text{н}}} \cdot \sqrt{(K_{\text{ф}} \cdot S_{\text{дв}} \cdot \cos \phi_{\text{н}} + S_{\text{нав}} \cdot \cos \phi_{\text{нав}})^2 + (K_{\text{ф}} \cdot S_{\text{дв}} \cdot \sin \phi_{\text{н}} + S_{\text{нав}} \cdot \sin \phi_{\text{нав}})^2} \quad (2.19)$$

Технічні параметри силового трансформатора:

$$S_{\text{н}} := 250 \text{ кВА, } u_{\text{к}} := 4.5\%$$

Навантаження інших споживачів, приєднаних в кінці лінії, та коефіцієнт реактивної потужності цього навантаження з попередніх розрахунків становлять:

$$P_{\text{нав}} = 181 \text{ кВт,}$$

$$Q_{\text{нав}} = 153 \text{ кВАр,}$$

$$\cos \phi_{\text{нав}} = 0.764$$

$$\sin \phi_{\text{нав}} = 0.417$$

Коефіцієнт потужності двигуна в момент його пуску з врахуванням впливу

мережі визначається за формулою:

$$K_{\text{ф}} := \frac{100 \cdot k_{\text{н}} \cdot Z_{\text{дв}}}{\left(\frac{u_{\text{н}} \cdot \cos \phi_{\text{н}}}{100} + S_{0.025} \cdot k_{\text{н}} \right)^2}$$

Фактична кратність пускового струму електродвигуна з врахуванням впливу

$$\text{Формула } k_{\text{ф}} = \frac{100 \cdot k_{\text{н}} \cdot \cos \phi_{\text{н}}}{100 \cdot \cos \phi_{\text{нав}} + S_{\text{нав}} \cdot \sin \phi_{\text{нав}}} = 0.868 \quad (2.20)$$

$$(2.21)$$

НУБІП України

НУБІП України

Тоді втрати напруги в трансформаторі становлять

$$\Delta U_{\text{тр}} = 5.248\%$$

Фактичне відхилення напруги в мережі під час пуску двигуна з врахуванням надбавки напруги в силовому трансформаторі $\Delta U_{\text{надб}}$ та відхилення напруги на

понах 10 кВ ЗТП $\Delta U_{\text{вн}}$ становить:

$$\Delta U_{\text{надб}} := 0\%$$

$$\Delta U_{\text{вн}} := 2\%$$

$$\Delta U_{\text{ф}} := -\Delta U_{\text{л}} - \Delta U_{\text{тр}} - \Delta U_{\text{вн}} + \Delta U_{\text{надб}} \quad (2.22)$$

Як показали розрахунки фактичне відхилення напруги в мережі під час пуску двигуна не перевищує допустимого зниження напруги для цього двигуна.

$$\Delta U_{\text{ф}} = -9.565\% < \Delta U_{\text{доп}} = 20\%$$

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

3.1. Розрахунок навантаження ділянок лінії 10 кВ

НУБІП України

Вважаємо навантаження ліній напругою 10 кВ симетричним. При визначенні розрахункового навантаження на кожній ділянці лінії 10 кВ використовуємо метод імовірнісних характеристик, наведений у п.2.1.

Таблиця 3.1

Розрахункові навантаження ТП-10/0,4 кВ

№ ТП	Характер навантаження	P_{Σ} кВт	Q_{Σ} квар	P_{Σ} кВт	Q_{Σ} квар
1.	змішане	100	50	120	65
2.	комунально-побутове	92	52	168	80.8
3.	виробниче	180,8	153	181,7	153
4.	змішане	150,2	92,5	163,1	71.8
5.	комунально-побутове	85	65	120	70
6.	комунально-побутове	90	38	110	65
7.	виробниче	110	75	140	86

НУБІП України

Підрахунок електричних навантажень на ділянках лінії 10 кВ починають з кінця лінії, підсумовуючи навантаження ТП по верніньому максимуму, оскільки він переважає над денним для всіх ТП.

НУБІП України

Переріз проводів на окремих ділянках ліній 10 кВ вибираються методом економічних інтервалів потужностей залежно від розрахункової потужності S_{Σ} на ділянці лінії.

НУБІП України

Електропостачання споживачів по проектованій лінії електропередачі напругою 10 кВ в після аварійному режимі передбачається від резервних районних підстанцій (через АВР-10 №1 і АВР-10 №2). Крім того, проектована лінія електропередачі в після аварійному режимі на сусідніх районних трансформаторних підстанціях може бути резервною для споживачів цих

підстанцій. Враховуючи це, проєктовану лінію необхідно споруджувати проводом одного перерізу (як лінію з двохстороннім живленням).

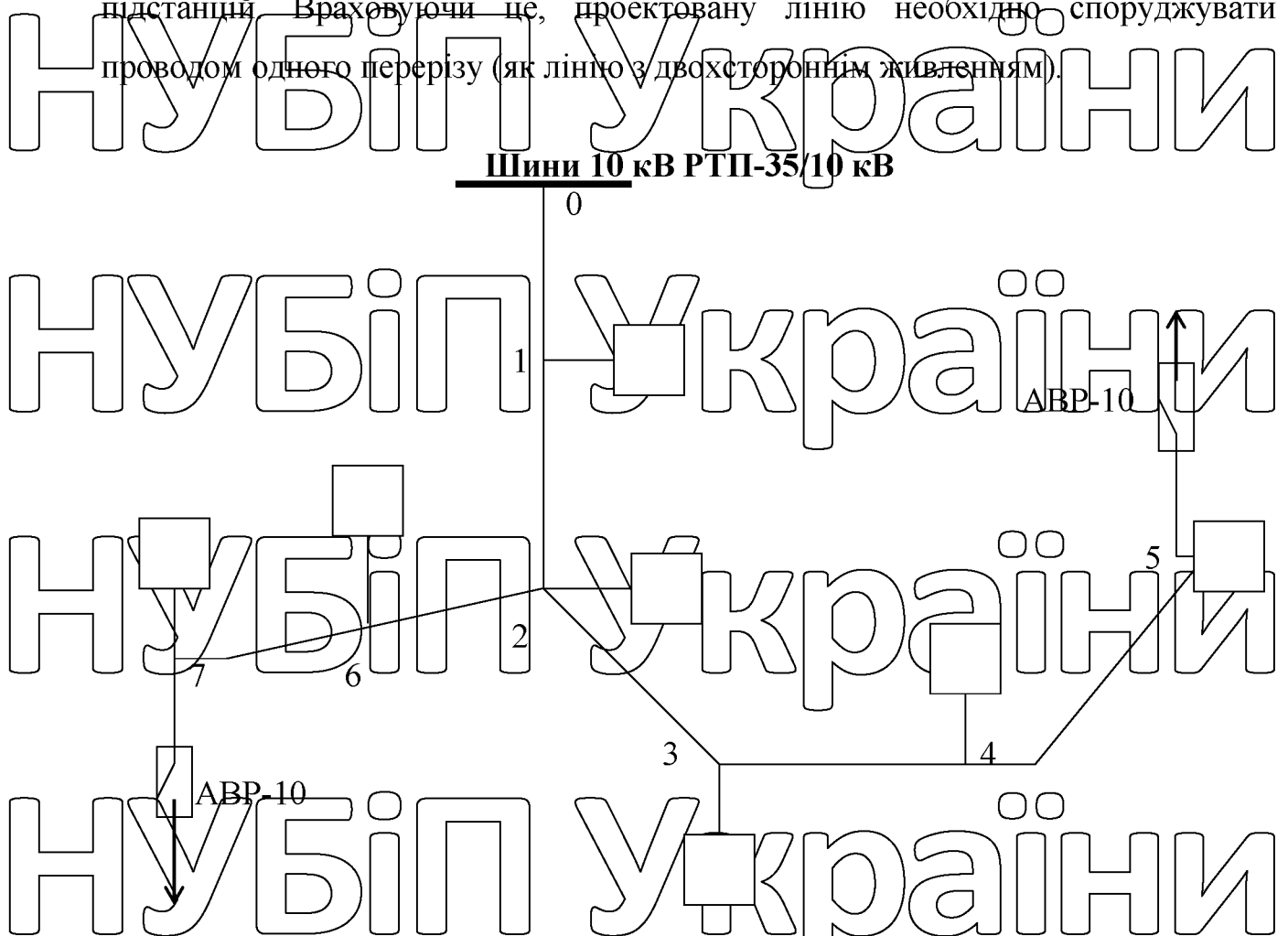


Рис.3.1.Схема лінії електропередачі напругою 10 кВ.

Таблиця 3.2

Розрахунок навантажень лінії 10 кВ

Ділянка	$P_{\Sigma}, \text{кВт}$	$Q_{\Sigma}, \text{квар}$	$S_{\Sigma}, \text{кВА}$	Провід
6-7	140	86	164,3	АС-70
2-6	250	151	292	
4-5	120	70	139	
3-4	283	142	317	
2-3	465	295	556	
1-2	883	527	1028	
0-1	1003	592	1165	

Активний та реактивний опори ділянок лінії визначаються за формулами

(2.10).

Розраховані параметри ділянок лінії 10 кВ заносяться до табл. 3.3.

Таблиця 3.3

Розрахунок параметрів ділянок лінії 10 кВ

Ділянка лінії	P_i , кВт	Q_i , квар	L_i , км	r_i , Ом	x_i , Ом	ΔU ,% ділянки	ΔU ,% від ТП	ΔW_i , кВт·г
6-7	231,0	249,1	1,1	0,66	0,44	0,13	2,36	534,5
2-6	252,6	243,4	0,8	0,48	0,32	0,168	2,23	1228
4-5	180,0	71,0	1,5	0,9	0,6	0,15	2,881	521
3-4	319,0	126,0	1,2	0,72	0,48	0,272	2,731	2165
2-3	355,8	196,8	1,0	0,6	0,4	0,397	2,459	5459
1-2	707,2	342,6	2,5	1,5	1,0	1,852	2,062	47580
0-1	893,2	647,8	0,25	0,15	0,1	0,21	0,21	6104

Сумарні втрати електроенергії в лінії 10 кВ рівні $\Delta W_{\Sigma} = 63600$ кВт·г в рік.

При питомій вартості електроенергії $c = 0,08$ грн/кВт·г вартість визначених втрат електроенергії буде рівна

$$C_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot c, \text{ грн/рік} \quad (3.1)$$

$$C_{\Delta W} = 63600 \cdot 0,08 = 5088 \text{ грн/рік.}$$

Використовуючи значення параметрів ділянок лінії 10 кВ занесених до вищезазначеної таблиці визначаємо втрати напруги і електроенергії на ділянках лінії.

Переріз проводів лінії 10 кВ, що вибрані за допомогою економічних інтервалів потужності, потрібно перевірити на допустиму втрату напруги за співвідношенням

$$\sum \Delta U_i < \sum \Delta U_{\text{дон}}, \quad (3.2)$$

при цьому допустима втрата напруги до найвіддаленішої точки в мережі у нормальному режимі роботи $\Delta U_{\text{дон}} = 5\%$

Фактична втрата напруги у відсотках на i -й ділянці лінії (табл.3.3)

визначається за формулою (2.10):

Фактична витрата напруги до будь-якого споживача визначається як суму втрат напруги на окремих, послідовно з'єднаних ділянках лінії від джерела

живлення:
$$\sum \Delta U_i = \sum_{i=1}^n \Delta U_i.$$

Допустима втрата напруги знаходиться за допустимим відхиленням напруги на шинах 10 кВ РТП у режимі максимальних та мінімальних навантажень.

Допустиме відхилення напруги у споживача в нормальному режимі роботи дорівнює +5 %. Розрахунок допустимої втрати напруги в лініях 10 та 0,38 кВ, а

також вибір регульованих надбавок трансформаторів споживчих ТП 10/0,4 кВ виконується у табличній формі.

При складанні таблиці розглядаються дві споживчі ТП - ближня та віддалена. Ближня ТП - ТП, приєднана у безпосередній близькості до шин 10 кВ

РТП тому втрата напруги в лінії 10 кВ до цієї ТП приймається рівною нулю.

Віддалена - ТП, до якої втрата напруги в лінії 10 кВ найбільша. Розглядаються також два режими навантаження - максимальних (100 %) та мінімальних (25 %) навантажень.

На ближній та віддаленій ТП розглядаються два споживачі електричної енергії - ближній, підключений безпосередньо до шин 0,4 кВ ТП (без лінії 0,38 кВ, тому втрата напруги приймається рівною нулю), та найвіддаленіший, до якого втрата напруги буде найбільшою.

Оскільки сумарна фактична втрата напруги на ділянці 0-5 (до найвіддаленішої ТП, $\sum \Delta U = 2,881$ %) не перевищує допустимої, то проводити заходи по її зменшенню не потрібно.

Таблиця 3.4

Розрахунок допустимої втрати напруги

Елемент мережі	Ближня ТП		Віддалена ТП	
	100 %	25 %	100 %	25 %

Шини 10 кВ РТП	+4,5	-0,5	+4,5	-0,5
Лінія 10 кВ	0	0	-5	-1
ТП 10/0,4 кВ:				
- постійна надбавка	+5	+5	+5	+5
- регульована надбавка	-2,5	-2,5	+2,5	+2,5
- втрати напруги	-4	-1	-4	-1
Лінія 0,4 кВ	-8	0	-8	0
Споживач	-5	+1	-5	+5
Допустиме відхилення напруги у споживача	-5	+5	-5	+5

3.2. Розрахунок струмів короткого замикання

Вихідною величиною для розрахунку струмів короткого замикання є потужність короткого замикання на шинах 10 кВ районної трансформаторної підстанції.

Розрахунок струмів короткого замикання необхідний для перевірки вибраної апаратури на термічну та динамічну стійкість, чутливості релейного захисту і для узгодження характеристик релейного захисту лінії 10 кВ з характеристиками запобіжників ТП 10/0,4 кВ.

Визначаємо струми короткого замикання на шинах 10 кВ районної трансформаторної підстанції (точка K_1), на шинах 10 кВ розрахункової (точка K_2) та найбільш віддаленої споживчої підстанції - ТП № 5 (точка K_3).

Струм трифазного к.з. на шинах 10 кВ районної трансформаторної підстанції визначається за формулою:

$$I_{кз}^{(3)} = \sqrt{\frac{S_{кз}}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}}}, \text{ кА}, \quad (3.3)$$

де $S_{кз}$ - потужність короткого замикання, МВА ($S_{кз} = 50 \text{ МВА}$);

U_{ϕ} - базисна напруга, кВ, ($U_{\phi} = 10,5 \text{ кВ}$).

Ударний струм та діюче значення ударного струму к.з. визначається із співвідношень:

$$i_y = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{кз}^{(3)}, \text{ кА}; \quad (3.4)$$

$$I_\delta = \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} \cdot I_{кз}^{(3)}, \text{ кА}, \quad (3.4)$$

де K_y - ударний коефіцієнт ($1 < K_y < 2$) для розподільних мереж значення ударного коефіцієнту рекомендовано $K_y = 1,7$.

Струм трифазного к.з. в точках K_2 і K_3 визначається за формулою:

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{U_\delta}{\sqrt{3} \cdot Z_{кз}}, \text{ кА}, \quad (3.5)$$

де $Z_{кз}$ - опір кола короткого замикання до розрахункової точки, Ом:

$$Z_{кз} = \sqrt{(x_c + x_l)^2 + r_l^2}, \text{ Ом}, \quad (3.6)$$

де x_c - опір системи, Ом;

x_l - повний індуктивний опір лінії, Ом;

r_l - повний активний опір лінії, Ом.

Опір кола короткого замикання до розрахункової точки визначаються за

формулами:

$$x_c = \frac{U_\delta^2}{S_{кз}}, \text{ Ом}; \quad x_l = \sum_{i=1}^n x_{0i} \cdot L_i, \text{ Ом}; \quad r_l = \sum_{i=1}^n r_{0i} \cdot L_i, \text{ Ом}. \quad (3.7)$$

Струм двухфазного короткого замикання визначається за формулою:

$$I_{кз}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз}^{(3)}, \text{ кА}. \quad (3.8)$$

Розрахунок струмів короткого замикання виконано з використанням програми MathCad.

3.3. Вибір електричного обладнання комірки відхідної лінії 10 кВ

Апаратура шафи лінії електропередачі 10 кВ та споживчої ТП вибирається за номінальною напругою, струмом та конструктивним виконанням (зовнішнє, внутрішнє тощо), класом точності (для трансформаторів струму) і струмом вимикання (для вимикачів).

Вибрана апаратура перевіряється на термічну та динамічну стійкість при дії струму короткого замикання. Вибір апаратури виконується в табличній формі. Для вимикачів та роз'єднувачів також вибирається привод.

Для вибору апаратури необхідно визначити робочий максимальний струм в лінії 10 кВ:

$$I_{p.\max} = \frac{S_{m.0-1}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad A, \quad (3.9)$$

де $S_{m.0-1}$ - повна максимальна потужність на ділянці 0-1, кВА.

$$I_{p.\max} = \frac{1165}{\sqrt{3} \cdot 10} = 67,3 A.$$

Згідно номінальної напруги та робочого максимального струму вибирається вакуумний вимикач типу ВВ/TEL-10-630 з вбудованим електромагнітним приводом.

Клас точності трансформаторів струму, до яких приєднують лічильники електричної енергії для грошового розрахунку повинен бути 0,5. Для приєднання реле та різноманітних пристроїв достатніми є класи точності 3,0 та 10,0 (Р).

Щоб забезпечити задану точність вимірювання, потужність S_2 приладів, приєднаних до вторинної обмотки трансформатора, не повинна перевищувати зазначене в паспорті трансформатора струму номінальне вторинне навантаження S_{n2} . Залежно від класу точності знаходять номінальну вторинну потужність S_{n1} .

Таблиця 3.5

Перевірка вимикача на термічну та динамічну стійкість при дії струму короткого замикання

Параметри вимикача	Умови вибору	Паспортні дані	Розрахункові дані
--------------------	--------------	----------------	-------------------

Номинальна напруга, кВ	$U_{н.в} \geq U_n$	$U_{н.в} = 10$	$U_n = 10$
Номинальний струм, А	$I_{н.в} \geq I_{р.макс}$	$I_{н.в} = 320$	$I_{р.макс} = 63,7$
Допустимий струм вимикання, кА	$I_{о.вим} \geq I_{р.вим}$	$I_{о.вим} = 10$	$I_{р.вим} = 1,65$
Струм динамічної стійкості, кА	$i_{max} \geq i_y$	$i_{max} = 25$	$i_y = 3,97$
Струм термічної стійкості, $кА^2 \cdot с$	$I_t^2 \cdot t_n \geq (I_{кз}^{(3)})^2 \cdot t_K^{(1)}$	400	2,24 ⁽²⁾

t_n - номінальний час термічної стійкості вимикача при протіканні струму I_t ($t_n = 4 с$):

$$t_K = t_{c.в} + t_{р.з} + T_a; \quad (3.10)$$

$t_{c.в}$ - час спрацювання вимикача, с ($t_{c.в} = 0,2 с$);

$t_{р.з}$ - час спрацювання релейного захисту, с ($t_{р.з} = 1,002$);

T_a - постійна часу затухання аперіодичної складової струму к.з. (для розподільчих мереж рекомендується $T_a = 0,185 с$);

Навантаження трансформаторів струму визначається за формулою:

$$S_2 = S_n + I_{н2}^2 (R_{пр} + R_{кон}), \text{ ВА}, \quad (3.11)$$

де S_n - сумарна потужність послідовно ввімкнених приладів, ВА (лічильник типу GAMA300 [$S_{нл} = 2,5 \text{ ВА}$] та амперметра типу Е - 335 [$S_{н.ам} = 0,5 \text{ ВА}$]);

$I_{н2}$ - номінальний вторинний струм, А (у більшості випадків $I_{н2} = 5 \text{ А}$);

$R_{пр}$ - опір з'єднувальних провідників, Ом;

$R_{кон}$ - опір контактів, Ом ($R_{кон} = 0,1 \text{ Ом}$).

Допустимий опір провідників обчислюється, виходячи з умови $S_2 =$

$S_{н2}$ ($S_{н2} = 10 \text{ ВА}$):

$$R_{пр} = \frac{S_{н2} - S_n - I_{н2}^2 \cdot R_{кон}}{I_{н2}^2}, \text{ Ом}; \quad (3.12)$$

$$R_{пр} = \frac{10 - (2,5 + 0,5) - 5^2 \cdot 0,1}{5^2} = 0,18 \text{ Ом}.$$

Необхідний переріз з'єднувальних провідників розраховується за формулою:

$$F_{np} = \frac{\rho \cdot L_p}{R_{np}}, \text{ мм}^2 \quad (3.13)$$

де ρ - питомий опір металу з'єднувальних проводів, $(\text{Ом} \cdot \text{мм}^2)/\text{м}$ (для мідних проводів $\rho = 0,0178 (\text{Ом} \cdot \text{мм}^2)/\text{м}$);

L_p - розрахункова довжина проводів, м ($L_p = 3$ м).

$$F_{np} = \frac{0,0178 \cdot 3}{0,18} = 0,3 \text{ мм}^2$$

За результатом розрахунку приймається ближчий стандартний переріз для

мідних проводів рівний $F'_{np} = 2,5 \text{ мм}^2$.

Після вибору стандартного перерізу з'єднувальних проводів потрібно перерахувати їх допустимий опір:

$$R'_{np} = \frac{\rho \cdot L_p}{F'_{np}}, \text{ Ом}; \quad (3.14)$$

$$R'_{np} = \frac{0,0178 \cdot 3}{2,5} = 0,02 \text{ Ом}.$$

Після перерахунку допустимого опору проводів розраховується навантаження трансформатора струму:

$$S_2 = S_n + I_{n2}^2 \cdot (R'_{np} + R_{\text{порт}}), \text{ ВА};$$

$$S_2 = (2,5 + 0,5) + 5^2 \cdot (0,02 + 0,1) = 6 \text{ ВА}$$

Згідно наведених вище розрахунків вибирається трансформатор струму типу ТПЛ-10-0,5/Р.

Таблиця 3.6

Перевірка трансформатора струму на кратність струму термічної та динамічної стійкості

Параметри трансформатора струму	Умови вибору	Паспортні дані	Розрахункові дані
Номінальна напруга, кВ	$U_{н.т} \geq U_n$	10	10

Номинальний первинний струм, А	$I_{n1} \geq I_{p.max}$	75	63,7
Номинальний вторинний струм, А	$I_{n2} = 5A$	5	-
Клас точності	-	0,5/P	0,5/P
Номинальна вторинна потужність, ВА	$S_{n2} \geq S_2$	10	6
Кратність струму:			
термічної стійкості $K_t = I_t / I_{n1}$	$(K_t \cdot I_{n1})^2 \geq (I_{res}^{(3)})^2 \cdot K_c$	45,56	2,24
динамічної стійкості $K_d = i_{max} / (\sqrt{2} \cdot I_{n1})$	$\sqrt{2} \cdot I_{n1} \cdot K_d \geq i_x$	26,52	3,05

3.4. Вибір релейного захисту лінії електропередачі напругою 10 кВ

Для захисту лінії 10 кВ використовують максимальний струмовий захист та струмову відсічку. При цьому максимальний струмовий захист і струмова відсічка виконуються за допомогою реле МРЗС-05.

У мережах напругою 10 кВ максимальний струмовий захист виконується у двофазному варіанті (трансформатори струму монтуються лише у двох фазах), тому можуть бути використані схеми з'єднання трансформаторів струму у неповну зірку.

Струм спрацювання максимального струмового захисту знаходиться за формулою:

$$I_{c.з} = \frac{K_n \cdot K_c}{K_n} \cdot I_{p.max} \cdot A, \quad (3.15)$$

де K_n, K_c, K_n - відповідно коефіцієнти надійності, самозапуску та повернення (для розподільчих ліній з розосередженим навантаженням $K_c = 1,1 \dots 1,8$, величина коефіцієнтів надійності та повернення для мікропроцесорних реле $K_n = 1,05$, K_n

$= 0,9$.

Струм спрацювання реле визначається за формулою:

$$I_{c.p} = \frac{K_{cx}}{n_m} \cdot I_{c.p} \cdot A, \quad (3.16)$$

де K_{cx} - коефіцієнт схеми (при з'єднанні трансформаторів струму в неповну зірку $K_{cx} = 1$);

n_m - коефіцієнт трансформації трансформаторів струму ($n_m = 75/5 = 15$).

Враховуючи дискретність вставок струму спрацювання реле МРЗС-05 вибирається найближче більше значення струму вставки I_{σ} за його паспортом: I_{σ}

$= 6,5 \text{ A}$.

Після вибору струму вставки реле визначається уточнене значення струму спрацювання захисту:

$$I_{c.z} = \frac{n_m}{K_{cx}} \cdot I_{\sigma} \cdot A; \quad (3.17)$$

Чутливість максимального струмового захисту перевіряється за формулою:

$$K = \frac{I_{kz.min}}{I_{c.z}}, \quad (3.18)$$

де K - коефіцієнт чутливості для максимального струмового захисту (рекомендоване значення $K \geq 5$);

$I_{kz.min}$ - мінімальне значення струму двофазного короткого замикання у мережі (шини 10 кВ найбільш віддаленої ТП 10/0,4 кВ).

Захист епоживчих трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ на стороні напруги 10 кВ виконується плавкими запобіжниками типу ПК або іншими.

Селективна дія максимального струмового захисту із залежною струмовою характеристикою та запобіжниками ТП-10/0,4 кВ забезпечується при умові:

$$t_{c.z} > t_{z.n} + \Delta t, \quad (3.19)$$

де $t_{c.z}$ - час спрацювання максимального струмового захисту лінії 10 кВ, с;

$t_{z.n}$ - час вимикання струму короткого замикання запобіжником, що складається із часу перегорання плавкої вставки і часу горіння дуги, с;

Δt - ступінь селективності (0,5...0,7 с).

Для визначення уставки часу спрацювання максимального струмового захисту лінії 10 кВ, узгодження з часом спрацювання запобіжників ТП-10/0,4 кВ викреслюється карта узгодження захисту мережі, на якій по осі абсцис відкладається струм короткого замикання, а по осі ординат - час спрацювання захисту.

Після побудови струмової характеристики реле, що проходить через точку $t_{сз}$ (або близько), визначається уставка часу спрацювання максимального струмового захисту.

Для прискорення вимикання коротких замикань, що виникають на початку лінії та супроводжуються значними струмами к.з., застосовуємо струмову відсічку.

Струм спрацювання відсічки визначається за двома умовами:

- 1) залежно від кидка струму намагнічування.

$$I_{с.в} \geq \frac{4 \cdot \sum S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (3.20)$$

де $\sum S_n$ - сума номінальних потужностей споживчих ТП-10/0,4 кВ, приєднаних до лінії 10 кВ, кВА;

- 2) залежно від струму короткого замикання в кінці лінії 10 кВ:

$$I_{с.в} \geq K_{н.в} \cdot I_{к.з.макс}^{(3)} \quad (3.21)$$

де $I_{с.в.макс}^{(3)}$ - максимальний струм трифазного короткого замикання на шинах 10 кВ найвіддаленішої ТП-10/0,4 кВ, кА;

$K_{н.в}$ - коефіцієнт надійності відсічки (для реле МРЗС-05 $K_{стаб} = 1,05$).

Розрахунок струму спрацювання реле відсічки виконують за найбільшим струмом із наведених вище умов:

$$I_{с.р.в} = \frac{K_{сх}}{n_m} \cdot I_{с.в}, A; \quad (3.22)$$

Після вибору найближчого більшого значення струму уставки реле відсічки визначається уточнене значення струму спрацювання відсічки.

Застосування струмової відсічки буде доцільним при виконанні умови:

$$I_{с.в.} = \frac{n_m}{K_{сх}} \cdot I_{уст.в.}, A; \quad (3.23)$$

$$K^* \geq 1,2,$$

де K^* - коефіцієнт чутливості струмової відсічки.

Коефіцієнт чутливості струмової відсічки визначається з виразу:

$$K^* = \frac{I_{к.з. \min}^{(2)}}{I_{с.в.}}, \quad (3.24)$$

де $I_{к.з. \min}^{(2)}$ - мінімальний струм двофазного к.з. на шинях 10 кВ РТП (в місці установки струмової відсічки).

При перевірці видно, що застосування струмової відсічки доцільно.

РОЗДІЛ 4

ПІДВИЩЕННЯ ЕКОНОМІЧНОСТІ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ

4.1. Тарифи на електроенергію

Економічні взаємовідносини між виробником електроенергії, електроенергетичними системами і споживачами регулюються за допомогою

встановлення відповідних тарифів на електроенергію. Тарифом є регульована та/або визначена відповідно до нормативно-правових актів НКРЕ ціна (сукупність цін відповідно до часу доби) на певні види товарів чи послуг.

Основними функціями тарифів на електроенергію потрібно вважати :

1) відшкодування реальних витрат на виробництво, передачу і розподіл електроенергії, а також одержання справедливого прибутку енергокомпаніями;

2) стимулювання споживачів до режимів електроспоживання в інтересах роботи енергосистеми;

3) забезпечення охорони навколишнього природного середовища та створення умов для поліпшення його стану;

4) стимулювання споживача до участі у зниженні дефіциту потужності в енергосистемі;

5) стимулювання енергозбереження у споживача.

У промислово розвинених країнах широко застосовуються три *основні концепції формування тарифних ставок*.

1. Тариф розраховується, виходячи з *необхідного доходу, достатнього для покриття витрат протягом періоду експлуатації енергоджерела та одержання певного прибутку*. Ця концепція побудови тарифів близька до системи тарифів, що використовувалась у колишньому Радянському Союзі, а також в Україні. Аналогічний підхід до кінця 1950-х років широко застосовувався у більшості зарубіжних країн, зокрема у США, Швейцарії, Греції,

Італії, Фінляндії, Німеччині.

Основними *недоліками* зазначеної концепції є те, що вона орієнтована на окупність уже вкладених коштів і не враховує потребу в коштах для розвитку енергетики. Отже такі тарифи, побудовані на визначенні середніх повних витрат, не враховують нелінійного характеру зміни витрат на виробництво електроенергії зі збільшенням її обсягу. Крім того, в умовах великої інфляції витрати на відновлення основних фондів енергосистеми можуть значно перевищувати амортизаційні відрахування.

2. На основі розрахунку *короткочасних граничних (маржсимальних) витрат* установлюються диференційовані за часом тарифи (добові, сезонні), які відбивають зміну навантаження і пов'язаних із цим витрат енергокомпаній на маневрування. Це дозволяє збалансувати попит та

пропозицію на ринку електроенергії.

Основною проблемою встановлення таких тарифів є складність прогнозування зміни попиту на електроенергію. Тому найчастіше тарифи, побудовані на основі короткострокових витрат, частково відповідають реальним витратам енергосистеми, крім того, такі тарифи не є стабільними у часі.

Починаючи з 1960-х років тарифи на електроенергію, побудовані за такою концепцією, застосовувались у Великобританії, США, а починаючи із середини 1980-х, у цих самих країнах з'явилися так звані **тарифи реального часу (гнучкі)**, що змінюються щогодини.

3. Ціна на електроенергію встановлюється на основі **довгострокових граничних витрат, що враховують витрати на спорудження та введення в експлуатацію нових електрогенеруючих потужностей.**

Тарифи, побудовані на основі цієї концепції, використовувались, починаючи з 1960-х років, у Франції та Швейцарії. Перевагою таких тарифів є їх стабільність у часі, отже доцільним є їх застосування у разі потреби покриття дефіциту потужності в енергосистемі.

Граничні відпускні ціни і сам процес формування цін на електроенергію суворо контролюються відповідними організаціями на державному й місцевому рівнях. У більшості країн є законодавчо-нормативні акти, **які визначають принципи і порядок формування тарифів.** Однак у 1980-х роках середній рівень цін на електроенергію мав тенденцію до зростання, що пояснювалося здебільшого інфляцією, різким зростанням цін на паливо, збільшенням платежів за відсотками, підвищенням експлуатаційних витрат, більш високими витратами на будівництво, зокрема у зв'язку з необхідністю впровадження устаткування природоохоронного призначення тощо.

Найбільш важливими показниками для розрахунку тарифних ставок є:

- обсяг споживання електроенергії;
- потужність устаткування, що приєднується;
- участь споживача у максимумі потужності енергосистеми;
- характер використання потужності у часі (базова або пікова);

– кількість годин використання навантаження;
– безупинне або дискретне електроспоживання;
– рівень напруги (до чи понад 1000 В), на якому одержують електроенергію споживачі тощо.

Узявши за основу зазначені характеристики споживачів, можна виділити такі найбільш характерні для більшості розвинених країн **види тарифів на електроенергію**:

– добові;
– сезонні;
– за категоріями споживачів (промисловий, сільськогосподарський, побутовий і т. п.);
– за надійністю електропостачання (для споживачів, які згодні на перерви в електропостачанні або істотне зниження обсягу електроспоживання в період максимальних навантажень);

– соціально орієнтовані.
Як і раніше, на сьогодні основними **тарифними системами**, що використовуються у більшості країн, є:

1. **Одноставкова** – зазвичай застосовується у побуті та частково у промисловому секторі. При цьому можуть встановлюватися (за згодою сторін):

– єдина постійна ставка за 1 кВт•год використаної електроенергії;
– ставка за одиницю часу незалежно від обсягу спожитої енергії;
– ступінчаста ставка, розмір якої змінюється пропорційно збільшенню обсягу електроспоживання;

– групова – з різною ціною 1 кВт•год залежно від кількості спожитої електроенергії або від потужності приєднаних установок.

Необхідно зазначити, що застосування одноставкової системи тарифів не дозволяє енергопостачальним компаніям достатньою мірою проводити економічне регулювання режимів електропостачання. Здебільшого застосування такої системи обумовлене недостатнім рівнем метрологічного оснащення споживача.

2. Двоставкова – використовується як для побутових (Франція), так і для промислових споживачів, проте у більшості країн застосовується саме для промислового сектору. *Основна ставка* залежить від величини приєднаної потужності, *додаткова* – забезпечує оплату фактично спожитої електроенергії.

Принцип двоставкового тарифу ґрунтується на тому, що деякі компоненти собівартості не залежать від виробітку електроенергії, а визначаються встановленою потужністю, виходячи з максимального навантаження з урахуванням резервів, та формують основну ставку тарифу. Іншими словами, ці компоненти є постійними витратами, що враховуються у формулі

$$C_{\text{ен}} = B_{\text{зм}}^{\text{пр}} + \frac{B_{\text{пост}}}{T_{\text{вик}} \cdot V_{\text{ен}}}, \quad (4.1)$$

де $C_{\text{ен}}$ – собівартість 1 кВт-год енергії, к.;

$B_{\text{зм}}^{\text{пр}}$ – питомі змінні витрати тобто витрати, пропорційні розміру виробленої енергії, коп./кВт-год;

$B_{\text{пост}}$ – загальні постійні витрати, зокрема амортизаційні відрахування, витрати на ремонт та інші, які залежать від встановленої потужності, к.;

$T_{\text{вик}}$ – кількість годин використання встановленої потужності;

$V_{\text{ен}}$ – виробіток електроенергії за 1 годину використання встановленої потужності, кВт-год.

Таким чином, двоставковий тариф за спожиту 1 кВт-год енергії (Ц) розраховують за формулою

$$\text{Ц} = \frac{\text{Ц}_{\text{тр}} \cdot P_y \cdot T_{\text{вик}}}{Q_{\text{спож}}} + \text{ц}, \quad (4.2)$$

де $\text{Ц}_{\text{тр}}$ – тариф за 1 кВ·А трансформаторів у споживача, коп./кВ·А·год;

P_y – обсяг встановленої потужності трансформаторів, кВ·А;

$T_{\text{вик}}$ – кількість годин використання трансформаторів у споживача;

$Q_{\text{спож}}$ – кількість спожитої енергії, кВт-год;

ц – ставка за кожен спожиту 1 кВт-год, коп./кВт-год.

Наприклад, собівартість виробництва 1 кВт-год електроенергії за

двоставковою тарифною системою, якщо питомі змінні витрати на виробництво 1 кВт·год – 11 коп; місячні загальні постійні витрати – 2,16 млн грн, кількість годин використання встановленої потужності – 720; виробіток електроенергії за 1 год використання встановленої потужності – 30 МВт· год.

Відповідно до формули (4.1) собівартість становитиме

$$C_{\text{сел}} = 11 + 2,16 / (720 \cdot 30000) = 21 \text{ коп/кВт}\cdot\text{год.}$$

Визначимо двоставковий тариф за спожиту 1 кВт·год електроенергії, якщо:

тариф за 1 кВ·А трансформаторів у споживача становить 4,2 коп/(кВ·А)·год;

обсяг встановленої потужності трансформаторів – 1000 кВ·А; кількість годин використання трансформаторів у споживача – 176; кількість спожитої енергії, облікованої лічильником споживача, 52800 кВт·год; ставка за кожну спожиту 1 кВт·год, обліковану лічильником, – 24 коп/кВт·год.

Відповідно до формули (4.2) тариф становитиме

$$Ц = (4,2 \cdot 1000 \cdot 176) / 52800 + 24 = 38 \text{ коп/кВт}\cdot\text{год.}$$

На сьогодні двоставкова система тарифів для більшості країн є базовою.

Диференціація плати надає можливість постачальникам (виробникам), крім вирішення питань управління режимами споживання, виставляти рахунки споживачеві на величину абонентської плати за електричну потужність.

3. Триставкова – споживач сплачує за загальний обсяг використаної електроенергії, за її споживання під час пікових навантажень енергосистеми і за приєднану потужність.

Крім того, застосовуються також *складні тарифні системи* на основі розрахунку декількох різних показників, а також *індивідуальні* – для великих одиничних споживачів, – що враховують час використання електроенергії, тривалість контракту та ін..

Починаючи з 1992 року тарифи на електроенергію стали розроблятися в Україні. Було розроблено й затверджено низку тимчасових методик і положень з розрахунку двоставкових і диференційованих за часом тарифів. Зокрема, у 1993

році розроблене положення про державне регулювання тарифів на електро- і теплову енергію. Цим положенням передбачалося встановлення двоставкового тарифу, виходячи з таких міркувань:

– плата за спожиту електроенергію визначається на підставі вартості нормативних витрат палива на виробництво 1 кВт·год електроенергії;

– місячна плата за заявлену потужність містить усі витрати на виробництво електроенергії, за винятком паливної складової, віднесеної до заявленої потужності споживачів.

В Україні проводяться активні наукові дослідження у сфері вдосконалення як оптових, так і роздрібних тарифів на електроенергію, а також змін, що відбуваються в галузі на межі переходу до ринку електроенергії, створення нової організаційної структури енергетики. Результатами розробок, які були виконані

за завданням Міненерго, Національного диспетчерського центру, НКРЕКП,

стали запропонована концепція побудови багатofункціональної системи тарифів на електричну енергію для України, а також створення численних конкретних методик удосконалення існуючих оптових і роздрібних тарифів.

Серед таких методик, зокрема, можна назвати: методику розрахунку роздрібних тарифів на електроенергію, диференційованих за рівнем напруги у споживача;

методику встановлення знижок до тарифів на електроенергію за участь споживачів у зменшенні дефіциту електричної потужності в енергосистемі;

методику встановлення знижок і надбавок за споживання реактивної потужності;

методику встановлення екологічної складової до тарифів на електроенергію.

Чинні на сьогодні в Україні диференційовані за часом доби тарифи на електричну енергію мають сприяти вирівнюванню добової нерівномірності графіків навантаження об'єднаної енергосистеми. Таким чином, зниження попиту на електричну потужність у години пікового навантаження та його підвищення в нічні години приводить до зменшення використання дорогих в

експлуатації енергоустановок пікового навантаження та більш стабільного використання установок із проміжним навантаженням. Наслідком таких більш

економічних режимів виробництва електроенергії є зниження ціни на неї для

кінцевих споживачів, підвищення надійності та якості енергопостачання.

В Україні для визначення рівня ставок тарифів, диференційованих за періодами часу, для кожного періоду і всіх сезонів установлені такі тарифні коефіцієнти і тривалість періодів (підприємства/населення):

– двозонні тарифи: нічний період – 0,4 / 0,7; денний період – 1,5/1.

Тривалість періодів часу: нічний – 8 годин, денний – 16 годин. Денний і нічний тарифи, як правило, застосовують для обліку електроенергії, використовуваної для обігрівання і водонагрівання. Він зручний для населення;

– тризонні тарифи: нічний період – 0,35 / 0,4; напівпіковий – 1,02 / 1; піковий

1,68 / 1,5. Тривалість періодів часу: нічний – 7 годин; напівпіковий – 11 годин; піковий – 6 годин. Вартість електроенергії в різний час доби дуже різниться: найдешевша електроенергія – вночі, найдорожча – в піковий час.

Значення тарифних коефіцієнтів і тривалість періодів затверджуються відповідними постановами НКРЕКП.

Ставки тарифів, диференційованих за періодами часу, визначають, помноживши значення роздрібного тарифу на тарифний коефіцієнт для відповідного періоду часу. Застосування багатотарифного обліку дає можливість

істотно скоротити витрати на електроенергію підприємствам, що працюють цілодобово або мають можливість основну частину навантаження перенести на

нічний час. До таких підприємств належать: АЗС, хлібопекарні, насосні станції, сталеливарні підприємства, водонапірні станції тощо. їм достатньо обмежити

споживання в години пік. Застосовуючи багатотарифний облік, можна скоротити витрати на електроенергію майже в 4 рази (Соломаха та ін., 2009).

Застосування диференційованих за часом доби тарифів обумовлює зміну середнього тарифу на електроенергію для підприємства ($T_{сер}$), що може бути розрахований за формулою

$$T_{сер} = \frac{\sum_{i=1}^n T_i \cdot Q_i}{\sum_{i=1}^n Q_i}$$

де T_i – тариф за i -ю зоною доби, коп/кВт·год;

Q_i – кількість годин використання встановленої потужності або обсяг спожитої електроенергії за i -ю зоною доби, кВт·год.

Так, якщо підприємством застосовується одноставковий тариф у розмірі 1 грошова одиниця за спожиту 1 кВт·год, то середній тариф дорівнюватиме його величині: $T_{\text{сеп1}} = 1$ (рис. 4.1).

При застосуванні двоставкових тарифів середній тариф становитиме, наприклад, для підприємств, що працюють цілодобово і споживають однакову потужність:

$$T_{\text{сеп2}} = (0,4 \cdot 8 + 1,5 \cdot 16) / 24 = 1,13 \text{ грош, од.};$$

а при застосуванні триставкових тарифів:

$$T_{\text{сеп3}} = (0,4 \cdot 7 + 1,0 \cdot 11 + 1,5 \cdot 6) / 24 = 0,95 \text{ грош, од.}$$

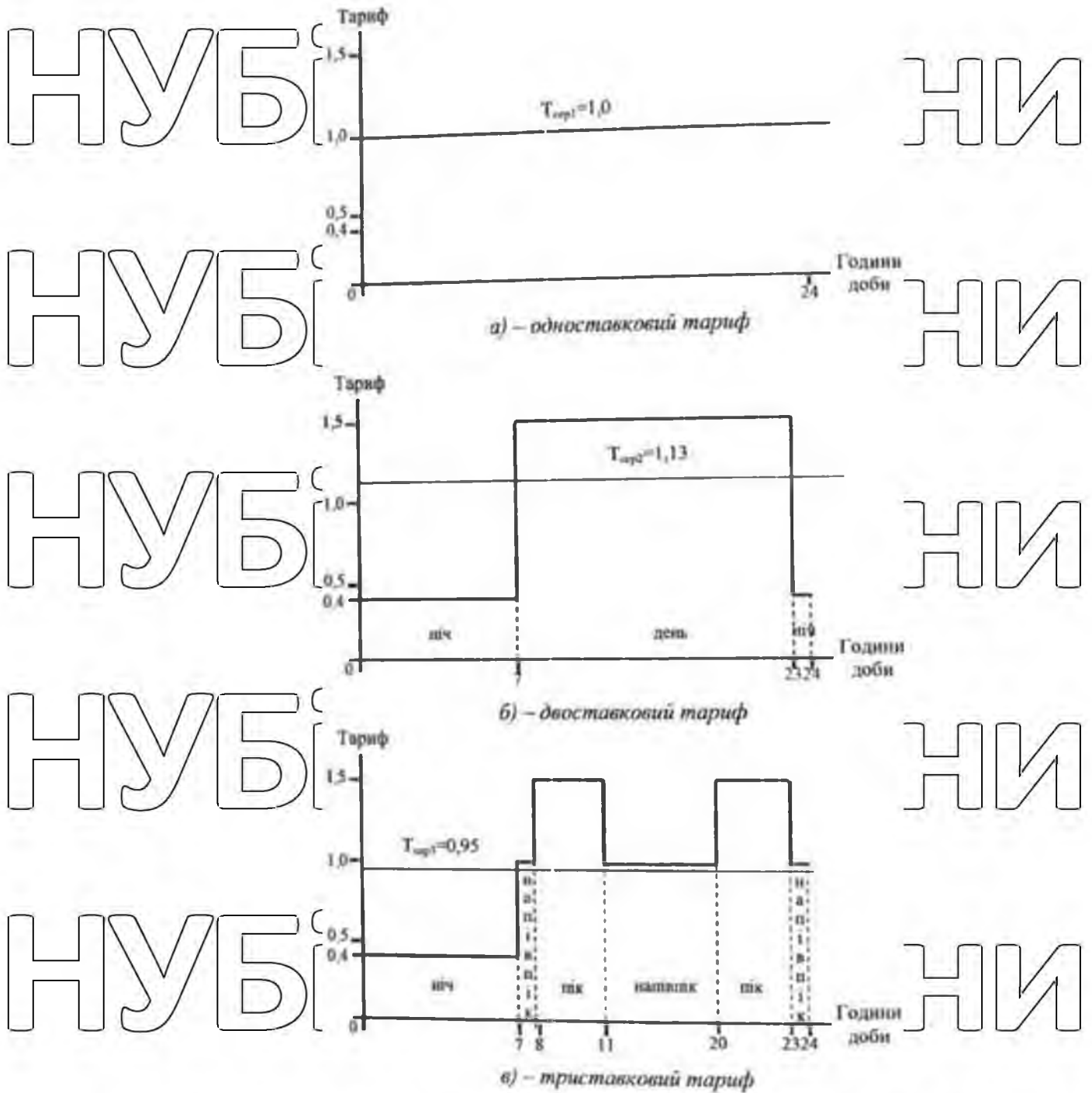


Рис 4.1. Зміна рівня середнього тарифу на електроенергію при застосуванні багатозонних тарифів (на прикладі підприємства із цілодобовим режимом роботи та постійним у часі обсягом енергоспоживання).

Таким чином, за умови цілодобового режиму роботи та незмінного обсягу споживання потужності підприємству вигідно використовувати триставкові тарифи, економлячи 5 % на оплаті електроенергії. У разі застосування двоставкового тарифу переплата становитиме 13 % порівняно із застосуванням

одноставкового тарифу. Якщо підприємство має можливість змінювати споживану потужність і перенести навантаження на непікові зони доби, економія на оплаті за електроенергію за рахунок запровадження дво- або триставкових тарифів може зрости у декілька разів, пропорційно знизивши середній тариф.

Таблиця 4.1

Тарифи диференційовані за періодами часу для побутових споживачів

	Зони	Коефіцієнт до звичайного тарифу
Пік	з 8-00 до 11-00	1,5
	з 20-00 до 22-00	
напівпік	з 7-00 до 8-00	1,0
	з 11-00 до 20-00	
Ніч	з 22-00 до 23-00	0,4
	з 23-00 до 7-00	

Таблиця 4.2

Тарифи двозонні для побутових споживачів

	Зони	Коефіцієнт до звичайного тарифу
День	з 7-00 до 23-00	0,5
Ніч	з 23-00 до 7-00	

Розрахунки за різними видами тарифів можуть здійснюватися тільки за приладами обліку, які внесені до Державного реєстру України і мають відповідні функції, а саме: мають внутрішній годинник та можливість фіксувати обсяги споживання електроенергії у різні періоди доби.

З 01 січня 2017 року розрахунки за електричну енергію, яка відпускається на потреби зовнішнього освітлення населених пунктів здійснюються за єдиним роздрібним тарифом відповідного класу напруги.

Таблиця 4.3

Тарифи диференційовані за періодами часу (тризонні) для юридичних споживачів

Січень, лютий, Березень, квітень, Травень-серпень	Коефіцієнт до
---	---------------

	листопад, грудень	вересень, жовтень		звичайного тарифу
Пік	з 8-00 до 10-00 з 17-00 до 21-00	з 8-00 до 10-00 з 18-00 до 22-00	з 8-00 до 11-00 з 20-00 до 23-00	1,8
Пів Пік	з 6-00 до 8-00 з 10-00 до 17-00 з 21-00 до 23-00	з 6-00 до 8-00 з 10-00 до 18-00 з 22-00 до 23-00	з 7-00 до 8-00 з 11-00 до 20-00 з 23-00 до 24-00	1,02
Ніч	з 23-00 до 6-00	з 23-00 до 6-00	з 24-00 до 7-00	0,25

Таблиця 4.4

Тарифи двозонні для юридичних споживачів

	Січень-грудень	Коефіцієнт до звичайного тарифу
День	з 7-00 до 23-00	1,8
Ніч	з 23-00 до 7-00	0,35

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

4.2. Вдосконалення системи обліку електроенергії

4.2.1. Розрахунок ефективності впровадження багатозонного тарифу.

Обласні енергопостачальні компанії, зацікавлена в переведенні підприємств на роботу в нічний час, тому що це дозволяє згладити графік навантаження системи, більш раціонально використовувати паливо на електростанціях.

Основною умовою переведення підприємств на розрахунки за тарифами, диференційованими за періодами часу, є наявність у підприємства спеціальних "зонних" або багатотарифних лічильників, що дозволяють враховувати витрати електроенергії в будь-який момент часу.

"Зонні" лічильники - це електронні прилади, спроможні тривалий час зберігати всю інформацію про погодинне споживання електроенергії. В усьому світі існує проблема заповнення нічного провалу електропоживання, що змушує енергопостачальні компанії знижувати тарифи з метою стимулювання споживачів до роботи в нічний час.

Відповідно до вище зазначеної "Методики..." (п.1.3.), диференційовані за періодами часу тарифи можуть використовуватись для розрахунків із споживачами замість одноставочних, або двоставочних тарифів за умови наявності відповідних технічних засобів комерційного обліку споживання електроенергії.

Перехід на оплату за електроенергію за одноставочними тарифами, диференційованими за періодами часу, може бути здійснений лише за згодою споживачів.

Таким чином, енергопостачальна організація і споживач погоджують види тарифів, за якими будуть провадитись розрахунки за спожитою електроенергію, при цьому враховується тарифна група, до якої належить споживач.

Вид тарифів, порядок розрахунку обумовлюються в Договорі на користування електричною енергією.

Враховуючи те, що одноставочні тарифи, диференційовані за періодами часу, стимулюють споживачів електричної енергії вирівнювати графіки електроспоживання, що, в свою чергу, дозволить підприємствам Міненерго України підвищити надійність та якість електропостачання, систематично заощаджувати паливо на електростанціях.

Характеристика режиму електроспоживання господарства.

НУБІП УКРАЇНИ

$P_{з.мах} = 181 \text{ кВт}$ $Q_{з.мах} = 153 \text{ кВАр}$ $S_3 = 237.002 \text{ кВА}$

Заявлений максимум - (місяць, рік) та режимні виміри потужності $P_{заяв}$ за час t доби (вказати день, місяць, рік):

НУБІП УКРАЇНИ

$P_{заяв} := P_{з.мах}$ $P_{заяв} = 181 \text{ кВт}$
 Фактичне електроспоживання - (місяць, рік):

за добу: $W_{доб} := \sum P_{з_n}$ (4.4)

НУБІП УКРАЇНИ

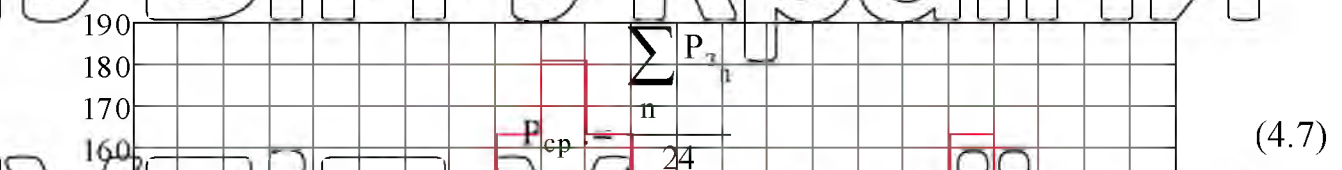
за місяць: $W_{міс} := \sum (30 \cdot P_{з_n})$ (4.5)

НУБІП УКРАЇНИ

за рік: $W_{річ} := \sum (30 \cdot 12 \cdot P_{з_n})$ (4.6)

НУБІП УКРАЇНИ

Середньодобова потужність:



Розрахунок платіжів за електроенергію за місяць згідно дозетставкового тарифу.

$D_1 := W_{міс} C_{кВтгод} + P_{заяв} C_{кВт}$ (4.8)

$C_{кВт}$ - вартість 1 кВт потужності, грн/кВт, $C_{кВтгод} = 500$ грн/кВт.
 де $P_{заяв}$ - заявлена потужність, кВт; $W_{міс}$ - місячне електроспоживання, кВт год.
 де $P_{з_1}, P_{з_2}, P_{з_3}, P_{з_4}, P_{з_5}, P_{з_6}, P_{з_7}, P_{з_8}, P_{з_9}, P_{з_{10}}, P_{з_{11}}, P_{з_{12}}, P_{з_{13}}, P_{з_{14}}, P_{з_{15}}, P_{з_{16}}, P_{з_{17}}, P_{з_{18}}, P_{з_{19}}, P_{з_{20}}, P_{з_{21}}, P_{з_{22}}, P_{з_{23}}, P_{з_{24}}$ - добовий графік активної навантажувальності відповідних зон добового графіка, кВт;

t_a, t_b, t_c - сумарна тривалість навантаження відповідної зони добового графіка навантаження, год.
 $C_{кВтгод}$ - вартість однієї кВт год. $C_{кВтгод} = 0.84$ грн/кВт год.

$W_{доб} := P_{з_1} + P_{з_2} + P_{з_3} + P_{з_4} + P_{з_5} + P_{з_6} + P_{з_7} + P_{з_8} + P_{з_9} + P_{з_{10}} + P_{з_{11}} + P_{з_{12}} + P_{з_{13}} + P_{з_{14}} + P_{з_{15}} + P_{з_{16}} + P_{з_{17}} + P_{з_{18}} + P_{з_{19}} + P_{з_{20}} + P_{з_{21}} + P_{з_{22}} + P_{з_{23}} + P_{з_{24}}$ (4.9)

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

Тоді
НУБІП України

$$(W_a + W_b + W_c) \cdot 30 = 9,611 \times 10^4 \text{ кВт год.}$$

Визначаємо зонові тарифи оплати за електроенергію C_a, C_b, C_c (грн):

НУБІП України

$$C_a := 0,7 \cdot K_{\text{нац}} \cdot 0,01$$

$$C_b := 3,4 \cdot K_{\text{нац}} \cdot 0,01$$

$$C_c := 6,8 \cdot K_{\text{нац}} \cdot 0,01$$

$$C_a = 0,07$$

$$C_b = 0,34$$

$$C_c = 0,68$$

$$D_2 := (W_a \cdot C_a + W_b \cdot C_b + W_c \cdot C_c) \cdot 30$$

(4.10)

НУБІП України

$$D_2 = 3,354 \times 10^4 \text{ грн.}$$

$$D_1 = 1,712 \times 10^5 \text{ грн.}$$

Розрахунок економії (збитків) від впровадження багатозонного тарифу розрахунку за електроенергію:

НУБІП України

Зниження величини оплати за електроенергію:

$$\delta D := (D_1 - D_2) + D_2 \quad (4.11)$$

Затрати на придбання і установку на двох ЗТП-10/0,4 кВ двох багатозонних лічильників, вартість одного з яких складає $K_{\text{дл}} = 5500$ грн. З врахуванням вартості монтажно-налагоджувальних робіт, котрі складають 20% від вартості самих лічильників, вартість становить $K_{\text{дл}} = 6600$ грн. З врахуванням витрат на утримання засобів виробництва протягом терміну експлуатації $t_{\text{ок}} := \frac{\delta D}{K_{\text{дл}} \cdot K_{\text{сум}}}$ місяця. $K_{\text{сум}} = 1,32 \times 10^4$ грн. (4.12)

В результаті впровадження багатозонного тарифу очікується отримати прибуток, тобто оплата за електроенергію по диференційованих за годинами доби тарифах буде меншою оплати по існуючих двоставочних тарифах.

Крім цього, термін окупності впровадження цього заходу не перевищує 1 місяця. Це підтверджує доцільність впровадження багатозонного тарифу.

Крім того, впровадження багатозонного тарифу - це стимулювання споживача до регулювання власного графіка навантажень, і, як наслідок, зменшення пікових навантажень на системи електропостачання. Для цього споживачеві досить провести найпростіші беззатратні регулюючі заходи (наприклад, зміщення періоду роботи нерезимних споживачів, зміщення перерв в роботі електроприймачів, перенесення навантажень з пікових зон в нічні зони та інші заходи), що робить систему багатозонного обліку вигідною і необхідною.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

5.1. Аналіз режиму навантаження підстанції 10/0,4 кВ

Фактичні величини розрахункового активного P_p , реактивного Q_p і повного S_p навантаження на шині 0.4 кВ підстанції 10/0,4 кВ: $P_p = 181$ кВт,

Параметри силового трансформатора підстанції ТМ-250:

номінальна потужність $S_{ном} = 250$ кВА, номінальна напруга обмотки ВН

$U_{10} = 10$ кВ, номінальна напруга обмотки низької напруги $U_{0.4} = 0.4$ кВ,
 номінальна напруга короткого замикання $U_{кз} = 3.7$ кВ, напруга короткого замикання
 $U_{кз3п} = 4.5$ % потужність холостого ходу $P_{хх} = 1.05$ кВт, струм холостого ходу
 $I_{ххQ3п} = 2.3$ % розрахунковий період (місяць) $t_p = 742$ год.

Параметри розподільної мережі напругою 10 кВ

Базова (еквівалентна) напруга мережі: $U_{баз} = 10.5$ кВ,

Опір системи (згідно схеми заміщення мережі ВЕМ): $r_c = 2.2$ Ом.

Опір ПЛ напругою 10 кВ, довжиною 3500 м, виконаної проводом АС-95:

Рис. 5.1. Добові графіки активного P_3 та реактивного Q_3 навантаження ТМ-10/0,4 кВ для зимового періоду. (5.1)

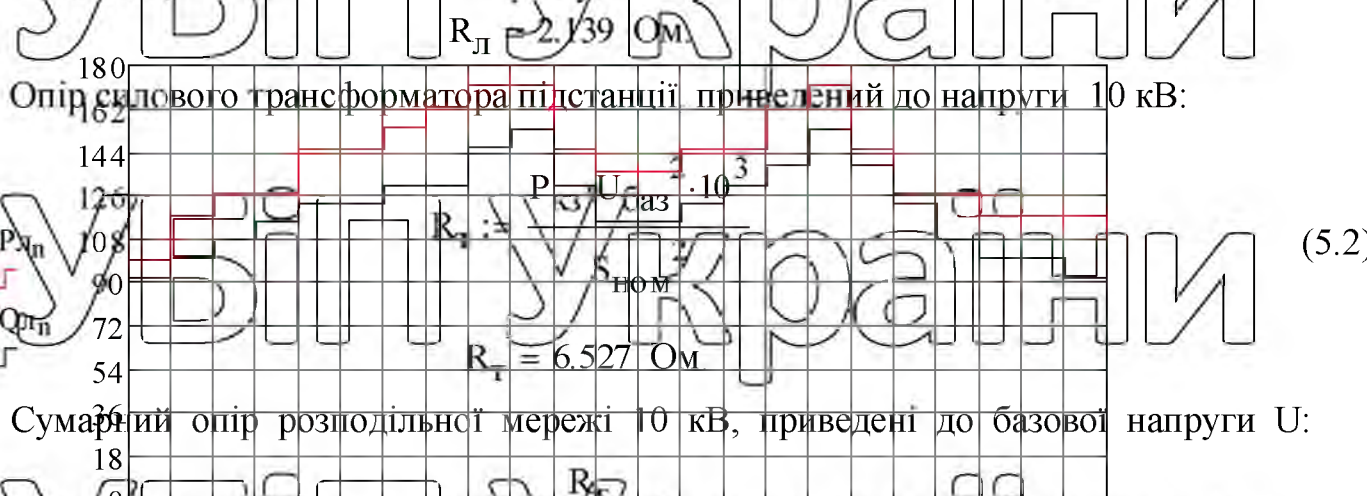


Рис. 5.2. Добові графіки активного P_L та реактивного Q_L навантаження ТП 10/0,4 кВ для літнього періоду.

Вартість 1 кВт реактоенергії в мережі: $\epsilon = \left(\sum P_{3п} + \sum Q_{3п} \right) \cdot 0.86$ грн/кВт·год $\cdot 30$

Кількість спожитої щомісяця активної (WP) і реактивної (WQ) електроенергії:

$$WP := \frac{\sum P_{3п} \cdot 30}{2 \cdot WQ} = 8.53303 \cdot 10^6 \text{ кВт·год}, \quad WQ := \frac{\sum Q_{3п} \cdot 30}{2} \quad (5.3)$$

НУБІП України

Середні значення активного (кВт) і реактивного (кВАр) навантаження підстанції

$$P_{cp} := \frac{WP}{t_p} \quad Q_{cp} := \frac{WQ}{t_p}$$

$$Q_{cp} = 115.005 \text{ кВАр.}$$

$$P_{cp} = 135.201 \text{ кВт.}$$

Фактичне середнє завантаження трансформатора, кВА:

$$S_{cp} := \sqrt{P_{cp}^2 + Q_{cp}^2}$$

$$S_{cp} = 177.498 \text{ кВА.}$$

Середнє завантаження підстанції за розрахунковий період: $k_3 = 0.355$

Середньодобові втрати електроенергії в силовому трансформаторі W:

$$\Delta W := \sum_{n=1}^n \left[\left(\frac{P_{3n} + P_{лn}}{2} \right)^2 + \left(\frac{Q_{3n} + Q_{лn}}{2} \right)^2 \right] \cdot R_T \cdot (U_{обз}^2 \cdot 10^3)$$

$$\Delta W = 48.384 \text{ кВт год.}$$

Втрати електроенергії W_p в трансформаторі ТП за рік становитимуть:

$$\Delta W_p := \Delta W \cdot 365$$

$$\Delta W_p = 1.766 \times 10^4 \text{ кВт год}$$

$$\Delta Q_{xx} = 5.75 \text{ кВАр.}$$

5.2. Розрахунок плати за перебіги реактивної потужності без КРП потужність короткого замикання

Втрати активно і реактивної енергії в трансформаторі.

$$\Delta Q_{kz} = \frac{I_{kz}}{I_{ном}} \cdot \Delta Q_{xx}$$

Складові втрат реактивної потужності: потужність холостого ходу

$$\Delta Q_{kz} = 11.25 \text{ кВАр.}$$

Розрахункові середні активна і реактивна потужності завантаження трансформаторі.

$$k_{wp} = \frac{WPQ}{I_{xx}}$$

НУБІП України

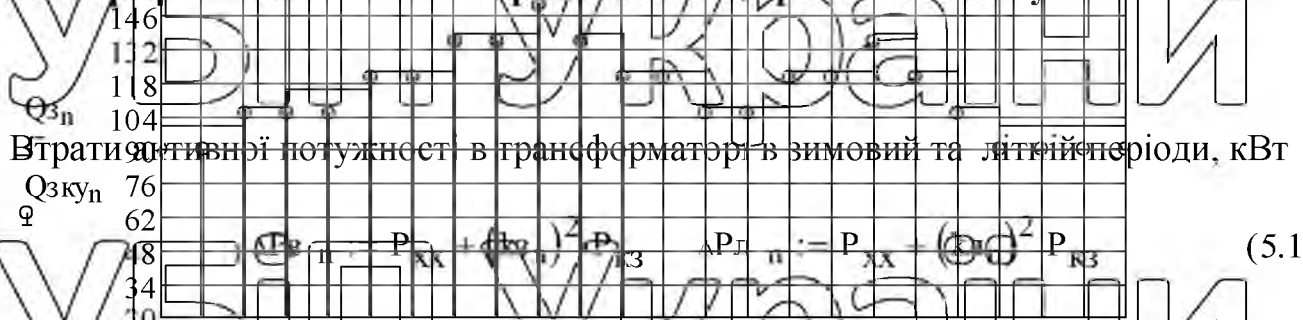
5.3. Розрахунок плати за перетоки реактивної потужності з КРП

Максимальні реактивні потужності за добовими графіками в зимовий період $\max(Q_3) = 153.34$ кВАр, в літній період $\max(Q_л) = 153.34$ кВАр.

Параметри регульованої конденсаторної установки: номінальна напруга $U_{ном} := 10$ кВ, загальна потужність $Q_{ку} := 150$ кВАр, потужність ступені регулювання $q_1 := 15$ кВАр, кількість дискретних ступенів $n_q := 10$ шт., орієнтовна вартість КУ $K_{ку} := 24500$ грн.

Визначення реактивної потужності КУ в залежності від графіку навантаження:

5.4. Графіки навантаження при компенсації реактивної потужності



Активна та реактивна потужності з урахуванням втрат в зимовий період:

$$PP_{3n} := P_{3n} + \Delta P_{3n} \quad \text{кВт.}$$

Рис. 5.3,а. Графіки реактивних навантажень і потужності КУ в зимовий період. (5.13)

$$QQ_{3n} := Q_{3n} + \Delta Q_{3n} \quad \text{кВАр.}$$



Рис. 5.3,б. Графіки реактивних навантажень і потужності КУ в літній період.

Розрахунок плати за перетоки реактивної потужності з КРП до і після її (5.14)

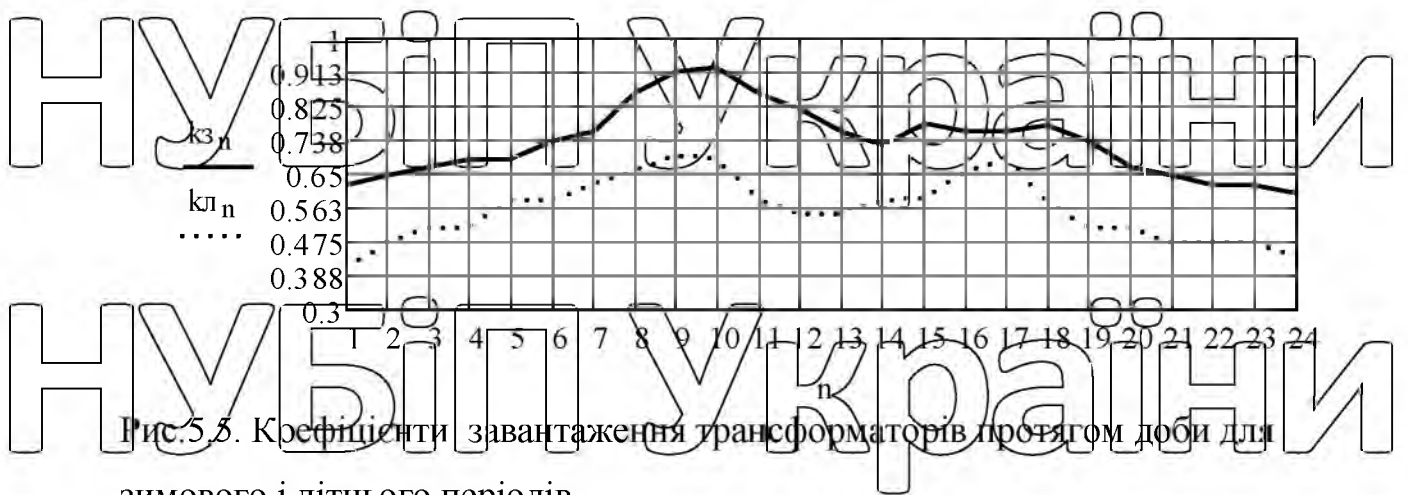


Рис.5.5. Коэффициенти завантаження трансформаторів протягом доби для зимового і літнього періодів.

5.4.1. Розрахунок основної плати.

Основна середньодобова плата протягом зимового періоду

$$\pi_{п1з} := \sum_{n=1}^n [(QQ_{зn} + 3 \cdot WQQ_{зgn}) \cdot D \cdot T] \quad (5.15)$$

Додаткова плата, літній період, грн.

Основна середньодобова плата протягом літнього періоду

$$\pi_{п1л} := \sum_{n=1}^n [(QQ_{лn} + 3 \cdot WQQ_{лgn}) \cdot D \cdot T]$$

$$\pi_{п2л} = 0,24 \text{ грн.}$$

$$\pi_{п1л} = 52,97 \text{ грн.}$$

5.4.3. Середньодобова плата за перетоки реактивної потужності в мережі

5.4.2. Розрахунок додаткової плати.

Коефіцієнт потужності для зимового і літнього періодів

$$\text{tg}_{зn} := \frac{QQ_{зn}}{PP_{зn}} = \frac{57,609}{PP_{зn}} \text{ грн/добу}$$

Додаткова плата, зимовий період, грн.

$$\pi_{п2з} := D \cdot T \cdot \sum_{n=1}^n [(QQ_{зn} + 3 \cdot WQQ_{зgn}) \cdot C_{баз} \cdot (K_{зn} - \varphi)] \quad (5.14)$$

Середньодобове значення плати за перетоки реактивної потужності

$$\pi_{п2з} = 0,222 + \pi_{п1л}$$

$$\pi_{п2з} := \frac{0,222 + \pi_{п1л}}{2}$$

$$\pi_{пдоб} = 55,418 \text{ грн/добу.}$$

Середньомісячна плата за перетоки реактивної потужності, господарства

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

5.5. Оцінка ефективності КРП на шинях 0,4 кВ ТП

Розрахунковий період 12 місяців, капіталовкладення в КУ складають 24500 грн.

Відрахування на амортизацію та поточний ремонт складають: $E_a := 0.075$

$E_{пр} := 0.065$ в.о. Оскільки придбання технічних засобів передбачається за кошти птахофабрики (без банківського кредитування), то номінальна норма дисконту e буде рівна нулю.

$$E := E_a + E_{пр} + e$$

Амортизаційні, експлуатаційні та кредитні щомісячні відрахування

$$3e := K_{ку} \cdot E$$

$$3e = 3.761 \times 10^3 \text{ грн.}$$

Економія плати за реактивну енергію $\Delta ПМІС_2 = 1.724 \times 10^4$ грн.

Чистий дисконтований дохід за формулою

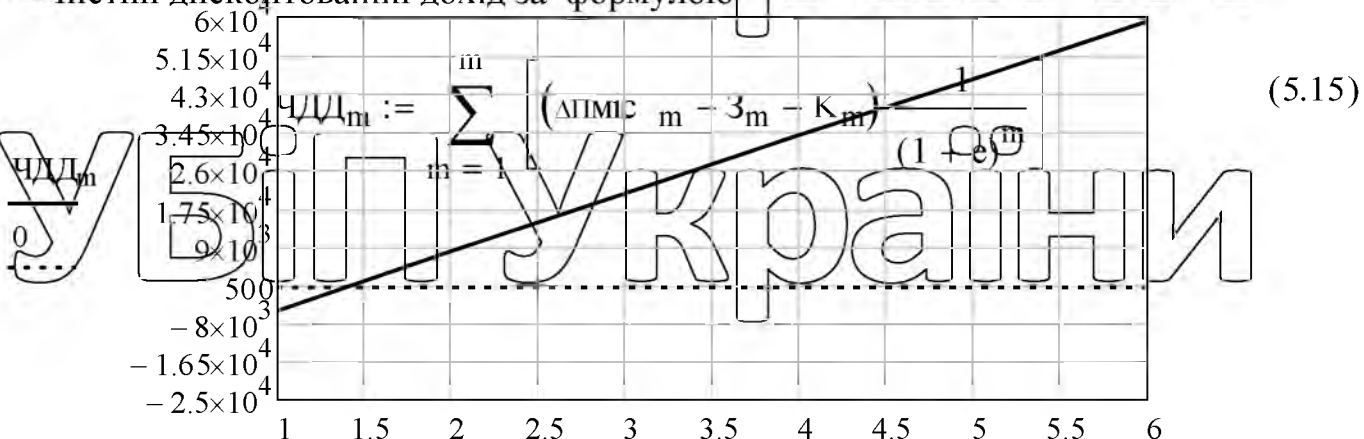


Рис.5.6. Зміна чистого дисконтованого доходу протягом розрахункового періоду.

Сумарний за розрахунковий період 12 місяців чистий дисконтований дохід становитиме

НУБІП України

$ЧДД_{\text{сум}} = 5.845 \times 10^4$ грн.

Результати розрахунків, виконаних за вказаною методикою, показують, що величина плати за спожиту реактивну електроенергію зменшується на

НУБІП України

$\Delta \text{пміс}_2 \cong 1.724 \times 10^4$ грн/місяць.

від $\text{п} = 1.896 \times 10^4$ грн/місяць до $\text{пміс} = 1.718 \times 10^3$ грн/місяць.

Як видно з рис. 5.6 чистий дисконтований дохід стає додатним через 2 місяці роботи КУ. Подальша робота КУ приносить підприємству чистий прибуток.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

6.1. Аналіз можливої небезпеки в трифазній чотирьохпровідній мережі

0,38 кВ з заземленою нейтраллю

Наведемо схеми і розрахуємо напругу дотику ($U_{\text{дот}}$) та силу струму, що протікає через людину ($I_{\text{л}}$) в двох режимах роботи електричної мережі: нормальному та післяаварійному (коли людина доторкнулась до фазного проводу в момент, коли інший провід замкнувся на землю (тобто при однофазному короткому замиканні).

Покажемо, в яких випадках доторкання небезпечніше. Для цього в розрахунках прийнято опір тіла людини $R_{\text{л}}=850$ Ом; опір заземлення нейтралі $R_0=3,7$ Ом; опір ізоляції провідників $R_A=R_B=R_C=R_N=R=30$ кОм; ємність провідників $C_A=C_B=C_C=C_N=C=0,06$ мкФ, $R_{\text{зам}}=100; 60; 3; 0,5$ Ом.

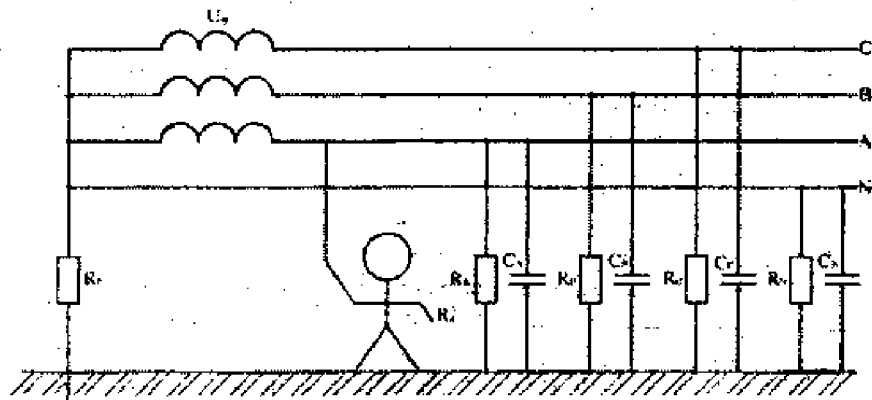


Рис. 6.1. Однофазний дотик людини до проводу трифазної чотирьохпровідної мережі з заземленою нейтраллю.

В нормальному режимі вираз для визначення напруги дотику має вигляд [9]:

$$U_{\text{дот}} = U_{\phi} \frac{R_{\text{л}}}{R_{\text{л}} + R_0}, \text{ В}; \quad (6.1)$$

НУБІП України

$$U_{\text{дот}} = 220 \frac{850}{850 + 3,7} = 219,12 \text{ В}$$

А струм через людину

$$I_{\text{л}} = \frac{U_{\phi}}{R_{\text{л}} + R_0}, \text{ А} \quad (6.2)$$

НУБІП України

$$I_{\text{л}} = \frac{220}{850 + 3,7} = 0,258 \text{ А}$$

В післяаварійному режимі, коли одна із фаз мережі, наприклад фаза С замкнута на землю через відносно малий активний опір $R_{\text{зам}}$, провідності двох

інших фаз рівняння для визначення напруги дотику має вигляд:

НУБІП України

$$U_{\text{дот}} = U_{\phi} R_{\text{л}} \frac{R_{\text{зам}} + R_0 \sqrt{3}}{R_{\text{зам}} R_0 + R_{\text{л}} (R_{\text{зам}} + R_0)}, \text{ В} \quad (6.3)$$

НУБІП України

$$U_{\text{дот}} = 220 \cdot 850 \frac{100 + 3,7\sqrt{3}}{100 \cdot 3,7 + 850(100 + 3,7)} = 224,803 \text{ В};$$

$$U_{\text{дот}} = 220 \cdot 850 \frac{60 + 3,7\sqrt{3}}{60 \cdot 3,7 + 850(60 + 3,7)} = 228,418 \text{ В};$$

НУБІП України

$$U_{\text{дот}} = 220 \cdot 850 \frac{3 + 3,7\sqrt{3}}{3 \cdot 3,7 + 850(3 + 3,7)} = 308,338 \text{ В};$$

$$U_{\text{дот}} = 220 \cdot 850 \frac{0,5 + 3,7\sqrt{3}}{0,5 \cdot 3,7 + 850(0,5 + 3,7)} = 361,691 \text{ В};$$

Струм визначається за формулою:

НУБІП України

$$I_{\text{дот}} = U_{\phi} \frac{R_{\text{зам}} + R_0 \sqrt{3}}{R_{\text{зам}} R_0 + R_{\text{л}} (R_{\text{зам}} + R_0)}, \text{ А} \quad (6.4)$$

$$I_{\text{дот}} = 220 \frac{100 + 3,7\sqrt{3}}{100 \cdot 3,7 + 850(100 + 3,7)} = 0,264 \text{ А}$$

НУБІП України

$$I_{\text{дот}} = 220 \frac{60 + 3,7\sqrt{3}}{60 \cdot 3,7 + 850(60 + 3,7)} = 0,269 \text{ А};$$

$$I_{\text{дот}} = 220 \frac{3+3,7\sqrt{3}}{3 \cdot 3,7+850(3+3,7)} = 0,363 \text{ А};$$

$$I_{\text{дот}} = 220 \frac{0,5+3,7\sqrt{3}}{0,5 \cdot 3,7+850(0,5+3,7)} = 0,426 \text{ А};$$

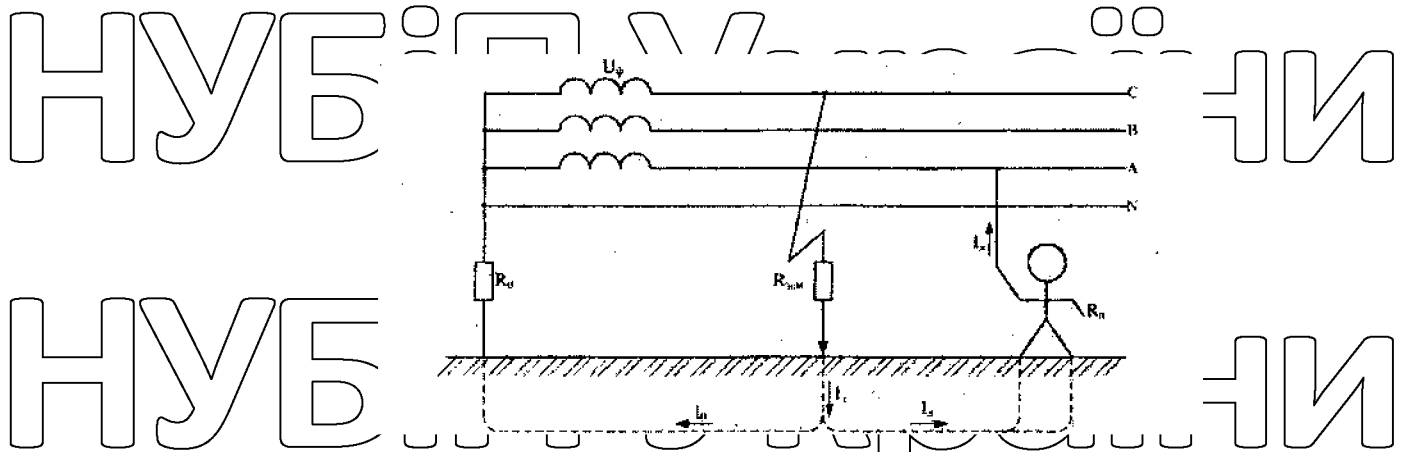


Рис.6.2. Однофазний дотик людини до проводу трифазної

чотирьохпроводної мережі з заземленою нейтраллю в після аварійному режимі.

З розрахунків видно, що при аварійному режимі торкання небезпечніше при найменшому опорі $R_{\text{зам}}=0,5$ Ом, бо струм дотику $I_{\text{дот}}=0,426$ А, напруга дотику

$U_{\text{дот}}=361,691$ В, також небезпечне торкання при опорі $R_{\text{зам}}=3$ Ом, коли струм

$I_{\text{дот}}=0,363$ А, а напруга $U_{\text{дот}}=308,338$ В.

6.2. Розрахунок заземлюючого пристрою трансформаторної підстанції 10/0,4

кВ

Вихідні дані для розрахунку:

- довжина провідника $l_B := 3 \text{ м};$
- глибина його закладання $t_B := 0.7 \text{ м};$
- питомий опір суглинкового ґрунту $\rho_1 := 160 \text{ Ом м};$
- та питомий опір глиняного ґрунту $\rho_2 := 110 \text{ Ом м};$
- діаметр вертикального електроду $d := 0.012 \text{ м};$
- номінальна напруга мережі $U_H := 10 \text{ кВ};$
- довжина горизонтального заземлюючого електроду $l_T := 3 \text{ м};$
- коефіцієнт використання горизонтальних електродів $K_{гг} := 0.85$

Визначаємо струм замикання на землю I_3 на основі значень номінальної напруги U_H та сумарної довжини електрично зв'язаних між собою повітряних $l_{п}$ та кабельних ліній $l_{к}$.

$$I_3 := \frac{U_H \cdot (l_{п} + 35 \cdot l_{к})}{350} \quad (6.5)$$

$$I_3 = 3.3 \text{ А} := \frac{l_B}{2} + t_B \quad (6.7)$$

Опір заземлювального пристрою (R_3) не повинен перевищувати допустимого значення, котре визначається:

- величиною 10 Ом;

- з боку мережі 0,4 кВ величиною 4 Ом;

$$\rho := \frac{(l_B - h + t_B) \cdot \rho_1 + (h - t_B) \cdot \rho_2}{h} \quad (6.8)$$

- відношенням напруги на заземлюючому пристрої U_3 до струму I_3 [2].

Відповідно до формули опору вертикального електроду $R_{во}$ визначається діаметром d :

$$R_{во} := \frac{\rho R_{3, \text{доп}} \cdot \left(\ln \left(\frac{2 \cdot l_B}{d} \right) + 0.5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot l_B + 7 \cdot t_B}{l_B + 7 \cdot t_B} \right) \right)}{2 \cdot \pi \cdot l_B} \quad (6.6)$$

$$R_{3, \text{доп}} = 37.879 \text{ Ом} \quad (6.9)$$

Визначаємо еквівалентний опір $R_{вґрунту}$ при перетині вертикальним електродом ґрунту (фактично використовується формула за довідковими даними

[9], визначаємо кількість електродів за формулою: $R_{3, \text{доп}} := 10 \text{ Ом}.$

$$R_k := \frac{R_{во} \cdot R_{гг}}{\rho \cdot K_{гг}}$$

$$R_{гг} := \frac{R_{во} \cdot R_{гг}}{\rho \cdot K_{гг}} \quad (6.6)$$

довжина електроду l_B та глибина закладання t_B визначаються згідно з [2].

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

$$R_{\text{г}} = 8,554 \text{ Ом.}$$

Для заземлення на ТП 10/0,4 кВ застосуємо шість заземлюючих електродів.

Визначаємо опір природніх заземлювачів ліній напругою 0,38 кВ, що відходять від споживчої ТП 10/0,4 кВ. Враховуємо, що опір кожного з повторних заземлювачів дорівнює 100 Ом м.

$$R_{\text{гз}} := 30 \cdot \frac{100}{100} \quad R_{\text{гз}} = 30 \text{ Ом.}$$

Опори природніх заземлювачів у вигляді заземлень нульового проводу відхідних ліній напругою 0,38 кВ відповідно рівні:

$$R_{\text{л1}} := \frac{1}{\left(\frac{5}{30}\right)} \quad R_{\text{л1}} = 6 \text{ Ом,} \quad R_{\text{л2}} := \frac{1}{\left(\frac{5}{30}\right)} \quad R_{\text{л2}} = 6 \text{ Ом,}$$

$$R_{\text{л3}} := \frac{1}{\left(\frac{6}{30}\right)} \quad R_{\text{л3}} = 5 \text{ Ом,} \quad R_{\text{л4}} := \frac{1}{\left(\frac{7}{30}\right)} \quad R_{\text{л4}} = 4,286 \text{ Ом.}$$

Загальний опір становить:

$R_{\text{зар}} := \frac{1}{\frac{1}{R_{\text{гз}}} + \frac{1}{R_{\text{л1}}} + \frac{1}{R_{\text{л2}}} + \frac{1}{R_{\text{л3}}} + \frac{1}{R_{\text{л4}}}}$
перевисувати допустимого значення 4 Ом, що підтверджують результати розрахунку.
Для електроустановок напругою до 1000 В опір заземлювачів не повинен

НУБІП України

НУБІП України

6.3. Розрахунок блискавкозахисту трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ

НУБІП України

Блискавкозахист підстанції виконаний за категорією III, та має зону захисту типу Б. Згідно [12] будівлі трансформаторних підстанцій типу КТП необхідно захищати від прямих ударів блискавки в районах з кількістю грозових годин в рік більше 20.

НУБІП України

Блискавкозахист виконуємо стержневим блискавковідводом, який встановлюється на даху будівлі. Як струмовідвід можна використати металеву драбину з огороженою площадкою на 2 поверсі.

НУБІП України

Необхідна висота блискавковідводу h для захисту споживчої трансформаторної підстанції закритого типу напругою 10/0,4 кВ висотою h_x визначається за формулою:

$$r_x = 1.6 \cdot h \cdot \frac{h - h_x}{h + h_x} \quad (6.11)$$

НУБІП України

Необхідна висота блискавковідводу h для захисту КТП 10/0,4 кВ з висотою стін $h_{xz} = 4$ м та радіусом зони захисту r_x визначається за формулою:

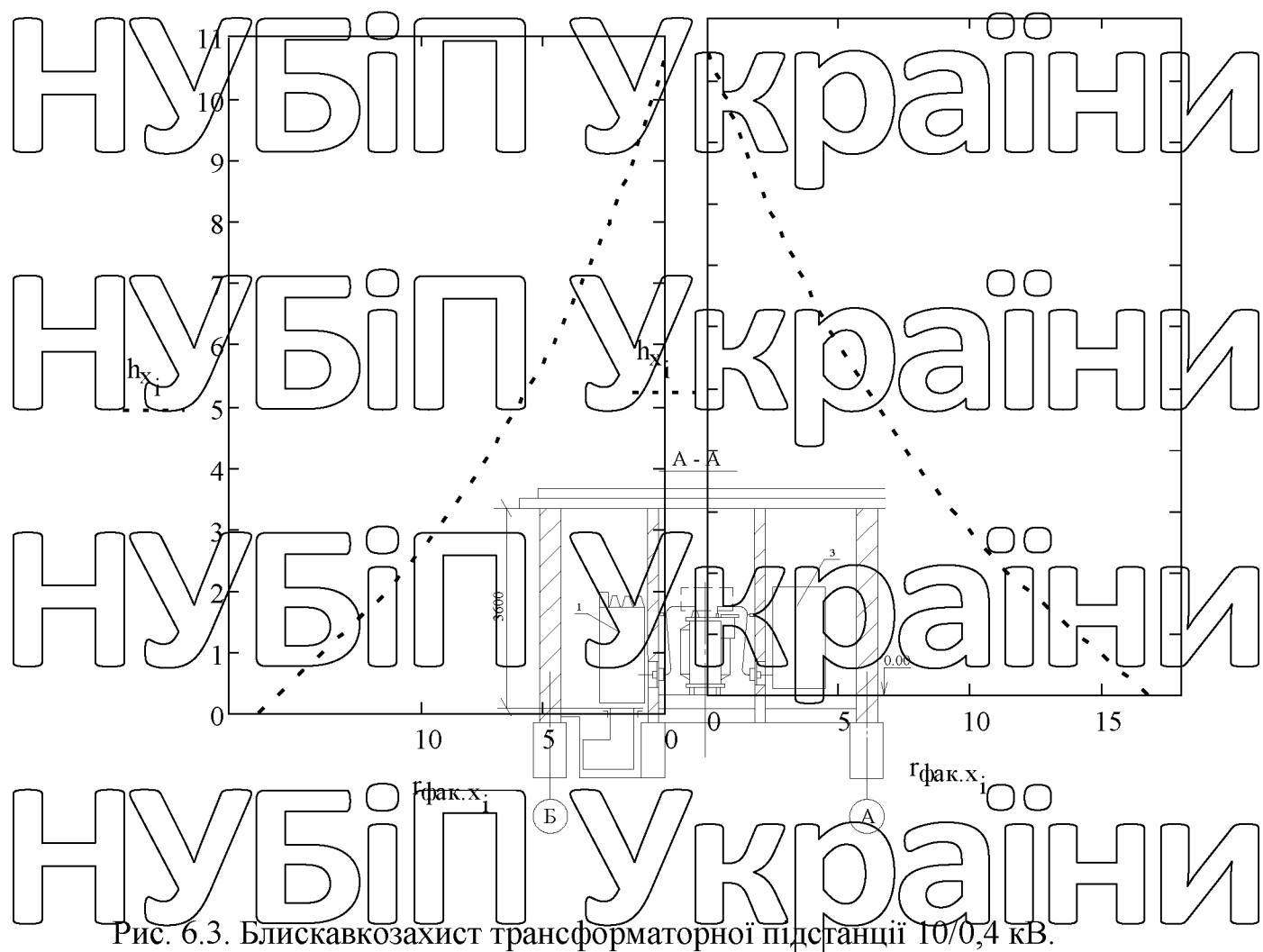
$$r_x := 7.5 \text{ м}$$

НУБІП України

$$h := \frac{3125 \cdot r_x + 5 \cdot h_x^2}{25 \cdot r_x^2 + 240 \cdot r_x \cdot h_x + 64 \cdot (h_x^4)^2} \dots \quad (6.12)$$
$$h = 10.477 \text{ м.}$$

Приймає блискавковідвід висотою $h_{\text{фак.х}} := 11 \text{ м.}$

Фактичний радіус захисту $r_{\text{фак.х}}$ визначається за формулою (6.13)



НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

ВИСНОВКИ

НУБІП України

В манітєрській роботі досліджено режими роботи системи електроспоживання населеного пункту з аграрним виробництвом.

Розраховані параметри електричної мережі 0,38 і 10 кВ.

НУБІП України

З метою підвищення ефективності електроспоживання застосовуємо компенсацію реактивної потужності на шинах 0,4 кВ ТП 250 кВА конденсаторною установкою потужністю 150 кВАр (14 ступенів по 25 кВАр). Це

дозволить зменшити величину плати за спожиту реактивну електроенергію на

НУБІП України

17240 грн щомісячно. Чистий дисконтований дохід стає додатнім через 2 місяці роботи КУ, подальша робота КУ приносить підприємству прибуток.

В результаті впровадження багатозонного тарифу очікується отримати прибуток, а термін окупності впровадження цього заходу не перевищує 2-х місяців.

НУБІП України

Досліджено умови виникнення небезпеки під час експлуатації електроустановок та розроблено заходи щодо їх усунення.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Козирський В.В. Електропостачання агропромислового комплексу: підруч./ В.В.Козирський, С.М.Волошин, Т.О.Романьок. - К: ТОВ «Аграр Медіа Груп», 2013. – 533 с.

2. Іноземцев Г.Б. Дипломне проектування енергетичних та електротехнічних систем в агропромисловому комплексі: навч. посібник/ Г.Б.Іноземцев, В.В.Козирський, М.Т.Лут та ін. - К: ТОВ «Аграр Медіа Груп», 2014. – 526 с.

3. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі: ГКУ 340.000.002-97. - К.: Міненерго України, 1997.-54 с.

4. Карякин Р.Н. Заземлюючі пристрої електроустановок: Справочник/ Р.Н.Карякин. - М: Энергосервис, 2000.-373 с.

5. Корчемний М.О. Енергозбереження в агропромисловому комплексі/ М.О.Корчемний, В.С.Федорейко, В.Н.Щербань. Тернопіль: вид-во «Підручники і посібники», 2001.-984 с.

6. Методика визначення економічно доцільних обсягів компенсації реактивної енергії, яка перетікає між електричними мережами електропередавальної організації та споживача (основного споживача та субспоживача): СОУ-Н МПЕ 40.1.20.510.:2006. - К.: ОУГ «ГРІФРЕ», 2006.-70 с.

7. Методика обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами. Затверджена наказом Міністерства палива та енергетики України №19 від 17.01.2002.

8. Основи охорони праці: Навчальний посібник / За ред. Я.І. Бедрія. – 3-тє вид., переробл. і доп. – Львів: "Магнолія плюс", видавець СПД ФО В.М. Тича, 2004.-240 с.

9. Правила улаштування електроустановок. - Х.: Форт, 2017. - 760 с.

10. Шестеренко В.Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств. Підручник. – Вінниця: Нова Книга, 2004. – 656 с.